

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

"CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES"

MARTIN RIOS PAREDES

Quito, Marzo de 1984



CERTIFICO:

Que el señor MARTIN RIOS PAREDES, ha elaborado la presente tesis bajo mi dirección.


Ing. Milton Toapanta
DIRECTOR DE TESIS

MI GRATITUD

Para todas las personas que colaboraron de una u otra manera en la realización de esta Tesis, en especial al Ing. Milton Toapanta quien con su sapiencia e idoneidad como Director de Tesis ayudó a su culminación.

I N D I C E

CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES

	Página
CAPITULO I.- GENERALIDADES	
1.1. INTRODUCCION	1
1.2. ALCANCE	2
1.3. OBJETIVO	3
CAPITULO II.- DEFINICIONES BASICAS Y FUNDAMENTOS DEL ANA- LISIS DE CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELEC- TRICOS INDUSTRIALES	
(2.1.) DEFINICIONES BASICAS	5
2.1.1. TERMINOS GENERALES	5
2.1.1.1. CONFIABILIDAD.	5
2.1.1.2. COMPONENTE	9
2.1.1.3. SISTEMA.	9
2.1.1.4. FALLA	9
2.1.1.5. TIEMPO DE EXPOSICION	9
2.1.2. TERMINOS DE SALIDAS	10
2.1.2.1. SALIDA	10
2.1.2.2. DISPONIBILIDAD	11
2.1.2.3. INDISPONIBILIDAD	11
2.1.2.4. TIPOS DE SALIDAS	11
2.1.2.5. TIPOS DE SALIDAS FORZADAS	12
2.1.2.6. CONDICIONES METEREOLÓGICAS	13
2.1.2.7. TASA DE SALIDA DE SERVICIO	13
2.1.2.8. DURACION DE LA SALIDA DE SERVICIO	14
2.1.2.9. TIEMPO DE MANIOBRA	15
2.1.3. TERMINOS DE INTERRUPCIONES	15
2.1.3.1. INTERRUPCION	15

	Página	
2.1.3.2.	DURACION DE LA INTERRUPCION.	16
2.2.	FUNDAMENTOS DEL ANALISIS DE CONFIABILIDAD DE SIS- TEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES	17
2.2.1.	INTRODUCCION	17
2.2.2.	ANALISIS CUALITATIVO Y CUANTITATIVO	18
2.2.3.	ANALISIS DE LOS BENEFICIOS	19
2.2.4.	MEDIDAS DE CONFIABILIDAD	21
2.2.5.	CALCULO DE LAS MEDIDAS DE CONFIABILIDAD	24
2.2.5.1.	FLUCTUACION DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES	25
2.2.5.2.	DEFINICION DE INTERRUPCION DE SERVICIO	27
2.2.5.3.	METODOS DE CALCULO	28
	A.- METODO DEL "TIEMPO DE DURACION Y FRECUENCIA DE INDISPONIBILIDADES"	29
	B.- METODO DEL "PROMEDIO ANUAL DE INTERRUPCION"	54
	C.- METODO DEL "CONJUNTO DE CORTE"	66
2.3.	ANALISIS DE LA INFORMACION REQUERIDA	78
CAPITULO III.- EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE LOS SIS- TEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES		
3.1.	EVALUACION DE LOS SISTEMAS DE ALIMENTACION	89
3.1.1.	CRITERIO DE CONFIABILIDAD DE LOS PROCESOS DE PRO- DUCCION	91
3.1.2.	CLASIFICACION DE LAS CARGAS.	92
	- CARGAS CRITICAS	92
	- CARGAS CONMUTABLES	92
	- CARGAS NO CRITICAS	94
3.1.3.	EQUIPOS DE EMERGENCIA	95

	Página	
3.1.3.1.	CONFIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD	96
3.1.3.2.	SELECCION DEL SISTEMA	97
(3.2.)	EVALUACION DE LOS ESQUEMAS ELECTRICOS	99
3.2.1.	ESQUEMAS REDUNDANTES	99
3.2.2.	ESQUEMAS NO REDUNDANTES	100
(3.3.)	EVALUACION DE LOS EQUIPOS ELECTRICOS	100
3.3.1.	CAUSAS DE LAS FALLAS	100
3.3.2.	RECOMENDACIONES PARA DISMINUIR LAS CAUSAS DE LAS FALLAS	104
3.3.3.	EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO	107
3.3.3.1.	DEFINICIONES	107
3.3.3.2.	OBJETIVO	108
3.3.3.3.	CARACTERISTICAS	109
3.3.3.4.	CALCULO DEL INTERVALO OPTIMO DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO	111
(3.4.)	ANALISIS ECONOMICO DE LA CONFIABILIDAD	119
3.4.1.	INTRODUCCION	119
3.4.2.	METODOS DE EVALUACION	121
	1.- METODO DE LOS "REQUERIMIENTOS DE INGRESOS"	123
	2.- METODO DEL "COSTO TOTAL DE CAPITAL"	131
	3.- METODO DEL "INDICE COSTO-CONFIABILIDAD"	139
3.4.3.	FORMULARIOS TIPICOS DE ENCUESTA ECONOMICA.	140
3.4.3.1.	PREPARACION	141
3.4.3.2.	REALIZACION	141
3.4.3.3.	EVALUACION	142
3.4.3.4.	FORMULARIOS TIPICOS	142

CAPITULO IV.- EJEMPLO DE APLICACION (EVALUACION DE LA		
CONFIABILIDAD EN UNA INDUSTRIA NACIONAL DE		
IMPORTANCIA)		
4.1.	DESCRIPCION DE LA PLANTA INDUSTRIAL.	153
4.2.)	EVALUACION TECNICA DE LA CONFIABILIDAD	154
4.2.1.	METODO A UTILIZARSE.	155
4.2.2.	DATOS.	156
4.2.3.	DATOS ESPECIFICOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE "LA- TINRECO"	157
4.2.4.	ANALISIS DE LOS CIRCUITOS (SISTEMA EXISTENTE EN LA E.E.Q.S.A.)	159
	a) SISTEMA RADIAL	159
	b) SISTEMA SELECTIVO PRIMARIO	166
	c) SISTEMA SELECTIVO SECUNDARIO	174
4.2.5.	ANALISIS DE LOS CIRCUITOS DE ALIMENTACION (SISTE- MA PROYECTADO DE LA E.E.Q.S.A.)	180
4.2.6.	COMPARACION DE RESULTADOS	194
4.2.7.	CONCLUSIONES Y COMENTARIOS	197
4.3.)	EVALUACION ECONOMICA DE LA CONFIABILIDAD	200
4.3.1.	METODO A UTILIZARSE	201
4.3.2.	DATOS.	202
4.3.3.	DATOS ESPECIFICOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE "LA- TINRECO"	203
4.3.4.	ANALISIS ECONOMICO DE LOS CIRCUITOS (SISTEMA PRO- YECTADO DE LA E.E.Q.S.A.)	207
	a) SISTEMA RADIAL	207
	b) SISTEMA SELECTIVO PRIMARIO	209
	c) SISTEMA SELECTIVO SECUNDARIO	212

	Página
4.3.5. COMPARACION DE RESULTADOS	215
4.3.6. CONCLUSIONES Y COMENTARIOS	215
 CAPITULO V.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
5.1. CONCLUSIONES	222
5.2. RECOMENDACIONES	225
 ANEXOS	
A.- CONCEPTOS BASICOS DEL ANALISIS DE CONFIABILIDAD POR METODOS PROBABILISTICOS	1
B.- DATOS ESTADISTICOS DE TASAS DE FALLA Y TIEMPOS DE REPARACION DEL EQUIPO ELECTRICO EN PLANTAS INDUS- TRIALES	14
C.- INSTRUCCIONES PARA RECOLECTAR DATOS DEL EQUIPO ELECTRICO EN PLANTAS INDUSTRIALES, A UTILIZARSE EN ANALISIS DE CONFIABILIDAD	24
BIBLIOGRAFIA	i

CAPITULO I

GENERALIDADES1.1. INTRODUCCION

La planificación de los sistemas eléctricos futuros en un mundo de valores vertiginosamente variables, en el cual, los recursos primarios escasean o son cada vez mas costosos, representa una ardua labor que, debe ser enfrentada por los ingenieros involucrados en tal actividad. Por lo mismo, la mejor utilización de estos recursos requiere la predicción del desarrollo futuro con precisión y la selección del esquema óptimo que permita alcanzar las metas propuestas con una calidad predeterminada del servicio eléctrico.

En razón de esta optimización, los sistemas eléctricos de potencia en la actualidad, se expanden en generación utilizando unidades de grandes capacidades concentradas en un solo lugar (Central Hidroeléctrica Paute - Central Hidroeléctrica Agoyan, etc.) generalmente ubicadas lejos de los centros de consumo. Esto implica, una dependencia relativamente grande en el sistema de transmisión seleccionado para transportar esta energía. El sistema así escogido, debe ser seguro y confiable, de modo de prestar un servicio con un alto nivel de continuidad y calidad. Pero el problema no queda allí, para distribuir la energía a los puntos de consumo (plantas industriales, edificios, residencias, etc.) de una manera eficaz, se necesita que el sistema de distribución sea igualmente tan confiable como lo es el sistema de transmisión. Pues de qué serviría que la confiabilidad del sistema de transmisión tienda a ser máxima (frecuencia de falla $\rightarrow 0$) si el sistema de distribución tiene una frecuencia de falla muy alta?

Así, un conocimiento exacto y detallado de la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, como de la confiabilidad del equipo es esencial para todos los consumidores, entre ellos naturalmente, el sector industrial, pues no sólo permite conocer el comportamiento de cada parte y de todo el sistema, sino que además, proporciona la información y los datos necesarios para fijar criterios del diseño cada vez más eficientes.

1.2. ALCANCE

Hasta ahora los estudios de confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia en la mayoría de los casos han sido realizados a nivel de Generación y de Transmisión, descuidándose el área de la Distribución, que desde el punto de vista de los consumidores es tan importante como los dos anteriores.

Dentro de esta área, se encuentran los sistemas eléctricos de tipo industrial, cuya confiabilidad evaluada técnicamente como económicamente, cubre el alcance de este trabajo.

Dado que, por desgracia en nuestro país, muy poca importancia se le ha dado a la estadística, con el consiguiente desconocimiento de experiencias pasadas útiles para solucionar necesidades actuales y prevenir problemas futuros, no siendo el sector eléctrico una excepción, el presente trabajo adolece de cierta imprecisión debido a los datos empleados, sin embargo, los resultados alcanzados son confiables dadas las características comparativas del estudio.

En otras palabras, no se trata de alcanzar valores exactos de los índices de confiabilidad de tal o cual sistema, sino más bien, el aplicar un método que permita el análisis tanto técnico como económico, dando de esta manera un elemento más de juicio en la selección de un determinado esquema eléctrico de tipo industrial.

1.3. OBJETIVO

Durante muchos años, la confiabilidad de un sistema eléctrico, o bien no era considerada totalmente, ó si lo era, se lo hacía en una forma cualitativa, implementando circuitos redundantes en aquellos tramos en que se "pensaba" que más fallas ocurrirían, permitiendo así, el brindar un servicio más "confiable".

Hoy en día sin embargo, existe la necesidad de utilizar valores numéricos que definan la confiabilidad de un determinado esquema, tal que, se puedan evaluar económicamente las ventajas que brinda cada alternativa en relación a sus costos y a los niveles de confiabilidad que ella garantiza.

Como consecuencia de esta necesidad, la presente tesis tiene como objetivo dar las bases y herramientas necesarias, en forma clara y directa, de como llevar a cabo el análisis de confiabilidad de un sistema eléctrico de tipo industrial, resultando así, en una ayuda muy poderosa en la etapa de planificación, al dar un criterio adicional en la selección de alternativas, que, desde el punto de vista técnico-económico pueden resultar equivalentes. Desde esta perspectiva, el contenido de esta tesis, es muy importante, pues determina las bases o reglas coherentes de evaluación, en el intento de ayudar tanto a los consumi-

res (plantas industriales) como a los suministradores (empresas eléctricas) a seleccionar el esquema mas apropiado, que satisfaga las necesidades de los primeros.

Se desea mostrar también, que a partir del análisis de confiabilidad y de los diferentes factores que en él inciden, se pueden derivar pautas y criterios para mejorar el diseño, la operación y el mantenimiento del sistema, haciendo una más eficiente asignación de los recursos financieros en estos rubros.

Por último, se trata de hacer conciencia de llevar datos estadísticos de fallas de los equipos, tiempos de reparación, tiempos de reemplazo, etc., información que a la postre, será de mucha utilidad en la planificación de nuevos sistemas eléctricos o en la expansión de los ya existentes.

CAPITULO II

DEFINICIONES BASICAS Y FUNDAMENTOS DEL ANALISIS DE CONFIABILIDAD
DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES2.1. DEFINICIONES BASICAS [1], [2], [3]

El propósito de las definiciones es obtener un lenguaje uniforme y normalizado para analizar la confiabilidad de un sistema eléctrico en general, siendo por lo tanto aplicable a la metodología de este trabajo, en el análisis de un sistema eléctrico de tipo industrial. Las definiciones no tratan de ser instrucciones específicas para la evaluación de los distintos eventos, pero se debe anotar que el uso de un lenguaje común facilita el intercambio de datos e informaciones. Esto es, la preparación de definiciones normalizadas de términos y parámetros, debe mirarse como una primera etapa en cualquier estudio de confiabilidad, con el fin de posibilitar un intercambio adecuado de información entre diferentes sectores e instituciones.

2.1.1. Términos Generales

Evidentemente, se debe comenzar definiendo el concepto de confiabilidad.

2.1.1.1. Confiabilidad.- Según la definición clásica, la confiabilidad es la probabilidad de que un dispositivo o un sistema esté funcionando adecuadamente, durante un período de tiempo determinado y bajo condiciones de operación también determinadas. Esta definición dada por el Comité Electrotécnico Internacional, asume cuatro conceptos básicos:

- a) Probabilidad
- b) Comportamiento adecuado
- c) Tiempo
- d) Condición de operación

- La Probabilidad, dado el carácter aleatorio que presenta la aparición de fallas, juega un papel importante en la estimación del comportamiento y operación de un equipo o de un sistema eléctrico.

- El comportamiento adecuado del dispositivo o sistema está asociado con el análisis detallado de las fallas de cada componente o del sistema total.

- El período de tiempo está relacionado con la operación del dispositivo o sistema y puede ser continuo, como en el caso de los sistemas de transmisión y distribución o puede ser esporádico como en el caso de unidades de reserva, pudiendo inclusive ser medido en ciclos de operación en lugar de medirse en unidades de tiempo.

- Estas características de operación en los dispositivos que componen el sistema están relacionadas también con las condiciones de operación, tanto de los dispositivos como del sistema analizado en conjunto.

Actualmente, la definición clásica, se ha hecho insuficiente para medir la confiabilidad, dado los distintos puntos de vista que han surgido en los últimos tiempos. Por este motivo, se emplean tres criterios para medir la confiabilidad:

- a) La disponibilidad e indisponibilidad, cuyas definiciones serán dadas más adelante;
- b) La probabilidad de permanecer disponible tras un tiempo de uso después de la última reparación, es una función de este tiempo y coincide con la definición clásica de confiabilidad.

Para medir esta probabilidad se definen los siguientes conceptos, así:

- TIEMPO PARA FALLAR: como el tiempo transcurrido desde el fin de la reparación anterior hasta el comienzo de la falla presente.

El promedio aritmético de los tiempos para fallar se denomina: tiempo medio para fallar, MPTF.

- TASA MEDIA DE FALLA: como el inverso del MPTF (λ). Otro concepto de esta tasa se dará mas adelante en este capítulo. Conviene recalcar sin embargo, que no es el promedio de las tasas de falla en distintos períodos.

Si t es el tiempo transcurrido desde el fin de la última reparación, la probabilidad de que en ese momento el elemento o sistema siga en servicio es $C(t)$. Para la mayoría de los elementos esta probabilidad está dada por una función exponencial, de modo que se cumple la siguiente igualdad:

$$C(t) = e^{-\lambda t} \quad (1)$$

- c) Similarmente a b), se usa la probabilidad de que una reparación dure más que un tiempo dado.

En este caso, se definen también varios conceptos:

- TIEMPO DE REPARACION: Al tiempo transcurrido desde el momento en que se produjo la falla hasta que se haya completado la reparación (aunque el elemento no se ponga en servicio inmediatamente).

El promedio aritmético de los tiempos de reparación de un elemento o sistema se denomina tiempo medio de reparación TMDR.

- TASA MEDIA DE REPARACION: Al inverso del tiempo medio de reparación, μ . Si t es el tiempo transcurrido desde la falla, la probabilidad de que en ese momento el elemento aún no está reparado es $R(t)$. En la mayoría de los elementos, esta probabilidad está dada por una función exponencial, de modo que se cumple la siguiente situación:

$$R(t) = e^{-\mu t} \quad (2)$$

- TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS, MTBF: A la suma del tiempo medio para fallar y el tiempo medio de reparación.

NOTA: Conviene recalcar la importancia de usar una sola unidad de

tiempo, para todos los cálculos. Por lo tanto, en todo el presente trabajo, se usará el año como unidad de tiempo.

2.1.1.2. Componente.- Se entiende por componente, una pieza de un equipo, una línea o un circuito, o una sección de línea o circuito, o un grupo de elementos que se los puede ver como una entidad para propósitos de evaluación de la confiabilidad.

2.1.1.3. Sistema.- Un grupo de componentes conectados o asociados en una configuración fija para desarrollar una función específica.

2.1.1.4. Falla.- Cualquier problema de un componente de un sistema eléctrico que causa cualquiera de las siguientes situaciones:

- a) Apagón parcial o total de la planta, u operación de los equipos existentes, por debajo de límites preestablecidos;
- b) Funcionamiento inaceptable del equipo de la industria;
- c) Operación del equipo de protección, u operación del equipo de emergencia de la industria;
- d) Desenergización de cualquier circuito o equipo eléctrico.

2.1.1.5. Tiempo de Exposición.- Es el tiempo durante el cual un componente que está funcionando y cumpliendo su función, está expuesto a sufrir fallas. Todo elemento, tiene dos períodos en que la

probabilidad de fallar es mayor que durante el resto de su vida. Estos dos períodos, son la primera etapa de su vida, en que aparecen las fallas de construcción, etc., y la última etapa de su vida en que el deterioro produce un rápido aumento del número de fallas. El período entre estas dos etapas se denomina fase operacional y el análisis de Confiabilidad se realiza solamente en este período de vida del componente. La Figura 1, ilustra los conceptos anteriores.

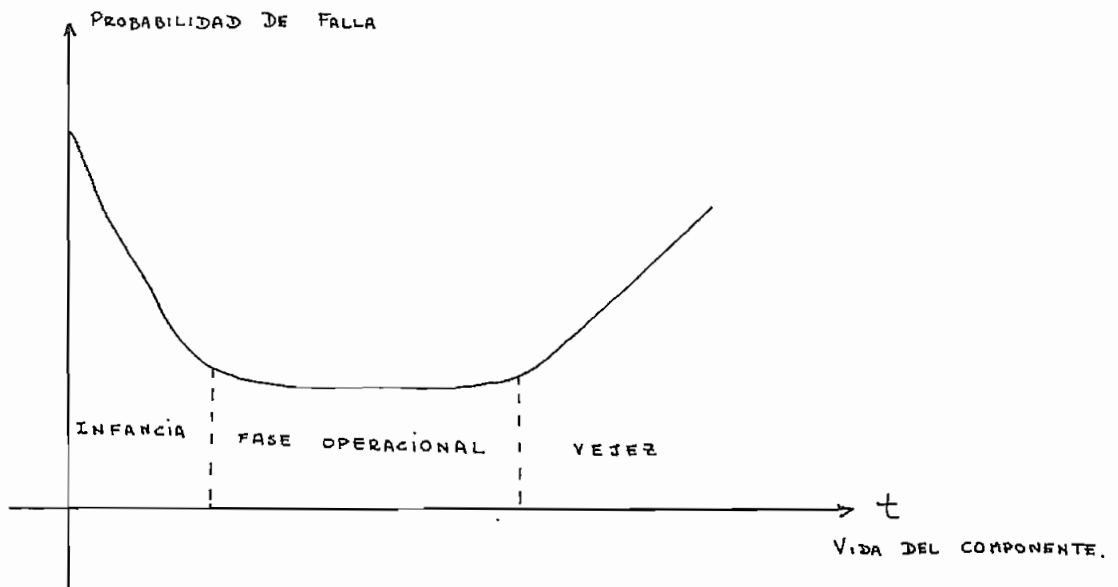


Figura 1

2.1.2. Términos de Salidas

2.1.2.1. Salida.- Una salida de servicio describe el estado de un componente cuando 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 una interrupción de servicio a los consumidores (planta industrial), dependiendo de la configuración del sistema.

2.1.2.2. Disponibilidad.- La disponibilidad está definida como la fracción de la vida útil en la que un componente o un sistema está funcionando satisfactoriamente y cumpliendo la función para la cual fue creado. Se puede expresar también como la probabilidad de que el elemento o el sistema se encuentre en un momento cualquiera en condiciones de prestar servicio.

2.1.2.3. Indisponibilidad.- Se denomina indisponibilidad a la fracción de vida útil en la que el sistema no puede prestar servicio. También se la define como toda desconexión programada o forzada, parcial o total, que afecte a uno o más elementos de un sistema.

Matemáticamente tenemos:

$$D + I = 1 \quad (3)$$

donde:

D = disponibilidad

I = indisponibilidad

2.1.2.4. Tipos de Salidas.- La salida total de un elemento o de un sistema está compuesta por la salida forzada y salida programada. Se acepta normalmente que ambas salidas son excluyentes entre sí a nivel de cada elemento (o sistema), siendo por lo tanto su suma, la salida total del sistema.

- SALIDA DE SERVICIO FORZADA.- Una salida de servicio forzada, es una salida que resulta de una perturbación asociada con ese elemento y que requiere que sea retirado inmediatamente del servicio, bien sea automáticamente o tan pronto como las operaciones de maniobra sean ejecutadas. Se considera también forzada a una salida cuando es causada por una operación inadecuada de un equipo o por un error humano.

- SALIDA DE SERVICIO PROGRAMADA.- Una salida se considera programada o tiene el carácter de tal, cuando ese elemento (o sistema) es retirado del servicio, deliberadamente, a un tiempo predeterminado, generalmente con el propósito de realizar una reparación o un mantenimiento preventivo, necesario para su correcto funcionamiento.

2.1.2.5. Tipos de Salidas Forzadas

- SALIDA FORZADA POR CAUSA TRANSITORIA.- Una salida forzada por causa transitoria es una salida de un componente, cuya causa es inmediatamente autodespejable, de tal manera que el componente afectado puede restablecerse al servicio bien sea automáticamente o tan pronto como un seccionador o disyuntor pueda ser reconectado o un fusible reemplazado. Un ejemplo de una salida forzada por causa transitoria es una descarga atmosférica que no afecta permanentemente el componente sujeto a la descarga.

- SALIDA FORZADA POR CAUSA PERMANENTE.- Una salida forzada por

causa permanente es la salida de un componente cuya causa no es inmediatamente autodespejable, sino que tiene que ser corregida, ya sea eliminando el peligro a causa, o mediante la reparación o reemplazo del componente afectado, antes que pueda ser restaurado al servicio. Un ejemplo de este tipo de salida es la descarga atmosférica que perfora un aislador, afectando por lo tanto el componente hasta que se realice la reparación o el reemplazo del aislador.

2.1.2.6. Condiciones Metereológicas

- TIEMPO ADVERSO.- Se entiende por tiempo adverso, aquellas condiciones climáticas que causan una tasa de salida forzada anormalmente alta, en los componentes expuestos durante los períodos que duran esas condiciones. Las condiciones de tiempo adverso pueden definirse para un sistema particular, por medio de la selección de valores apropiados y la combinación de condiciones reportadas por los respectivos institutos metereológicos: lluvias, velocidades del viento, tormentas de rayos, etc.

- TIEMPO NORMAL.- El tiempo normal incluye todo el tiempo no designado como tiempo adverso.

2.1.2.7. Tasa de Salida de Servicio.- La tasa de salida de servicio para un tipo de componente y un tipo particular de salida se define como el número medio de salidas por unidad de tiempo por componente. Varios métodos existen para el cálculo de la tasa de salida a

partir de los datos de campo, que serán indicados y analizados aquí.

- TASA DE SALIDA FORZADA (Tasa de Falla).- Es el número promedio de fallas de un componente por unidad de tiempo de exposición. Ordinariamente el tiempo de exposición se expresa en años y la tasa de salida forzada se da en fallas por año.
- TASA DE SALIDA FORZADA POR CAUSA PERMANENTE EN TIEMPO ADVERSO.- Este tipo de tasa de salida para un tipo particular de componente se define como el número medio de salidas por unidad de tiempo adverso por componente.
- TASA DE SALIDA FORZADA POR CAUSA PERMANENTE EN TIEMPO NORMAL.- Esta tasa se define como el número medio de salidas por unidad de tiempo normal por componente.

2.1.2.8. Duración de la Salida de Servicio.- La duración de la salida de servicio es el período comprendido desde la iniciación de la salida de un componente, hasta que éste está disponible otra vez para desempeñar adecuadamente su función específica.

- DURACION DE LA SALIDA FORZADA POR CAUSA PERMANENTE.- Comprende el período desde la iniciación de la salida forzada por causa permanente hasta que el componente afectado es reemplazado o reparado, y está disponible para desempeñar su función.
- DURACION DE LA SALIDA FORZADA POR CAUSA TRANSITORIA.- Es el período comprendido desde la iniciación de la salida hasta que el componente afectado es restablecido al servicio por operación de maniobra o por reemplazo de fusibles. Esta du-

ración de la salida forzada por causa transitoria es realmente el tiempo de maniobra.

- DURACION DE LA SALIDA PROGRAMADA.- La duración de la salida programada comprende el período desde la iniciación de la salida hasta que se complete el mantenimiento preventivo, o el trabajo de reparación y el componente afectado está disponible otra vez para cumplir su función específica. La duración media de una salida programada, para un tipo particular de componente se calcula de la misma forma que para la duración de las salidas forzadas.

2.1.2.9. Tiempo de Maniobra.- Comprende el período desde el momento que una operación de maniobra se requiere debido a una salida de servicio forzada hasta que la maniobra es ejecutada. Las operaciones de maniobra incluyen: el recierre de un recloser después de una desconexión, el cierre o apertura de un seccionador o de un disyuntor, o el reemplazo de un fusible.

2.1.3. Términos de Interrupciones

2.1.3.1. Interrupción.- Es la pérdida de servicio de uno o más abonados, o equipos, resultante de la salida de servicio de uno o más componentes, dependiendo de la configuración del sistema.

a.- CLASIFICACION.- Las interrupciones se clasifican de acuerdo al tipo de salidas que las causan.

- INTERRUPCION PROGRAMADA.- Es una interrupción causada por una salida programada.
- INTERRUPCION FORZADA.- Es una interrupción causada por una salida forzada.

2.1.3.2. Duración de la Interrupción.- Es el período comprendido desde la iniciación de la interrupción a un abonado o equipo, hasta que se restablece el servicio.

a.- CLASIFICACION.- Además de la clasificación enunciada anteriormente, las interrupciones se las puede clasificar en base a su duración.

- INTERRUPCION MOMENTANEA.- Tiene una duración que se limita al período requerido para restablecer el servicio mediante alguna de las operaciones siguientes: maniobra automática, maniobra manual en lugares en los cuales un operador está disponible inmediatamente. Generalmente, estas operaciones se completan en pocos minutos,
- INTERRUPCION SOSTENIDA.- Las operaciones para restablecer el servicio cuando se ha producido una interrupción sostenida se completan en un tiempo de varias horas o aún días, dependiendo de la configuración del sistema y del tipo de falla. Generalizando, podemos decir que es cualquier interrupción no clasificada como momentánea.

2.2. FUNDAMENTOS DEL ANALISIS DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES

2.2.1. Introducción.- El análisis cuantitativo, es el medio por el cual, la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia en general y el de un sistema eléctrico industrial en particular, puede determinarse bajo ciertas consideraciones específicas.

La confiabilidad puede expresarse numéricamente en distintas formas, dependiendo de la función que realiza el sistema (esto es, generación, transmisión, subtransmisión o distribución) como también del estado en el cual se halle éste (esto es, si el sistema está en la etapa de operación o si se encuentra en la etapa de planificación). Por ejemplo, si el sistema se halla ya operando, los puntos principales de interés pueden incluir uno o más de los siguientes parámetros de confiabilidad listados a continuación:

- a) El número total de interrupciones de servicio;
- b) El tiempo tomado para reparar cada falla;
- c) El tiempo total que decurre hasta que el suministro se restablece;
- d) La causa de cada una de las fallas;
- e) La falla que mas a menudo ocurre (componente, equipo, línea que es más proclive a fallar);
- f) La evaluación de un aumento en cantidad y calidad de los períodos de mantenimiento, y la determinación de las áreas del sistema en las cuales se requiere mas sofisticación;
- g) La reducción de los tiempos de reparación.

Alternativamente, si estamos analizando los sistemas de emergencia o de reserva, puede ser importante conocer:

- a) Cuál es la probabilidad de que el equipo de reserva se halle en reparación cuando se lo necesite que trabaje?
- b) Qué tiempo le toma al grupo de emergencia alcanzar las características nominales de funcionamiento?
- c) Cómo y hasta qué punto la confiabilidad de suministro eléctrico a la planta industrial puede mejorarse?

Estas y otras cuestiones deben ser de primera consideración en cualquier estudio de confiabilidad.

2.2.2. Análisis Cuantitativo y Cualitativo.- El análisis de confiabilidad, aunque cuantitativo por naturaleza, también involucra en muchas áreas, juicios cualitativos del sistema en estudio.

El análisis cualitativo incluye, la determinación exacta de como trabaja el sistema, el tipo de equipo utilizado, el medio ambiente en el que opera, la compatibilidad del equipo y de los materiales y en general, la habilidad del sistema para trabajar y cumplir las funciones específicas a él encomendadas, de una forma aceptable y adecuada, bajo todas las condiciones de operación que puedan acontecer.

Uno de los beneficios del análisis cualitativo, es la presentación del sistema de una manera clara y lógica, generalmente en una forma diagramática. Esto a menudo ayuda a localizar áreas de dependencia e

interacciones entre varias partes del sistema que han permanecido ocultas y que pueden ser esenciales para el funcionamiento exitoso del sistema.

En sistemas compuestos y por lo mismo complejos, que involucran muchas disciplinas de Ingeniería, esta forma de solución sistemática, ayuda a prevenir problemas serios y altamente costosos en un tiempo futuro. Este chequeo, también incluye, el asegurarse de que cada bloque o conjunto de componentes sea adecuado para la tarea que se le ha impuesto y que por lo tanto evite producir efectos secundarios, que pueden llevar a la planta a fallas y consiguientemente a un estado de paralización y pérdida de producción.

Por otro lado, el análisis cuantitativo es un juicio numérico de las características de confiabilidad de un sistema, y como tal, se basa en la información disponible. Las características de confiabilidad de todo el sistema, se obtienen a partir de un modelo matemático representativo del sistema real, que incluye parámetros particulares de los elementos o grupos de elementos que juntos forman el sistema. Estos parámetros pueden incluir tasas de fallas, tiempos de reparación, probabilidades de fallas, etc.

2.2.3. Análisis de los Beneficios.- Los beneficios mas importantes del análisis de la confiabilidad son los siguientes:

- a) Provee un medio para juzgar numéricamente las varias características de los sistemas y de sus partes constitutivas permitiendo de

esta forma ser comparadas con valores normalizados predeterminados;

- b) Provee un medio de determinación del potencial de confiabilidad de sistemas particulares en los cuales, no existen experiencias pasadas, que puedan servir de base para juzgar adecuadamente;
- c) Provee un medio de racionalizar las necesidades de confiabilidad de las diferentes partes de un sistema, identificando por lo tanto, aquellas áreas en donde mas inversiones se deben hacer, como también limitando las inversiones en áreas cuyo nivel de confiabilidad sea alto;
- d) Posibilita hacer comparaciones cuantitativas entre diseños alternativos del mismo sistema, que puedan ayudar a evitar errores costosos y paralizaciones serias, mediante la identificación de las áreas menos confiables;
- e) Posibilita hacer predicciones en cuanto a la mejora del grado de confiabilidad, a partir de la realización de algunas modificaciones propuestas al diseño original;
- f) Provee un medio para identificar las áreas sensibles del sistema que mas probablemente contribuirán a la falla total de éste, y que por lo tanto tendrán que sufrir modificaciones con la consiguiente inversión, de tal manera de elevar sus niveles de confiabilidad;
- g) Hace posible predecir una tasa de falla del sistema, basado sobre

datos disponibles de los varios componentes, mediante un modelo adecuado, con el fin de tener en cuenta su configuración lógica y su función. Esto posibilita identificar las áreas o los componentes con mayores tasas de fallas;

- h) Puede ser usado para optimizar los recursos de mantenimiento, mediante el estudio de los efectos de variar los factores tales como: intervalos de tiempo de reparación y/o mantenimiento, intervalos de tiempo de chequeos y pruebas, etc. Puede también usarse para determinar la cantidad y el tipo de repuestos a tenerse en bodega.

Resumiendo, podemos decir que en general un alto grado de confiabilidad involucra una mayor seguridad en la prestación de servicio eléctrico, lo cual implica un mayor equipamiento, con el consiguiente aumento de inversiones; y que por el contrario, un bajo grado de confiabilidad implica una menor seguridad en la prestación del servicio, como consecuencia de un menor equipamiento, producto de una menor inversión.

Por lo tanto, la evaluación del grado de confiabilidad de un sistema, resulta muy útil para determinar el punto de equilibrio entre las inversiones en equipos y una adecuada prestación de servicio eléctrico. Este punto de equilibrio debe ser por ende una definición previa, que por su complejidad podemos aceptarla como una definición "política" en el desarrollo del sistema involucrado.

2.2.4. Medidas de Confiabilidad [4] , [5] , [8]

La determinación de una medida adecuada de confiabilidad de

un sistema eléctrico industrial, es por si mismo un problema muy difícil. En efecto, parece cierto que no hay una medida única de confiabilidad que sea completamente descriptiva de la habilidad de un sistema por suministrar satisfactoriamente la potencia a los puntos de carga. Un suministro de servicio satisfactorio "definido por el cliente" se ha demostrado estar influenciado por la frecuencia y duración de las suspensiones, así como también por otros factores menos tangibles, como es la incomodidad resultante de una suspensión de servicio eléctrico. Por supuesto, cualquier consumidor está interesado en que el suministro de electricidad proporcionado por la Empresa Eléctrica sea lo más confiable tanto en calidad como en continuidad. Por lo tanto, se puede concluir de ésto, que dos medidas básicas de confiabilidad se vuelven importantes y son: la frecuencia y la duración de las interrupciones. Sin embargo de ésto, la Empresa Eléctrica puede muy bien estar interesada en otras medidas de confiabilidad que, desde su punto de vista son más importantes: la calidad y/o continuidad promedias de servicio provisto a todos los consumidores del sistema, o el más pobre servicio suministrado a cualquier consumidor, etc.

En este trabajo, lo que nos interesa es la confiabilidad vista y por lo mismo definida por el consumidor (planta industrial), puesto que lo que se trata es de analizar la confiabilidad de su sistema eléctrico y no del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica, con las conguientes implicaciones económicas.

En base a lo expuesto anteriormente, las medidas de confiabilidad están relacionadas básicamente con: la frecuencia y/o duración de las interrupciones.

Estas dos cumplen con las características de una medida útil de confiabilidad, que son:

1. Ser calculables a partir de datos históricos de la operación del sistema, y
2. Ser calculables a partir de datos de los componentes, usando las técnicas de confiabilidad.

A partir de estos dos índices, se pueden calcular otros, que también son útiles:

- a) Tiempo total promedio esperado de interrupciones de servicio por año;
- b) Disponibilidad e indisponibilidad del sistema o del componente, como medidas de suministro de energía eléctrica:

$$D = \frac{\text{horas disponibles}}{\text{horas totales}} \quad (4)$$

$$I = \frac{\text{horas de interrupción}}{\text{horas totales}} \quad (5)$$

- c) La potencia o energía no suministrada por año.

Debemos indicar aquí algo muy importante, como es la no linealidad de los efectos disruptivos de las interrupciones con la duración de las mismas. Así por ejemplo, una interrupción de un minuto puede tener efectos más graves que una interrupción de una hora, dependiendo eso si de la criticabilidad de los procesos de producción de la planta industrial, de tal forma que, a menudo es deseable calcular no solamente una frecuencia de interrupción sino también las frecuencias de las interrupciones clasificadas por tiempos de duración.

2.2.5. Cálculo de las Medidas de Confiabilidad [4], [6], [7], [8]

Un aspecto importante al diseñar un sistema eléctrico a nivel industrial en particular, es el considerar los requerimientos de confiabilidad de servicio a las cargas que son alimentadas, así como también, la confiabilidad de servicio que tendrá cualquier sistema propuesto. La necesidad de determinar un mínimo nivel de confiabilidad y de disponer de métodos de evaluación de ésta para los diferentes sistemas alternativos es muy importante en la actualidad, tanto para los ingenieros consultores, como para los ingenieros de planta. Tales métodos permiten hacer juicios consistentes, defendibles y sin posibilidad de errores sobre la confiabilidad de tal o cual sistema.

Todos conocemos que, los sistemas eléctricos, están compuestos de grupos de elementos o componentes que actúan en serie, paralelo o en ambos, juntos con los demás, para dar un camino al flujo de potencia desde las fuentes de generación hasta las barras o tomas de carga.

En un sistema compuesto de varios componentes en serie, la falla de cualquiera de ellos provocará una salida de todo el sistema. Las conexiones en serie, por lo tanto estarán fuera de servicio hasta que el componente fallado sea reemplazado o reparado.

En un sistema, en el cual dos o más componentes están conectados en paralelo, la salida de todo el sistema ocurrirá solamente cuando todos sus componentes estén fuera de servicio, o cuando la carga exceda la capacidad de los componentes restantes en servicio. Por lo tan-

to, el sistema paralelo estará fuera de servicio hasta cuando un componente con suficiente capacidad para conducir el flujo de potencia sea conectado.

En las posteriores secciones, modelos matemáticos para el cálculo de las varias medidas de confiabilidad se desarrollan. Sin embargo, antes de abordar estos métodos, una característica importantísima en el problema de la confiabilidad de un sistema eléctrico se debe discutir previamente.

2.2.5.1. Fluctuación de las Condiciones Ambientales [4], [9]

Un sistema eléctrico de potencia puede estar compuesto de instalaciones aéreas y/o subterráneas. Los esquemas aéreos operan en un medio ambiente fluctuante, por lo que sus componentes tienden a fallar más frecuentemente bajo condiciones ambientales severas que bajo condiciones ambientales normales.

Generalmente, los sistemas de distribución industriales se encuentran concentrados en pequeñas áreas, por lo que se ven grandemente influidos por las condiciones ambientales adversas, las cuales afectan al mismo tiempo, a varios de sus componentes, con lo cual, fallas simultáneas pueden ocurrir. Esta acumulación de fallas puede tener importantes efectos sobre la confiabilidad del sistema.

Es obvio que, las salidas simultáneas de los componentes y la consecuente falla del sistema es mayor cuando las primeras están in-

002488

ducidas por la acumulación de las condiciones ambientales severas que cuando éstas ocurren aleatoria e independientemente.

El grado de sofisticación usado para representar el efecto de las variaciones de las condiciones ambientales en los cálculos de confiabilidad se limita grandemente por la disponibilidad de los datos requeridos. Por lo mismo, los reportes de problemas y/o fallas que ocurran en una industria deberían también indicar las condiciones ambientales reinantes en ese momento, tales como: descargas atmosféricas, viento, lluvia, etc. Dando estos datos junto a las estadísticas del número de componentes en servicio y el tiempo promedio de cada una de las varias clases de climas que prevalecen durante el año, se pueden calcular las tasas de falla promedias de un componente correspondientes tanto a clima normal como a clima adverso.

Dada la importancia de esto, uno de los métodos de este trabajo, considera un modelo simple de dos estados, en el cual las condiciones ambientales varían entre condiciones normales y condiciones severas. Las duraciones de tales estados son variables aleatorias, obtenidas a partir de las distribuciones de duraciones de datos climatológicos históricos de la región. Se debe hacer notar aquí, que las tormentas desastrosas tales como huracanas, tornados, no se las toma en cuenta, por ser ellas, muy pero muy raras en nuestro medio, sin embargo, se indica que las tasas de falla en tales situaciones son grandes y no deberían ser englobadas con las tasas de falla experimentadas durante tormentas "promedio".

Por lo que se aconseja que si se desea calcular el efecto de

las tormentas desastrosas sobre la confiabilidad del sistema eléctrico, se deben hacer consideraciones separadas de estos períodos de gran esfuerzo y tensión, usando de nuevo el método indicado.

Los datos climatológicos, deben analizarse mediante una definición de condiciones ambientales que constituyen una tormenta, con el objeto de determinar:

- 1) La cantidad total de tiempo de cada año, durante el cual condiciones normales o severas, prevalecen;
- 2) Las distribuciones de los períodos de duración de las condiciones normales y severas.

Así, las definiciones de condiciones climatológicas que constituyen una tormenta deben estar cuidadosamente correlacionadas con las condiciones observadas que causan un aumento de la tasa de falla de los componentes. Si las definiciones de tormenta son severas, implican que, pocas tormentas serán reconocidas como tales. Por otro lado, si las definiciones de tormenta, permiten muchas condiciones leves (poco severas), tormentas no destructivas serán reconocidas. Experiencias en otros países [4] hallaron que las distribuciones de los períodos de clima normal y clima adverso, no diferían grandemente con la función de distribución exponencial, razón por la cual, en el desarrollo matemático del primer método dado aquí, tal consideración es esencial, mas aún si en nuestro medio poco o nada se ha hecho por llevar estadísticas del tema.

2.2.5.2. Definición de Interrupción de Servicio.- El primer paso en

cualquier estudio de confiabilidad de un sistema eléctrico, es el juicio cuidadoso de la calidad de suministro de energía eléctrica y de la continuidad requerida por las cargas que van a ser servidas. La definición de interrupción, especifica en general, el nivel de variación de voltaje junto con la duración mínima de tal período que produce una sustancial degradación o una completa pérdida de la función de la carga o del proceso que están siendo servidos. Frecuentemente, los estudios de confiabilidad son conducidos sobre una base de "continuidad", en la que las definiciones de interrupción se reducen a especificar "una mínima duración de la interrupción asumiendo que el voltaje es cero durante la interrupción". Esta definición será usada en este trabajo.

2.2.5.3. Métodos de Cálculo.- Los métodos de evaluación cuantitativa de confiabilidad presentados aquí, permiten calcular los índices de confiabilidad de cualquier sistema, a partir del conocimiento de la confiabilidad de todos y cada uno de sus componentes. De esta manera, diseños alternativos de sistemas pueden ser estudiados, evaluando y comparando sus respectivos índices junto con sus inversiones económicas, con el fin de obtener un sistema con un alto grado de confiabilidad y una menor inversión económica, tanto en equipos instalados como en la política de operación del sistema, incluyendo las prácticas de mantenimiento.

Se ha creído conveniente, el incluir el análisis de tres métodos de evaluación de confiabilidad, aplicables a los sistemas eléctricos de tipo industrial, para que sirvan como referencia y guía a los usuarios de esta tesis, de acuerdo a los datos que éstos dispongan.

Estos tres métodos son los siguientes:

- a) Método del "Tiempo de duración y frecuencia de indisponibilidades";
- b) Método del "Promedio anual de interrupción";
- c) Método del "Conjunto de corte".

A.- METODO DEL "TIEMPO DE DURACION Y FRECUENCIA DE INDISPONIBILIDADES"

[4] , [8] , [10] , [11]

1.A. Descripción.- Este método trata con sistemas cuyos componentes se hallan conectados en serie y/o paralelo y cuyas características principales son las siguientes:

- a) La incorporación de las características fluctuantes del medio ambiente, suponiendo dos estados básicos: tiempo normal y tiempo anormal o adverso;
- b) La suposición de que la probabilidad de falla de los componentes, el tiempo de falla, el tiempo de mantenimiento o reparación y la duración del estado climático, tanto normal como adverso, están caracterizadas por una distribución exponencial.

A partir de estos dos conceptos, se desarrolla matemáticamente una serie de ecuaciones, que usan ciertas aproximaciones, que permiten determinar el índice promedio de interrupciones y la duración media de la interrupción, en un punto determinado del sistema, de ahí su denominación

de método de "frecuencia y duración de indisponibilidades".

Algo muy importante que cabe señalar de este método, es que toma en cuenta además de lo ya indicado, las limitaciones por sobrecarga. Así permite determinar seis diferentes medidas de confiabilidad de servicio, listadas a continuación:

1. Número promedio de interrupciones de servicio por punto de carga por año;
2. Tiempo promedio de restitución de servicio en cada punto de carga;
3. Tiempo promedio total de interrupción por punto de carga por año;
4. Máximo número esperado de interrupciones, experimentado por cualquier punto de carga;
5. Máximo tiempo esperado de restitución de servicio, experimentado por cualquier punto de carga;
6. Probabilidad de que cualquier punto de carga, quede fuera de servicio por un tiempo mayor que un determinado tiempo.

Las tres primeras medidas, indican la confiabilidad promedio de servicio por punto de carga (o por abonado); mientras que las tres restantes, dan una indicación de la mínima confiabilidad de servicio por punto de carga del sistema.

2.A. Datos.- Dos tipos básicos de datos referentes a los componentes del sistema se requieren para los cálculos de confiabilidad, éstos son:

- a) Tasas de salida de servicio y de mantenimiento por componente;

b) Tiempos de reparación de cada componente.

Cada uno de estos datos deben darse tanto para tiempo normal como para tiempo adverso, tal como se indica a continuación:

$\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n =$ Tasa de salida de servicio en tiempo normal
(salidas/año de tiempo normal)

$\lambda_1', \lambda_2' \dots, \lambda_n' =$ Tasa de salida de servicio en tiempo adverso
(salidas/año de tiempo adverso)

$\lambda_1'', \lambda_2'' \dots, \lambda_n'' =$ Tasa de salida por mantenimiento
(salidas/año calendario)

$\gamma_1, \gamma_2 \dots, \gamma_n =$ Valor esperado del tiempo de reparación para todas las salidas forzadas (años)

$\gamma_1'', \gamma_2'' \dots, \gamma_n'' =$ Valor esperado del tiempo de fuera de servicio por mantenimiento (años).

$N =$ Valor esperado de duración de periodos de tiempo normal.

$S =$ Valor esperado de duración de periodos de tiempo adverso.

3.A. Criterios Asumidos.- Para el empleo de este método, se asumen algunos criterios que se detallan a continuación:

- 1.- Los tiempos entre fallas y los tiempos de reparación tienen una distribución de tipo exponencial, tanto para tiempo normal como para tiempo adverso, esto es:

$$\text{Probabilidad (tiempo para una falla (en tiempo normal)} > t) = e^{-\lambda \cdot t}$$

$$\text{Probabilidad (tiempo para una falla (en tiempo adverso)} > t) = e^{-\lambda' t}$$

- 2.- Los períodos de duración de tiempo normal y tiempo adverso se distribuyen exponencialmente.
- 3.- Los tiempos de reparación son típicamente muy cortos, comparados con los tiempos entre fallas (tiempo para una falla) y con los tiempos entre tormentas.
- 4.- Las tormentas son de muy corta duración comparadas con los tiempos para una falla (tiempos entre fallas) de los componentes. Las tormentas son también cortas comparadas con los tiempos típicos de reparación.
- 5.- Las salidas por mantenimiento ocurren al azar durante los períodos de clima normal, excepto que los componentes no son sacados de servicio por mantenimiento, si:
- a) dicha condición ocasiona que los componentes restantes en un sistema paralelo se sobrecarguen;
 - b) No puede completarse el mantenimiento antes de la presencia de tiempo adverso.

- 6.- Los períodos de fuera de servicio por mantenimiento, tienen una distribución exponencial.
- 7.- En el cálculo de los tiempos de fuera de servicio de sistemas paralelo resultantes de las salidas por sobrecarga, se asume que una vez que una línea es sobrecargada, ésta permanecerá en aquella condición y fuera de servicio, hasta que el componente falloso conectado en paralelo, sea reparado.

4.A. Formulación Matemática

SISTEMAS EN SERIE.- La tasa de salida forzada (para tiempo normal y tiempo adverso) para el componente i del sistema, es aproximadamente:

$$\lambda_{fi} = \frac{N}{N+S} \lambda_i + \frac{S}{N+S} \lambda'_i \quad (\text{salidas forzadas /año calendario}) \quad (6)$$

Esta es una buena aproximación, si se considera que generalmente λ_{iN} y λ'_{iS} son muy pequeños comparados con la unidad.

La tasa de salida total forzada del sistema serie es:

$$\lambda_{f \text{ es}} = \sum_{i=1}^n \lambda_{fi} \quad (\text{salidas forzadas/año calendario}) \quad (7)$$

La tasa de salida por mantenimiento en un sistema serie es:

$$\lambda_{ms} = \sum_{i=1}^n \lambda''_i \quad (\text{salidas por mantenimiento/año calendario}) \quad (8)$$

Si el sistema serie actúa en paralelo con otros componentes, es necesario calcular las tasas de salida para tiempo normal y tiempo adverso para un elemento equivalente del sistema.

$$\lambda_e = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (\text{salidas/año de tiempo normal}) \quad (9)$$

$$\lambda'_{e} = \sum_{i=1}^n \lambda'_i \quad (\text{salidas/año de tiempo adverso}) \quad (10)$$

El valor esperado de tiempo de interrupción de servicio, como resultado de las salidas forzadas y salidas por mantenimiento, de acuerdo a la definición dada anteriormente, es:

$$\gamma_{fes} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{fi} \gamma_i}{\lambda_{fes}} \quad (\text{años}) \quad (11)$$

$$\gamma_{ms} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda''_i \gamma_i''}{\lambda_{ms}} \quad (\text{años}) \quad (12)$$

donde

$\lambda_{fi} \gamma_i$ = Duración de la interrupción del componente i

λ_{fes} = Número de interrupciones de los componentes i

$\lambda''_i \gamma_i''$ = Duración de la interrupción por mantenimiento del componente i

λ_{ms} = Número de interrupciones por mantenimiento.

Si entre la fuente y la carga, el sistema total consiste solamente de conexiones en serie de los componentes, los diferentes valores de confiabilidad en el punto de carga se determinan como se indica a continuación:

a) La tasa anual de interrupción de servicio

$$\lambda_{SL} = \lambda_{fes} + \lambda_{ms} \quad (\text{salidas/año}) \quad (13)$$

b) El valor esperado de duración de una interrupción de servicio (tiempo de restitución) es, de acuerdo a la definición.

$$Y_{SL} = \frac{\lambda_{fes} \cdot Y_{fes} + \lambda_{ms} \cdot Y_{ms}}{\lambda_{SL}} * 8760 \text{ (horas)} \quad (14)$$

c) El tiempo medio total de salida de servicio por año, en base a la definición es:

$$U_{SL} = \frac{Y_{SL}}{Y_{SL} + \frac{1}{\lambda_{SL}}} * 8760 \cong \lambda_{SL} \cdot Y_{SL} * 8760 \text{ (horas/año)} \quad (15)$$

d) La probabilidad de que una simple interrupción de servicio tenga una duración mayor a t horas se da por:

$$P(\text{interr.} > t \text{ horas}) = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{fi} e^{-\frac{t}{8760 Y_i}} + \lambda_{iC} e^{-\frac{t}{8760 Y_i}}}{\lambda_{SL}} \quad (16)$$

Las salidas causadas por sobrecarga en un sistema serie, no son muy útiles a menos que el sistema serie opere en paralelo con otros componentes. Si tal es el caso y si las salidas por sobrecarga van a ser evaluadas, entonces la capacidad y la contingencia de cargabilidad del elemento equivalente del sistema serie, se requieren. Obviamente, la capacidad del componente equivalente es la mínima de las capacidades de los componentes del sistema serie, y además el nivel de sobrecarga del elemento equivalente, depende de la configuración del sistema paralelo que está

siendo estudiado.

SISTEMAS EN PARALELO.- Cuando un sistema paralelo está siendo analizado, los componentes son tratados por pares y se reducen a un elemento equivalente para las combinaciones siguientes, por ejemplo, si se tiene un sistema de 3 componentes en paralelo, dos de ellos se combinan y entonces el equivalente se combina con el tercer componente. Esta simplificación implica un cierto grado adicional de independencia entre los elementos en paralelo, cuando estos son más de dos. En otras palabras, fallas simultáneas de componentes debido a tiempo adverso no se reconocen completamente en los cálculos cuando 3 o más componentes están en paralelo. Y esto es consistente con la realidad, puesto que generalmente un sistema compuesto de 3 o más componentes en paralelo es probable que se encuentre más dispersado geográficamente que un sistema con dos componentes en paralelo, con la consecuencia de que en el primero, todos los componentes tienen menor probabilidad de ser afectados por la misma tormenta.

Los cálculos de confiabilidad de sistemas con elementos en paralelo pueden realizarse mediante diferentes métodos. Teóricamente el método más preciso es mediante el proceso de MARKOV. Este genera una serie de ecuaciones lineales que deben ser resueltas simultáneamente para encontrar las características de confiabilidad del sistema, tales como: la disponibilidad promedio a largo plazo, la tasa de falla, etc. Si se considera un sistema de dos componentes no iguales, en paralelo, y en un medio ambiente fluctuante entre dos estados, el proceso MARKOV requiere la solución de 8 ecuaciones simultáneas. Tal solución sería muy fá-

cil mediante el uso de computador digital, sin embargo mediante una simple aproximación, el cálculo manual de la confiabilidad puede hacerse muy rápidamente. De este método, se puede esperar que de resultados que se encuentren dentro de un porcentaje aceptable con aquellos arrojados mediante el uso del método de MARKOV, sin embargo se indica que, éste último es por sí mismo aproximado, en vista de las asunciones que se hacen.

A continuación se detalla el método simplificado para la evaluación de la confiabilidad de sistemas de dos componentes conectados en paralelo, sobre la base indicada anteriormente, de que si el sistema está compuesto de mas elementos en paralelo se lo debe tomar en pares y de cada uno de ellos obtener un equivalente para combinarlos entre sí sucesivamente.

La derivación de la expresión aproximada para la tasa de falla del sistema propuesto (2 componentes en paralelo) se hace en las siguientes etapas:

1.- LA SALIDA INICIAL ES DURANTE TIEMPO NORMAL.- Suponga que en algún instante inicial, el sistema está operando completamente. Entonces si un componente falla durante el período de clima normal, el sistema fallará siempre y cuando el segundo componente falle durante el tiempo de reparación del primer componente. La falla del segundo componente puede ocurrir durante:

- a) El período de clima normal; o
- b) El período de clima adverso.

En base a ésto se producen dos situaciones:

1.1. LA SEGUNDA SALIDA ES DURANTE TIEMPO NORMAL.- Asumiendo que los tiempos de reparación son muy cortos comparados con los tiempos entre tormentas (tiempos adversos), tal que, a lo sumo un cambio de clima es probable durante un tiempo de reparación, la tasa de falla del sistema por año calendario como un resultado de la falla del segundo componente durante clima normal es:

$$\lambda_{s_1} = \frac{N}{N+S} \left(\lambda_1 \cdot \left(1 - \frac{Y_1}{N}\right) + \lambda_2 \cdot Y_1 \right) + \lambda_2 \cdot \left(1 - \frac{Y_2}{N}\right) \cdot (\lambda_1 Y_2) \quad (17)$$

donde:

$$\lambda_{s_1} = \text{Tasa de falla del sistema}$$

$$\frac{N}{N+S} = \text{Fracción de tiempo en que el clima es normal}$$

$$\lambda_1 = \text{Tasa de falla del componente 1 en condiciones normales}$$

$1 - \frac{Y_1}{N}$ = Probabilidad de que una tormenta no ocurra mientras el componente 1 está siendo reparado (esto es, durante un período de clima normal). Este valor se obtiene de la siguiente igualdad, con la consideración:

$$e^{-\frac{Y_1}{N}} \approx 1 - \frac{Y_1}{N}$$

enunciada ya, de que el tiempo esperado de reparación es muy corto comparado con el tiempo de clima normal.

$\lambda_2 \cdot Y_1$ = Probabilidad de que el componente 2 falle durante el período de reparación del componente 1.

La probabilidad de falla durante el período de reparación es

$$1 - e^{-\lambda_2 \cdot Y_1} \approx \lambda_2 \cdot Y_1$$

λ_2 = Tasa de falla del componente 2 en condiciones normales

$1 - \frac{Y_2}{N}$ = Probabilidad de que una tormenta no ocurra mientras el componente 2 está siendo reparado

$\lambda_1 \cdot Y_2$ = Probabilidad de que el componente 1 falle durante el tiempo de reparación del componente 2

- Como se sabe que Y_1 y $Y_2 \ll N$,

La ecuación anterior se simplifica a:

$$\lambda_{s_1} = \frac{N}{N+S} (\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot Y_1 + \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot Y_2) \quad (18)$$

$$\lambda_{s_1} = \frac{N}{N+S} (\lambda_1 \cdot \lambda_2 (Y_1 + Y_2)) \quad (19)$$

- Si no tomamos en cuenta la fluctuación del medio ambiente y si tasas promedias de falla se usan, entonces la tasa de falla del sistema de dos componentes en paralelo es:

$$\lambda_{s,e} = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \quad (\gamma_1 + \gamma_2) \quad (20)$$

- Dado que los tiempos para una falla y los tiempos de reparación son independientes y distribuidos exponencialmente, el valor esperado del tiempo de salida del sistema como resultado de las salidas forzadas simultáneas de los componentes es:

$$\gamma_t = \frac{1}{\frac{1}{\gamma_1} + \frac{1}{\gamma_2}} = \frac{\gamma_1 \cdot \gamma_2}{\gamma_1 + \gamma_2} \quad (\text{años}) \quad (21)$$

Entonces el tiempo promedio total de salida de servicio por punto de carga por año es:

$$U = \lambda_{s_1} \cdot \gamma_t = \lambda_{s_1} \frac{\gamma_1 \cdot \gamma_2}{\gamma_1 + \gamma_2} \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right) \quad (22)$$

1.2. LA SEGUNDA SALIDA ES DURANTE TIEMPO ADVERSO.- La tasa de falla del sistema por año calendario como resultado de que la primera salida ocurre durante tiempo normal y la segunda falla ocurre durante clima de tormenta o tiempo adverso es:

$$\lambda_{s_2} = \frac{N}{N+S} \left(\lambda_1 \cdot \left(\frac{\gamma_1}{N} \right) \cdot (\lambda_2 \cdot S) + \lambda_2 \cdot \left(\frac{\gamma_2}{N} \right) \cdot (\lambda_1 \cdot S) \right) \quad (23)$$

donde:

$$\lambda_{s_2} = \text{Tasa de falla del sistema}$$

$$\frac{N}{N+S} = \text{Fracción de tiempo en que el clima es normal}$$

λ_1 = Tasa de falla del componente en clima normal

$\frac{\gamma_1}{N}$ = Probabilidad de que una tormenta ocurra durante el tiempo de reparación de 1. En otras palabras, es la probabilidad de que la reparación no ocurra durante un período normal.

Se obtiene de:

$$1 - e^{-\frac{\gamma_1}{N}} \approx \frac{\gamma_1}{N}$$

$\lambda_2's$ = Probabilidad de que el componente 2 falle durante esa tormenta, se obtiene de:

$$1 - e^{-\lambda_2's} \approx \lambda_2's$$

λ_2 = Tasa de falla del componente 2 en condiciones normales

$\frac{\gamma_2}{N}$ = Probabilidad de que una tormenta ocurra mientras el componente 2 está siendo reparado.

$\lambda_1's$ = Probabilidad de que el componente 1 falle durante un período adverso.

De la ecuación anterior, reagrupando términos se obtiene:

$$\lambda_2^s = \left(\frac{N}{N+S}\right) \left(\frac{S}{N}\right) (\lambda_1 \lambda_2' \gamma_1 + \lambda_2 \lambda_1' \gamma_2) \quad (24)$$

2.- LA SALIDA INICIAL ES DURANTE TIEMPO ADVERSO.- Si la salida inicial de un componente es durante tiempo adverso, el sistema fallará si el otro componente falla durante:

- a) Un período de tormenta, o
- b) Un período normal

antes que el primer componente sea restablecido al servicio. Así mismo, asumiendo que los tiempos de reparación son muy cortos, comparados con el tiempo entre períodos adversos, la falla del sistema puede ocurrir como resultado de la falla de un componente durante tiempo adverso y la falla del otro componente durante tiempo normal seguido de ese tiempo adverso.

2.1. LA SEGUNDA SALIDA ES DURANTE TIEMPO ADVERSO.- Asumiendo que las duraciones de los períodos adversos son muy cortos comparados con los tiempos de reparación, la tasa de falla del sistema por año calendario como resultado de las fallas de los componentes durante la misma tormenta es:

$$\lambda_{S_3} = \frac{S}{N + S} (\lambda_{1'} + (S \lambda_{2'}) + \lambda_{2'} (S \lambda_{1'})) \quad (25)$$

asumiendo que no se realiza ninguna reparación durante el período adverso; donde:

$$\frac{S}{N + S} = \text{Fracción de tiempo que dura el período adverso}$$

$\lambda_{1'}$ = Tasa de falla del componente 1 en tiempo adverso

$s \lambda_{2'}$ = Probabilidad de que el componente 2 falle durante el tiempo adverso de duración s .

Se obtiene de:

$$1 - e^{-s \lambda_{2'}} \approx s \lambda_{2'}$$

$\lambda_{2'}$ = Tasa de falla del componente 2 en tiempo adverso

$s \lambda_{1'}$ = Probabilidad de que el componente 1 falle durante el tiempo adverso de duración s .

Si se multiplica la ecuación anterior por $\frac{N}{N+s}$, reagrupando términos, se tiene:

$$\lambda_{3s} = \frac{N}{N+s} \left(\frac{s}{N} (\lambda_{1'} \times s \lambda_{2'} + \lambda_{2'} \times s \lambda_{1'}) \right) \quad (26)$$

$$\lambda_{3s} = \frac{N}{N+s} \left(\frac{s^2}{N} \lambda_{1'} \cdot \lambda_{2'} + \frac{s^2}{N} \lambda_{1'} \cdot \lambda_{2'} \right) \quad (27)$$

$$\lambda_{3s} = \frac{N}{N+s} \left(2 \frac{s^2}{N} \lambda_{1'} \cdot \lambda_{2'} \right) \quad (28)$$

Se debe anotar aquí que la probabilidad de falla (salida) del segundo componente durante tiempo adverso es la misma que la probabilidad de salida del primer componente, debido a la característica de la distribución exponencial que describe las duraciones de los periodos adver-

sos. Si éstos tuvieran un valor constante y no una distribución exponencial de valores, la probabilidad de falla del segundo componente durante el período de tiempo adverso sería $(\frac{S}{2} \lambda_i)$ y la tasa de falla del sistema sería la mitad del valor anteriormente dado. Así:

$$\lambda_s = \frac{S}{N+S} (\lambda_{1'} \cdot \frac{S}{2} \lambda_{2'} + \lambda_{2'} \cdot \frac{S}{2} \lambda_{1'}) \quad (29)$$

$$\lambda_s = \frac{N}{N+S} (\frac{S^2}{2N} \lambda_{1'} \cdot \lambda_{2'} + \frac{S^2}{2N} \lambda_{1'} \cdot \lambda_{2'}) \quad (30)$$

$$\lambda_s = \frac{N}{N+S} (\frac{S^2}{N} \lambda_{1'} \cdot \lambda_{2'}) \quad (31)$$

2.2. LA SEGUNDA SALIDA ES DURANTE TIEMPO NORMAL.- La tasa de falla del sistema por año calendario, cuando el primer componente falla durante tiempo adverso y el segundo componente falla durante tiempo normal es:

$$\lambda_{s_4} = \frac{S}{N+S} ((\lambda_{1'}) \cdot (1 - s\lambda_{2'}) (\lambda_{2'} \cdot \gamma_1) + (\lambda_{2'}) \cdot (1 - s\lambda_{1'}) (\lambda_{1'} \cdot \gamma_2)) \quad (32)$$

donde:

$$\frac{S}{N+S} = \text{Fracción de tiempo en que el clima es adverso}$$

$$\lambda_{1'} = \text{Tasa de falla del componente 1 en tiempo adverso}$$

$1 - S \lambda_2'$ = Probabilidad de que el componente 2 no falle durante el tiempo adverso

$\lambda_2 \cdot Y_1$ = Probabilidad de que el componente 2 falle durante el tiempo de reparación del componente 1

λ_2' = Tasa de falla del componente 2 en tiempo adverso

$1 - S \lambda_1'$ = Probabilidad de que el componente 1 no falle durante el tiempo adverso

$\lambda_1 \cdot Y_2$ = Probabilidad de que el componente 1 falle durante el tiempo de reparación del componente 2

Ya que los términos $S \lambda_1'$ y $S \lambda_2' \ll 1$, entonces se tiene que:

$$\lambda_s = \frac{N}{N+S} \left(\frac{S}{N} \right) (\lambda_1' \lambda_2 \cdot Y_1 + \lambda_2' \cdot \lambda_1 \cdot Y_2) \quad (33)$$

3.- SALIDAS POR MANTENIMIENTO.- Si las salidas por mantenimiento se van a considerar en el análisis de confiabilidad, una tasa de salida debe calcularse debido a este propósito. Para esto, se asume que el mantenimiento solamente se realiza en periodos normales, es decir, no se saca del servicio un componente si una tormenta puede ocurrir.

La tasa de falla por mantenimiento es:

$$\lambda_{ms} = \lambda_1'' (\lambda_2 Y_1'') + \lambda_2'' (\lambda_1 Y_2'') \quad (34)$$

donde:

- λ_1'' = Tasa de salida por mantenimiento del componente 1
- $\lambda_2 \cdot \gamma_1''$ = Probabilidad de que el componente 2 falle durante el tiempo de mantenimiento del componente 1
- λ_2'' = Tasa de salida por mantenimiento del componente 2
- $\lambda_1 \cdot \gamma_2''$ = Probabilidad de que el componente 1 falle durante el tiempo de mantenimiento del componente 2.

Por lo tanto, el método aproximado arroja la siguiente expresión de tasa de falla para un sistema de 2 componentes en paralelo considerando las salidas forzadas en condiciones ambientales normales y de tormenta (adversas) y las salidas debidas al mantenimiento.

$$\begin{aligned} \lambda_{SL} &= \frac{N}{N+S} (\lambda_1 \lambda_2 (\gamma_1 + \gamma_2) + \frac{S}{N} (\lambda_1' \lambda_2 \gamma_1 + \lambda_2' \lambda_1 \gamma_2) \\ &+ 2 \frac{S^2}{N} \lambda_1' \lambda_2' + \frac{S}{N} (\lambda_2' \lambda_1 \gamma_1 + \lambda_1' \lambda_2 \gamma_2)) + \\ &\lambda_1'' \lambda_2 \cdot \gamma_1'' + \lambda_2'' \cdot \lambda_1 \cdot \gamma_2'' \quad (\text{salidas/año calendario}) \end{aligned} \quad (35)$$

Si este sistema opera en paralelo con otro componente, es necesario calcular para el sistema paralelo inicial un equivalente de las tasas de salida en tiempo normal, tiempo adverso y por mantenimiento.

Estas tasas se calculan en la siguiente forma:

$$\lambda_e = \lambda_1 \lambda_2 (\gamma_1 + \gamma_2) + \frac{S}{N} (\lambda_1' \lambda_2 \gamma_1 + \lambda_1 \lambda_2' \gamma_2) \quad (36)$$

(salidas/año de tiempo normal)

$$\lambda_{e'} = \frac{N}{S} \left(\frac{S}{N} (\lambda_1 \lambda_2' \gamma_1 + \lambda_2 \lambda_1' \gamma_2) + 2 \frac{S^2}{N} \lambda_1' \lambda_2' \right) \quad (37)$$

(salidas/año de tiempo adverso)

$$\lambda_{e''} = \lambda_1'' \cdot \lambda_2 \cdot \gamma_1'' + \lambda_2'' \cdot \lambda_1 \cdot \gamma_2'' \quad (38)$$

(salidas por mantenimiento/año calendario)

Estas tasas de salidas o tasas de fallas, que representa el sistema paralelo, se derivan de la expresión de la tasa de falla total del sistema (ecuación 35). La condición del tiempo en el que falla el segundo componente del sistema paralelo con la subsiguiente falla del sistema, determina de un modo u otro un término que contribuye al componente equivalente en condiciones normales o adversas, en la tasa de salida forzada. En vista que las salidas por mantenimiento ocurren solo en clima normal, la tasa de salida por mantenimiento del componente equivalente es el mismo.

El valor esperado de duración de una interrupción de servicio para el sistema paralelo, en el caso de que una salida forzada (falla) de un componente se superpone a la salida de servicio por mantenimiento, de un componente es:

$$\begin{aligned} \gamma_{e''} = & \left(\frac{\lambda_1'' \cdot \lambda_2 \cdot \gamma_1''}{\lambda_1'' \cdot \lambda_2 \cdot \gamma_1'' + \lambda_2'' \cdot \lambda_1 \cdot \gamma_2''} \right) \left(\frac{\gamma_2 \cdot \gamma_1''}{\gamma_2 + \gamma_1''} \right) + \\ & \left(\frac{\lambda_2'' \cdot \lambda_1 \cdot \gamma_2''}{\lambda_1'' \cdot \lambda_2 \cdot \gamma_1'' + \lambda_2'' \cdot \lambda_1 \cdot \gamma_2''} \right) \left(\frac{\gamma_1 \cdot \gamma_2''}{\gamma_1 + \gamma_2''} \right) \quad (\text{años}) \end{aligned} \quad (39)$$

El primer término de la expresión anterior, explica la situación de que la salida forzada del componente 2 ocurre al mismo tiempo de la salida del componente 1 por mantenimiento. El segundo término de una manera similar, detalla la situación de que la salida forzada del componente 1 coincide con la salida del componente 2, por mantenimiento. A continuación se da el significado de cada término:

$$\frac{\lambda_1'' \cdot \lambda_2 \cdot \gamma_1''}{\lambda_1'' \cdot \lambda_2 \cdot \gamma_1'' + \lambda_2'' \cdot \lambda_1 \cdot \gamma_2''} = \text{Fracción de las salidas del sistema que involucran las salidas del componente debido al mantenimiento, en donde, el componente 2 falla mientras el componente 1 está fuera de servicio por mantenimiento.}$$

$$\frac{\gamma_2 \cdot \gamma_1''}{\gamma_2 + \gamma_1''} = \text{Valor esperado del tiempo de fuera de servicio del sistema resultante de la falla del componente 2 cuando el componente 1 está fuera de servicio por mantenimiento.}$$

$$\frac{\lambda_2'' \cdot \lambda_1 \cdot \gamma_2''}{\lambda_1'' \cdot \lambda_2 \cdot \gamma_1'' + \lambda_2'' \cdot \lambda_1 \cdot \gamma_2''} = \text{Fracción de las salidas del sistema que involucran las salidas del componente debido al mantenimiento en donde el componente 1 falla mientras el componente 2 está fuera de servicio por mantenimiento.}$$

$$\frac{\gamma_1 \cdot \gamma_2''}{\gamma_1 + \gamma_2''} = \text{Valor esperado del tiempo de fuera de servicio del sistema resultante de la falla}$$

del componente 1, cuando el componente 2 está fuera de servicio por mantenimiento.

De las fórmulas anteriores se puede obtener las medidas más importantes de confiabilidad para un sistema paralelo: la tasa anual de salida, λ_{SL} ; el valor esperado de tiempo de restablecimiento, Y_{SL} , de acuerdo con la ecuación (14), reemplazando adecuadamente los valores; el tiempo promedio total de salida por año, U_{SL} , con la ecuación (15), reemplazando los valores para el sistema paralelo. Es decir estas dos últimas medidas se pueden calcular con las fórmulas correspondientes al sistema serie, pero con los parámetros correspondientes al sistema paralelo.

4.- SALIDAS DEBIDO A SOBRECARGAS [8], [12], [13]

Si cada componente en un sistema paralelo es capaz de llevar la corriente máxima de carga, el sistema sufrirá una salida de servicio, si y solo si, todos los componentes en paralelo fallan al mismo tiempo. Tal sistema nunca sufrirá una salida debido a la sobrecarga de un componente cuando el o los otros componentes del sistema paralelo salgan de servicio. En base a esto, un sistema paralelo que nunca falla debido a la sobrecarga de uno de sus componentes es denominado 100% redundante. Esto es, cada elemento en paralelo del sistema, tiene una capacidad mayor o igual a la máxima corriente de carga que el componente puede conducir alguna vez.

A pesar de que un sistema completamente redundante es muy con-

fiable, el costo es relativamente alto, debido a que, en condiciones normales de funcionamiento (esto es, sin que exista ninguna falla en el sistema, condición que generalmente es la predominante), los componentes están sobredimensionados en cuanto a sus capacidades. Además, si la carga del sistema es variable, existe la oportunidad de disminuir los costos, mediante la reducción de la capacidad de los componentes redundantes a menores niveles que aquellos requeridos para conducir el pico de carga del sistema. Tales reducciones de capacidad de los componentes del sistema paralelo admiten por supuesto, la posibilidad de que un componente del conjunto al ser llamado a conducir la corriente máxima de carga sufra por lo mismo una falla por sobrecarga. Esta salida por sobrecarga, podría producir efectivamente una falla permanente del componente y quizá una falla del sistema, dependiendo de su configuración o podría producir una pérdida de su vida útil, dependiendo del nivel de sobrecarga que sufra el componente, permitido por el equipo de protección existente.

Debido a que el tema de los sistemas formados por elementos no redundantes es demasiado amplio y que además el método para calcular la frecuencia, la duración y la probabilidad de los eventos de salidas por sobrecarga como función de las capacidades de los componentes y de las características de la carga se da en la bibliografía. [4], [12], no se cree conveniente transcribir la deducción de las fórmulas, en vista de que ésto no es el objetivo del mismo. Sin embargo se describe brevemente a continuación:

Se considera un sistema compuesto de 2 elementos conectados

en paralelo. Asumiendo que las salidas de los componentes por mantenimiento nunca precipitarán las salidas del sistema por sobrecarga, las tasas de salida del sistema durante clima normal y clima adverso se obtienen aproximadamente con las siguientes ecuaciones:

$$\lambda_{oe} = \lambda_1 \cdot P_2 + \lambda_2 \cdot P_1 \quad \text{(salidas por sobrecarga/año de condiciones normales)} \quad (40)$$

y

$$\lambda'_{oe} = \lambda'_1 P_2 + \lambda'_2 \cdot P_1 \quad \text{(salidas por sobrecarga/año de condiciones adversas)} \quad (41)$$

en donde:

$$P_1 \text{ y } P_2 = P_i = \text{Probabilidad de que el componente } i \text{ no sea capaz de transportar la máxima corriente de carga durante la contingencia.}$$

La tasa de salida total del sistema debido a sobrecargas es λ_{ofe}

$$\lambda_{ofe} = \frac{N}{N+S} \lambda_{oe} + \frac{S}{N+S} \lambda'_{oe} \quad \text{(salidas por sobrecarga/año calendario)} \quad (42)$$

Si el sistema se compone de 3 o más elementos en paralelo, se lo debería manejar de la misma forma como para un sistema con dos componentes en paralelo. Por ejemplo, si se está analizando las salidas por sobrecarga de un sistema con tres componentes en paralelo, la tasa de falla en clima normal es:

$$\lambda_{oe} = \lambda_1 \cdot P_{2,3} + \lambda_2 \cdot P_{1,3} + \lambda_3 \cdot P_{1,2} + \lambda_{1,2} P_3 + \lambda_{1,3} P_2 + \lambda_{2,3} P_1 \quad (43)$$

(salidas por sobrecarga/año de tiempo normal)

donde:

λ_i = Tasa de falla en clima normal del componente i

$\lambda_{i,j}$ = Tasa de falla en clima normal del componente equivalente de los elementos i y j en paralelo

P_i = Probabilidad de que el componente i no sea capaz de transportar la corriente de carga, cuando los otros componentes están fuera de servicio

$P_{i,j}$ = Probabilidad de que los componentes i y j no sean capaces de transportar la corriente de carga cuando los otros componentes están fuera de servicio.

En idéntica forma, la tasa de falla del sistema en condiciones adversas, viene dado por:

$$\lambda'_{oe} = \lambda'_1 P_{2,3} + \lambda'_2 P_{1,3} + \lambda'_3 P_{1,2} + \lambda'_{1,2} P_3 + \lambda'_{1,3} P_2 + \lambda'_{2,3} P_1$$

(44)

(salidas por sobrecarga/año de condiciones adversas)

donde:

λ'_i = Tasa de falla en clima adverso del componente i

$\lambda'_{i,j}$ = Tasa de falla en clima adverso del componente equivalente

de los componentes i y j en paralelo.

$P_i ; P_{i,j} =$ Probabilidades indicadas anteriormente.

Por lo tanto, la tasa de salida total del sistema por sobrecargas es:

$$\lambda_{ofe} = \lambda_{oe} + \lambda_{o'e}. \quad (\text{salidas por sobrecargas/año calendario}) \quad (45)$$

En resumen, la tasa de falla del sistema debido a todos los tipos de salidas (superposición de salidas forzadas, salidas por mantenimiento, y salidas por sobrecarga) puede ser obtenida añadiendo los valores encontrados para cada tipo de salida. Así definiendo $T \lambda_{SL}$ como la tasa de falla de un sistema paralelo como resultado de todos los tipos de fallas, se tiene:

$$T \lambda_{SL} = \lambda_{SL} + \lambda_{ofe} \quad (\text{salidas totales/año calendario}) \quad (46)$$

El valor esperado del tiempo de fuera de servicio del sistema de dos componentes en paralelo como resultado de todos los tipos de salida, incluyendo sobrecarga es:

$$T Y_{SL} = \frac{\lambda_{fes}}{T \lambda_{SL}} \cdot Y_{fes} + \frac{\lambda_{ms}}{T \lambda_{SL}} Y_{ms} + \frac{\lambda_{f_1 P_2}}{T \lambda_{SL}} Y_1 + \frac{\lambda_{f_2 P_1}}{T \lambda_{SL}} Y_2 \quad (\text{años}) \quad (47)$$

La medida $T U_{SL}$, puede obtenerse a partir de la ecuación (15) mediante la simple sustitución de $T Y_{SL}$ por Y_{SL} y $T \lambda_{SL}$ por λ_{SL} .

Considerando todos los tipos de salidas del sistema, la pro-

babilidad de que una salida del sistema de dos componentes en paralelo sea mayor que t horas es:

$$\begin{aligned}
 P(\text{salida} > t \text{ horas}) &= \frac{1}{T \lambda_{SL}} \left(\lambda_{fes} e^{-\frac{t}{8760 Y_{fes}}} + \lambda_1 \lambda_2 Y_1 \right) e^{-\frac{t}{8760 \frac{Y_2 Y_1''}{Y_2 + Y_1''}}} \\
 &+ \lambda_2 \lambda_1 Y_2 e^{-\frac{t}{8760 \frac{Y_1 Y_2''}{Y_1 + Y_2''}}} + \lambda_{f_1} P_2 e^{-\frac{t}{8760 Y_1}} + \lambda_{f_2} P_1 e^{-\frac{t}{8760 Y_2}}
 \end{aligned}
 \tag{48}$$

B.- METODO DEL "PROMEDIO ANUAL DE INTERRUPCION". [3], [6]

1.B. DESCRIPCION.- Este es un método que determina la probabilidad de las indisponibilidades, de una duración especificada, para obtener el índice de interrupción de la planta industrial (cliente) y el número de interrupciones que exceden a esa duración dada.

Se sustenta básicamente en la continuidad del suministro de energía a los distintos puntos de carga del sistema, siendo aplicable a sistemas con combinaciones serie-paralelo de elementos y supone una redundancia del 100% en los componentes en paralelo. El método "promedio anual de interrupción o PAI", es relativamente simple de aplicar y puede dar resultados muy útiles si no se consideran los cambios en las condiciones ambientales.

2.B. DATOS.- Para poder evaluar la confiabilidad de un sistema, es necesario poseer el cálculo de las indisponibilidades pro-

ducidas durante un período adecuado, de los distintos elementos que lo componen, a fin de que los resultados que se obtengan sean un reflejo del estado real del mismo.

Para ello es necesario llevar un control estadístico de las indisponibilidades ocurridas en el sistema, teniendo como premisa fundamental, la determinación de las causas reales que originaron esas anomalías a fin de evaluarlas y disponer las medidas que minimicen su efecto.

Por lo tanto los datos que se precisan son: períodos de fuera de servicio de cada uno de los elementos, período total de observación, número de elementos que existen en el sistema analizado, etc. En el punto 4B se indican detalladamente los parámetros o datos necesarios para realizar el cálculo de la confiabilidad mediante este método.

3.B. CRITERIOS ASUMIDOS.- A continuación se resumen y analizan las cuatro hipótesis utilizadas en el desarrollo del método PAI:

1. Un elemento puede operar en sólo dos estados posibles: disponible o indisponible. La probabilidad de un elemento que no se encuentre disponible viene expresada por su correspondiente grado de indisponibilidad p (definido mas adelante); y si está disponible, por su grado de disponibilidad q , debiéndose cumplir que:

$$p + q = 1$$

2. Se supone que las indisponibilidades de los elementos son independientes. Es decir las fallas de los componentes ocurren al azar, por lo que la probabilidad de ocurrencia de una falla en uno de los elementos no afecta la probabilidad de ocurrencia de otra falla en el otro elemento, de tal manera que la probabilidad de fallas simultáneas de esos dos elementos es el producto de las respectivas probabilidades de cada uno de ellos;
3. En un sistema compuesto por elementos conectados en serie, todos los equipos deben estar disponibles para el flujo de potencia hasta los puntos o tomas de carga. El grado de disponibilidad del conjunto será el producto de los grados de disponibilidades de cada uno de los elementos de ese conjunto;
4. En un sistema compuesto por elementos conectados en paralelo, el grado de indisponibilidad del conjunto será el producto de los grados de indisponibilidades de cada uno de los elementos de ese conjunto.

Estas dos últimas asunciones, serán desarrolladas matemáticamente en el siguiente punto (4.B.)

A continuación se dan otras asunciones que por sí mismas son obvias, pero que al mismo tiempo es necesario recordarlas:

- a. Los grados de indisponibilidad de los distintos elementos que componen un sistema son confiables estadísticamente, es decir no se

tiene en cuenta el hecho de que han sido estimados en base a una serie reducida de datos;

- b. Se supone que el grado de indisponibilidad de un determinado elemento es independiente del tiempo, excepto en lo indicado en los literales d y f;
- c. El grado de indisponibilidad total de un elemento es la suma de la indisponibilidad forzada y de la indisponibilidad programada;
- d. Para obtener el valor del grado de indisponibilidad simultánea de elementos en paralelo, que representa la interrupción del suministro de energía, se supondrá que la misma no es producida por la indisponibilidad programada simultánea de dos o mas de dichos elementos vinculados en paralelo;
- e. Igualmente para obtener el grado de indisponibilidad simultánea de elementos en paralelo, se supondrá que cuando un elemento ha tenido una indisponibilidad forzada (falla o salida forzada), ninguno de los elementos en paralelo tendrá una indisponibilidad programada; sin embargo, el evento inverso es aceptado que suceda.

4.B. FORMULACION MATEMATICA.- Como se ha visto en los puntos anteriores, es necesario definir qué es "grado de indisponibilidad". A continuación se da tal concepto.

GRADO DE INDISPONIBILIDAD.- Se define como "grado de indisponibilidad" de un elemento, o probabilidad de que ese elemento se encuentre fuera de servicio o indisponible, a la relación entre el tiempo en que ese elemento estuvo fuera de servicio y el período total considerado para el análisis, es decir:

$$p = \frac{\Delta T}{T_d} = \frac{\text{Período fuera de servicio}}{\text{Período total considerado}} \quad (49)$$

Lo cual puede ser expresado de la siguiente forma:

$$p = \frac{N_I \cdot T_M}{T_d} \quad (50)$$

donde:

- p = Grado de indisponibilidad del elemento, ya sean forzada o programada.
- N_I = Número de indisponibilidades (salidas-fallas) de ese elemento, ya sean forzadas o programadas, durante el período T_d considerado.
- T_M = Duración media de esas indisponibilidades (salidas) ya sean forzadas o programadas, medidas en días o en horas.
- T_d = Duración del período que se consideró para realizar la observación estadística (por ejemplo, 1 año).

En la práctica, resulta conveniente extender esa probabilidad a un mayor número de elementos similares, N , a aquel que posea el sistema, con el fin de obtener una mayor población para el análisis estadístico. Por lo tanto, la probabilidad de que un componente de ese conjunto de N elementos, tenga una indisponibilidad p , es:

$$p = \frac{N_I \cdot T_M}{N \cdot T_d} \quad (51)$$

donde los nuevos parámetros son:

N = Número de elementos que existen en el sistema analizado y que conforman el conjunto señalado.

N_T = Número total de indisponibilidades de los elementos de ese conjunto, durante el período T_d considerado.

Aquí vale la pena señalar, que la probabilidad así definida, es un número adimensional menor o igual a uno, si las unidades de tiempo son iguales. Sin embargo, si las duraciones medias se miden en horas y el tiempo total considerado se mide en años, la probabilidad de indisponibilidad de un elemento tendrá como unidades horas/año, lo cual es bastante común y aceptable.

Se cree importante en el presente trabajo, definir los dos tipos de grados de indisponibilidades: forzada y programada, así:

GRADO DE INDISPONIBILIDAD FORZADA: A la relación entre el tiempo en que ese elemento estuvo fuera de servicio debido a fallas (salidas forzadas) y el tiempo considerado.

Matemáticamente se representa la definición por:

$$P_F = \frac{N_{TF} \cdot T_{MF}}{N \cdot T_d} \quad (52)$$

donde:

p_F = Grado de indisponibilidad forzada del elemento

T_{MF} = Duración media de las indisponibilidades forzadas

T_d = Duración del período de análisis estadístico

N_{TF} = Número de indisponibilidades forzadas del conjunto de N elementos, medidas durante el período T_d .

GRADO DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA: A la relación entre el tiempo en que el elemento estuvo fuera de servicio para mantenimiento y el tiempo considerado para el análisis.

En forma matemática, la definición anterior se convierte a:

$$p_{PR} = \frac{N_{T.PR} \cdot T_{M.PR}}{N \cdot T_d} \quad (53)$$

donde:

p_{PR} = Grado de indisponibilidad programada del elemento

$T_{M.PR}$ = Duración media de las indisponibilidades programadas

$N_{T.PR}$ = Número de indisponibilidades programadas (salidas para mantenimiento) del conjunto de N elementos medidas durante el período T_d .

SISTEMAS EN SERIE

- Combinación de 2 elementos en serie

Si q_1 y q_2 son los grados de disponibilidad de los elementos 1 y 2 en serie y p_1 y p_2 son los grados de indisponibilidad de los mencionados elementos, se tiene el siguiente esquema:

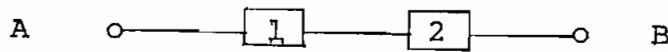


Fig. 2

$$P_1, q_1 \quad P_2, q_2$$

De donde se obtiene, que el grado de disponibilidad del sistema es:

$$q_s = q_1 \cdot q_2 \quad (54)$$

y como $q_1 + p_1 = 1$

y $q_2 + p_2 = 1$

Por lo que el grado de indisponibilidad del sistema queda:

$$p_s = 1 - q_s \quad (55)$$

$$p_s = 1 - q_1 q_2$$

$$p_s = 1 - (1 - p_1) (1 - p_2)$$

$$p_s = p_1 + p_2 - p_1 p_2 \quad (56)$$

Como generalmente p_1 y p_2 son muy pequeñas con respecto a la unidad, su producto $p_1 \cdot p_2$ puede considerarse despreciable, por lo que la expresión anterior se reduce a:

$$p_s \cong p_1 + p_2 \quad (57)$$

- Combinación de n elementos en serie

Si se generaliza las expresiones anteriores para un sistema de n elementos en serie se tiene:

$$q_s = q_1 \cdot q_2 \cdot q_3 \cdot \dots \cdot q_n \quad (58)$$

como $q_i = 1 - p_i$, tenemos

$$q_s = (1 - p_1) (1 - p_2) (1 - p_3) \dots (1 - p_n) \quad (59)$$

y el grado de indisponibilidad para un sistema de n elementos en serie, es por lo tanto:

$$P_s = 1 - q_s \quad (60)$$

Sustituyendo se tiene:

$$P_s = 1 - ((1 - p_1) (1 - p_2) (1 - p_3) \dots (1 - p_n)) \quad (61)$$

y la expresión aproximada de P_s considerando que $p_1, p_2 \dots p_i$ son pequeñas comparadas con la unidad, y sus productos más todavía, será:

$$P_s \cong p_1 + p_2 + p_3 + \dots + p_n$$

$$o$$

$$P_s \cong \sum_{i=1}^n p_i \quad (62)$$

SISTEMAS EN PARALELO

- Combinación de 2 elementos en paralelo

Si q_1 y q_2 son los grados de disponibilidad de los elementos 1 y 2 en paralelo, y además p_1 y p_2 son los grados de indisponibilidad de los citados elementos, el esquema es el siguiente:

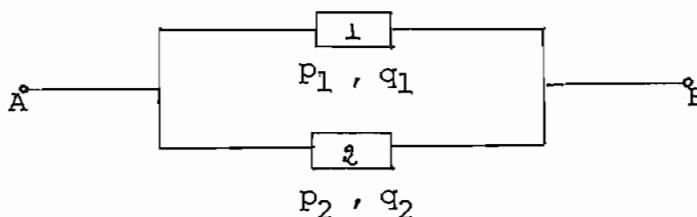


Fig. 3

Para el sistema indicado, de acuerdo a las asunciones consideradas, el grado de indisponibilidad del sistema, es:

$$P_p = P_1 \cdot P_2 \quad (63)$$

Y el grado de disponibilidad será:

$$q_p = 1 - P_p = 1 - P_1 P_2 \quad (64)$$

- Combinación de n elementos en paralelo

Generalizando las expresiones anteriores para un sistema de n elementos en paralelo, se tiene:

$$P_p = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdots P_n \quad (65)$$

$$P_p = \prod_{i=1}^n P_i \quad (66)$$

y el grado de disponibilidad en este caso, es

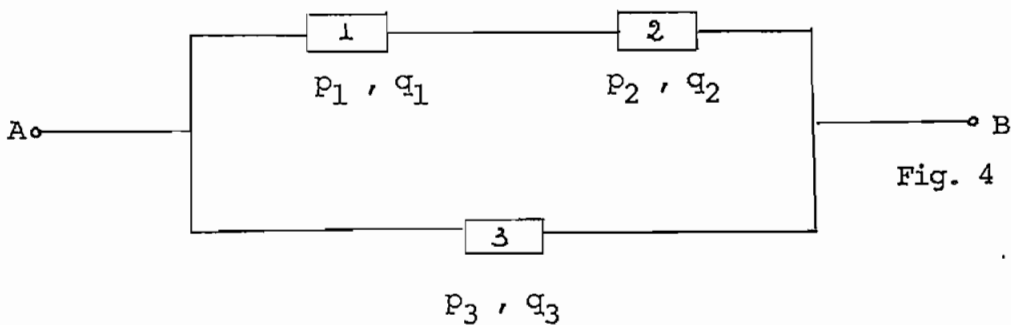
$$q_p = 1 - P_p$$

o lo que es lo mismo

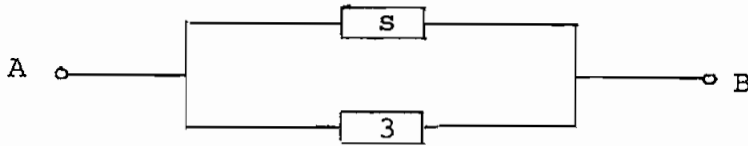
$$q_p = 1 - P_1 P_2 P_3 \cdots P_n \quad (67)$$

SISTEMAS EN SERIE - PARALELO

Considerando el siguiente sistema, compuesto de 2 elementos en serie 1 y 2 conectados a su vez en paralelo a un tercer elemento 3



Este esquema serie paralelo, es equivalente al siguiente:



En el cual se cumple que

$$P_S \cong P_1 + P_2$$

Por lo que, el grado de indisponibilidad del sistema analizado será:

$$P = P_S \cdot P_3 \tag{68}$$

$$P \cong (P_1 + P_2) \cdot P_3$$

$$P \cong P_1 \cdot P_3 + P_2 \cdot P_3 \tag{69}$$

A partir de este caso, se presentan 2 configuraciones generales de combinaciones múltiples de elementos serie-paralelo y estas son las siguientes:

1. N grupos conectados en serie que poseen a su vez distintos números de elementos conectados en paralelo m_1, m_2, \dots, m_n .

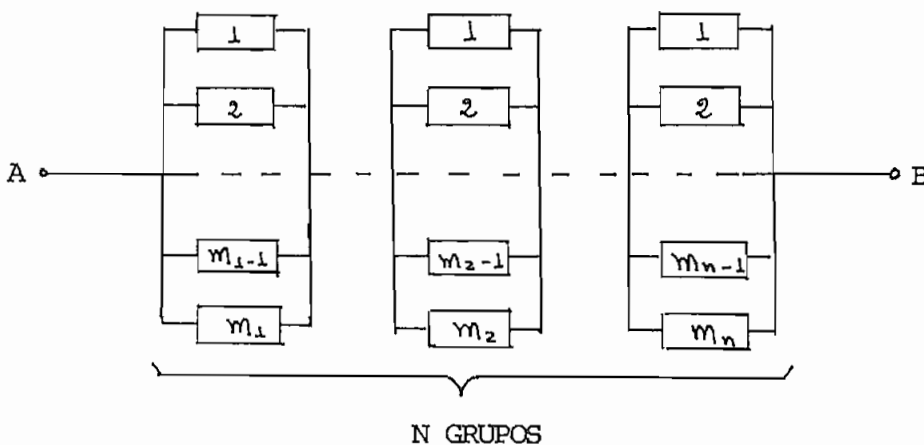


Fig. 5

El grado de indisponibilidad de cada grupo m_i , es

$$P_i = \prod_{j=1}^{j=m_i} P_j \quad (70)$$

Siendo P_j el grado de indisponibilidad de cada elemento en paralelo.

Y el grado de disponibilidad de cada grupo m_i , será:

$$q_i = 1 - P_i$$

$$q_i = 1 - \prod_{j=1}^{j=m_i} P_j \quad (71)$$

El grado de indisponibilidad total del sistema será:

$$p = 1 - \prod_{i=1}^{i=N} q_i \quad (72)$$

$$p \approx \sum_{i=1}^{i=N} P_i \quad (73)$$

$$p \approx \sum_{j=1}^{j=N} \left(\prod_{j=1}^{j=m_i} P_j \right) \quad (74)$$

2. M grupos conectados en paralelo, que poseen números de elementos conectados en serie $n_1, n_2, \dots, n_1, \dots, n_m$.

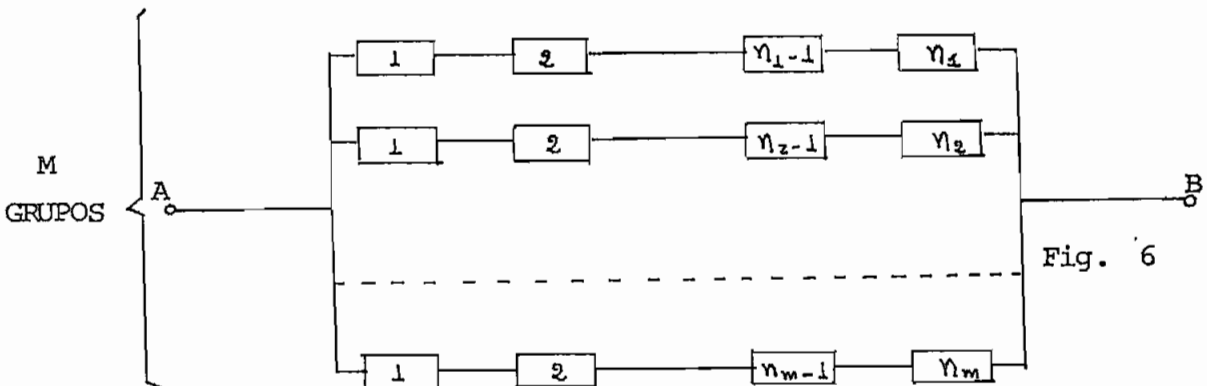


Fig. 6

El grado de disponibilidad de cada grupo n_i , es :

$$q_i = \prod_{j=1}^{j=n_i} q_j \quad (75)$$

Siendo q_j el grado de disponibilidad de cada elemento en serie.

El grado de indisponibilidad de cada conjunto n_i , es:

$$P_i = 1 - q_i = 1 - \prod_{j=1}^{j=n_i} q_j \quad (76)$$

$$P_i \cong \sum_{j=1}^{j=n_i} P_j$$

Por lo tanto, el grado de indisponibilidad total, será:

$$p = \prod_{i=1}^{i=M} P_i = \prod_{i=1}^{i=M} \left(\sum_{j=1}^{j=n_i} P_j \right) \quad (77)$$

C. METODO "CONJUNTO DE CORTE" [8], [14]

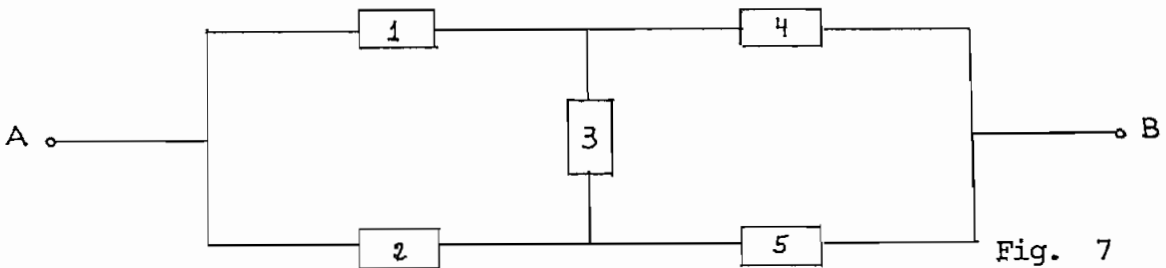
1.C. DESCRIPCION.- El método "Conjunto de Corte" se cree que es útil particularmente en el análisis de confiabilidad de sistemas eléctricos de tipo industrial. Puede aplicarse a configuraciones simples o complejas, debido a que es directo y sistemático, pudiéndose prestar muy bien para cualquier cálculo manual o computarizado.

Un detalle importante del método es que, los puntos débiles del sistema pueden ser fácilmente identificados, tanto cuantitativamente como cualitativamente, enfocando en el sistema, los componentes que

contribuyen mas a la indisponibilidad. Un "conjunto de corte" es un conjunto de componentes que interrumpen la conexión entre la entrada y salida, es decir, el sistema falla cuando fallan estos componentes y un "conjunto de corte mínimo" es aquel en el cual, al incorporar cualquiera de sus elementos se restablece la conexión entre la entrada y la salida.

Por lo mismo los componentes de un conjunto de corte mínimo están en paralelo, ya que todos ellos deben fallar para causar la falla del sistema y a su vez, los varios conjuntos de corte mínimos están en serie, para que cualquiera de ellos al fallar, cause la falla del sistema.

Si se considera el siguiente gráfico:



Los "conjuntos de corte" son:

- | | | | |
|---------|---------|-----------|-------------|
| (1,2) | (1,2,3) | (2,4,5) | (1,2,3,4) |
| (4,5) | (1,2,4) | (3,4,5) | (1,3,4,5) |
| (1,3,5) | (1,2,5) | (1,2,3,5) | (2,3,4,5) |
| (2,3,4) | (1,4,5) | (1,2,4,5) | (1,2,3,4,5) |

Y los "cortes mínimos" son:

- | | | | |
|-------|-------|---------|---------|
| (1,2) | (4,5) | (1,3,5) | (2,3,4) |
|-------|-------|---------|---------|

Cuyo diagrama lógico con conexiones simples, serie y paralelo de los

componentes de los conjuntos de cortes mínimos es:

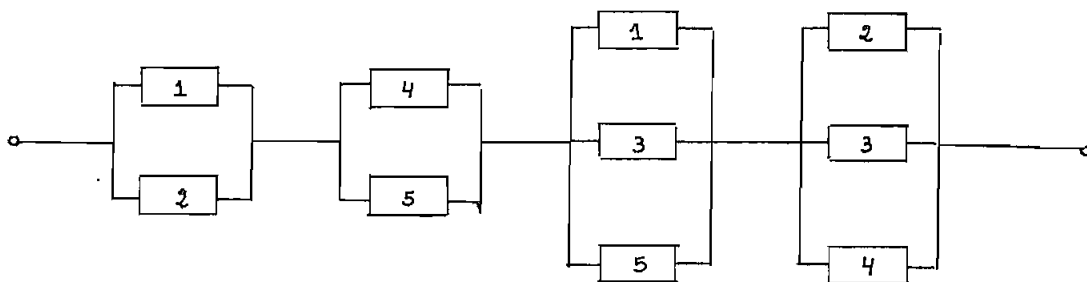


Fig. 8

2.C. DATOS.- Para analizar la confiabilidad de un sistema eléctrico de tipo industrial mediante el método "conjunto de corte" es menester el conocimiento de dos tipos de datos, que son:

1. Las tasas de falla de los componentes del sistema;
2. Los tiempos de falla o de reparación de cada uno de ellos.

3.C. CRITERIOS ASUMIDOS.- Las suposiciones básicas hechas en la derivación de este método son las siguientes:

1. Los eventos de falla y de reparación de los componentes son estadísticamente independientes;
2. Los tiempos de funcionamiento de los componentes son mayores que los tiempos de no funcionamiento. Esto es, la probabilidad de que un componente esté funcionando, es mayor que la probabilidad de que el componente se encuentre en reparación;
3. Los componentes no se retiran del servicio para mantenimiento ni para otro trabajo, si otros componentes están en una salida forzada, pero éstas pueden ocurrir durante la salida programada de un

componente;

4. Los componentes que actúan en paralelo alimentando a una carga son completamente redundantes. Esto es, cualquier componente de la combinación paralelo es capaz de llevar la corriente de carga total, sin sufrir sobrecarga.

4.C. FORMULACION MATEMATICA.- El procedimiento para la evaluación de la confiabilidad se compone de los siguientes pasos:

1. Fijar los requisitos de confiabilidad de servicio a las cargas y/o procesos productivos y determinar la definición apropiada de interrupción de servicio;
2. Realizar los " modos de falla y análisis de efectos" (FMEA) para identificar y listar aquellos componentes o combinación de componentes que determinan la falla del sistema y que constituyen los conjuntos de cortes mínimos;
3. Calcular la tasa de falla, la duración esperada de ésta y la probabilidad de falla de cada conjunto de corte mínimo del paso 2.
4. Combinar los resultados del paso 3. para hallar los índices de confiabilidad de todo el sistema.

Estos pasos serán discutidos con más detalla a continuación;

- 1.- DEFINICION DE INTERRUPCION DE SERVICIO.- Este tema fue ya tratado en el punto anterior 2.2.5.2., en donde se indicó el porqué de su consideración en todo análisis de confiabilidad. A pesar de este hecho, un brevísimo comentario se da aquí. El determinar un juicio de la calidad y de la continuidad de servicio a una planta industrial productiva es el primer punto básico. Este juicio debe ser resumido

y expresado claramente en una definición de interrupción de servicio, tal que pueda ser usada en los sucesivos pasos del procedimiento de análisis. Aquí, como en la mayoría de estudios, esta definición se reduce simplemente a especificar "una mínima duración de interrupción, asumiendo que el voltaje es cero durante el evento". Esto significa que las variaciones de voltaje no se toman en cuenta.

2.- MODOS DE FALLAS Y ANALISIS DE EFECTOS (FMEA).- Este paso resume aquellos eventos de salida de los componentes o de combinación de éstos que resultan en falla del sistema o lo que es lo mismo en interrupción de servicio a los puntos de carga, de acuerdo a la definición que se haya adoptado. Este análisis debe ser hecho, considerando los diferentes tipos o modos de fallas que los componentes pueden exhibir. Así, se tiene:

- 1) Salidas forzadas o fallas;
- 2) Salidas programadas o por mantenimiento; y
- 3) Salidas por sobrecarga.

Las salidas forzadas a su vez pueden ser;

- 1) Salidas forzadas permanentes; y
- 2) Salidas forzadas transitorias.

Las salidas permanentes requieren reparación o reemplazo de los componentes fallosos, para que el servicio pueda ser restablecido, mientras que, las salidas transitorias no implican un daño permanente, permitiendo que el servicio de energía eléctrica pueda ser restable-

cido mediante una simple operación de reconexión. Adicionalmente, las salidas de los componentes pueden clasificarse de acuerdo a los efectos físicos sobre el sistema eléctrico.

Tanto como este análisis preliminar se requiere en la evaluación cuantitativa de la confiabilidad, no menos importante es el listar los conjuntos de corte mínimo. El beneficio de todo esto, es hacer del método, un proceso de investigación, sistemático y completo, identificando de esta manera, los puntos débiles del sistema propuesto, aún antes de que cualquier índice haya sido calculado. Por lo mismo, este método puede resultar muy útil, en el caso de que no se dispongan de todos los datos necesarios para la evaluación cuantitativa.

El FMEA y la determinación de los conjuntos de cortes mínimos es más eficiente, cuando se considera primero los efectos de la salida de un solo componente y a continuación los efectos de las salidas de un creciente número de componentes (dos o más componentes simultáneamente).

Aquellos conjuntos de corte que contienen un componente son llamados "conjuntos de corte de primer orden". Similarmente, los conjuntos que contienen dos componentes se llaman "conjuntos de corte de segundo orden" y así sucesivamente. En teoría el FMEA debería continuar hasta que el conjunto de todos los cortes mínimos haya sido hallado. Sin embargo, en la práctica, el FMEA puede determinarse antes, ya que los conjuntos de corte de mayor orden tienen poca probabilidad de ocurrir comparados con los conjuntos de corte de menor orden. Por eso, una buena aproximación es: determinar los conjuntos de corte hasta el orden de $n + 1$, donde n es el menor conjunto de corte mínimo del sistema.

Generalmente los sistemas eléctricos de tipo industrial tienen por lo menos algún conjunto de corte mínimo de primer orden, debido a lo cual, el análisis puede terminarse después de que el conjunto de corte mínimo de segundo orden haya sido encontrado.

3.- COMPUTO CUANTITATIVO DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD.- El cómputo de los índices de confiabilidad puede proceder una vez que todos los conjuntos de corte mínimo se han encontrado. El primer paso es calcular la frecuencia, la duración esperada y el tiempo esperado promedio de salida por año de cada corte mínimo. Este último viene dado por el producto entre la frecuencia esperada en términos de fallas por año y la duración esperada. Si ésta viene dada en unidades de años, el tiempo de interrupción tendrá como unidad $[\frac{\text{años}}{\text{año}}]$, que puede considerarse como una relación relativa de tiempo o como la probabilidad de que el sistema esté fuera de servicio debido al conjunto de corte mínimo. Por eso, más comúnmente, la duración de la interrupción viene expresada en horas, por lo que el tiempo de interrupción por año tiene como unidad las $[\frac{\text{horas}}{\text{año}}]$.

Asumiendo independencia de los eventos de falla y reparación de los componentes, y denotando la probabilidad de falla de los componentes del conjunto de corte C_i mediante $P(\bar{C}_i)$, la probabilidad (indisponibilidad) y la frecuencia de falla del sistema para m conjuntos de corte mínimo se dan por:

$$P_f = P(\bar{C}_1 \cup \bar{C}_2 \cup \bar{C}_3 \cup \dots \cup \bar{C}_m) \quad (78)$$

De donde, aplicando las reglas de la probabilidad, se tiene que,

$$\begin{aligned}
 P_f &= P(\bar{C}_1) + P(\bar{C}_2) + \dots + P(\bar{C}_m) \left(\frac{m}{1}\right) \text{ términos} \\
 &\quad - (P(\bar{C}_1 \cap \bar{C}_2) + \dots + P(\bar{C}_i \cap \bar{C}_j)) \quad i \neq j \left(\frac{m}{2}\right) \text{ términos} \\
 &\quad \vdots \\
 &\quad (-1)^{m-1} P(\bar{C}_1 \cap \bar{C}_2 \cap \bar{C}_3 \cap \dots \cap \bar{C}_m) \left(\frac{m}{m}\right) \text{ términos} \quad (79)
 \end{aligned}$$

donde $\bar{C}_1 \cap \bar{C}_2$, denota la falla de los componentes de los dos conjuntos de corte mínimo 1 y 2 y por lo tanto $P(\bar{C}_1 \cap \bar{C}_2)$ significa la probabilidad de falla de todos los componentes contenidos en C_1 y en C_2 , esto es:

$$P(\bar{C}_1 \cap \bar{C}_2) = \prod P_{id} \quad i \in (C_1 \cup C_2) \quad (80)$$

donde:

P_{id} = Probabilidad de que el componente i se encuentre en el estado de falla

$$P_{id} = \frac{r_i}{d_i - r_i} \quad (81)$$

$$P_{id} = \frac{\lambda_i}{\lambda_i + u_i} \quad (82)$$

d_i = tiempo medio entre fallas del componente i

λ_i = tasa de falla del componente $i = \frac{1}{d_i}$

r_i = Tiempo medio para reparación del componente i

$$u_i = \text{Tasa de reparación del componente } i = \frac{1}{r_i}$$

\prod = producto

La frecuencia de falla del sistema se da mediante:

$$\begin{aligned} f_f = & P(\bar{C}_1) W_1 + P(\bar{C}_2) W_2 + \dots + P(\bar{C}_m) W_m \\ & - (P(\bar{C}_1 \cap \bar{C}_2) W_{1,2} + P(\bar{C}_1 \cap \bar{C}_3) W_{1,3} + \\ & + \dots + P(\bar{C}_i \cap \bar{C}_j) W_{i,j}) \quad i \neq j \\ & \vdots \\ & (-1)^{m-1} P(\bar{C}_1 \cap \bar{C}_2 \cap \bar{C}_3 \cap \dots \cap \bar{C}_m) W_{1,2,3,\dots,m} \end{aligned} \quad (83)$$

donde:

$$W_{i,j} = \sum_{k \in C_i \cup C_j} u_k \quad (84)$$

La duración promedio de falla se da por:

$$d_f = \frac{P_f}{f_f} \quad (85)$$

Si se considera la asunción de que el tiempo de funcionamiento (tiempo medio entre fallas) es mucho mayor que el tiempo promedio de reparación, las ecuaciones de la probabilidad y de la frecuencia de fallas se reduce a:

$$P_f = \sum_{i=1}^m P(\bar{C}_i) = \sum_{i=1}^m P_{CS\ i} \quad (86)$$

$$f_f = \sum_{i=1}^m P(\bar{C}_i) W_i = \sum_{i=1}^m f_{CS\ i} \quad (87)$$

donde $P_{CS\ i}$ y $f_{CS\ i}$ son la probabilidad y la frecuencia de falla del conjunto de corte en el evento i .

A partir de las ecuaciones anteriores se tiene que:

$$d_f = \frac{P_f}{f_f}$$

$$d_f = \frac{\sum_{i=1}^m P_{CS\ i}}{\sum_{i=1}^m f_{CS\ i}}$$

$$d_f = \frac{\sum_{i=1}^m f_{CS\ i} \cdot r_{CS\ i}}{\sum_{i=1}^m f_{CS\ i}} \tag{89}$$

donde:

d_f = Duración promedio de falla del sistema

$r_{CS\ i}$ = Duración promedio del conjunto de corte en el evento i .

Dado que los componentes de un conjunto de corte mínimo se comportan como un sistema paralelo (asumiendo n componentes en C_i), la frecuencia de falla del conjunto de corte i se calcula como:

$$f_{CS\ i} = \prod_{j=1}^n P_{jd} \sum_{j=1}^n u_j \tag{90}$$

y

$$r_{CS\ i} = \frac{1}{\sum_{j=1}^n u_j} \tag{91}$$

Por ejemplo, considerando los siguientes gráficos, en los cuales dos componentes se encuentran conectados en serie y dos componentes en paralelo, resulta que:

1) SISTEMA SERIE

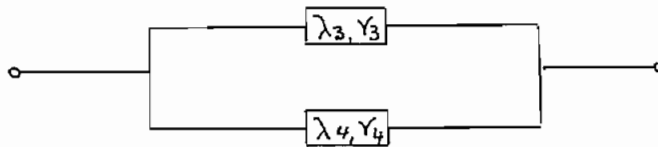


$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (92)$$

$$f_s r_s = \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2$$

$$r_s = \frac{\lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (92')$$

2) SISTEMA PARALELO



$$f_p = \frac{\lambda_3 \cdot \lambda_4 (r_3 + r_4)}{8760} \quad (93)$$

$$f_p r_p = \frac{(\lambda_3 \cdot r_3) \cdot (\lambda_4 \cdot r_4)}{8760}$$

$$r_p = \frac{r_3 r_4}{r_3 + r_4} \quad (93')$$

donde:

f = Frecuencia de falla del sistema por año

λ = Fallas por año

r = Horas de interrupción por falla

s = Serie

p = Paralelo

La deducción de las fórmulas anteriores asume que:

- 1) La tasa de falla del componente es constante con respecto a la edad;
- 2) La duración de la interrupción debido a una falla, tiene una distribución exponencial, es decir:

(Probabilidad de que el tiempo de interrupción exceda el valor τ
 es = $e^{-\frac{\tau}{r}}$

- 3) Los eventos de falla y de reparación de los componentes son estadísticamente independientes;
- 4) Los tiempos de funcionamiento de los componentes son mucho mayores que los tiempos de reparación, lo que en otras palabras significa, que la disponibilidad de los componentes tiende a 1, así:

$$1 - \frac{\lambda_i \gamma_i}{8760} \gg \frac{\lambda_i r_i}{8760}$$

- 5) Las salidas de los componentes por mantenimiento se asumen ser cero.

El método existente para computar la frecuencia, la duración promedio y la probabilidad de falla por sobrecarga como función de las capacidades del componente, descrito y analizado en el punto 4.A. del método de: "frecuencia y duración de indisponibilidades" es compatible con los procedimientos generales del método "conjunto de corte" dado aquí.

Resumiendo todas las fórmulas anteriores, y una vez que las frecuencias y duraciones han sido calculadas para cada conjunto de corte mínimo, los índices de confiabilidad del sistema en el punto de carga en cuestión son hallados así:

$$f_s = \sum_{\text{conjuntos de corte mínimo}} f_{cs\ i} \quad (94)$$

$$r_s = \sum_{\text{conjuntos de corte mínimo}} \frac{f_{cs\ i} \cdot r_{cs\ i}}{f_s} \quad (95)$$

y por último

$$T_T = f_s \cdot r_s \quad (96)$$

donde:

f_s = Frecuencia de falla del sistema

$f_{cs\ i}$ = Frecuencia de falla del conjunto de corte mínimo i

r_s = Duración promedio de interrupción del sistema

$r_{cs\ i}$ = Duración promedio de interrupción del conjunto de corte mínimo i

T_T = Tiempo total de interrupción por periodo de tiempo [año]

2.3. ANÁLISIS DE LA INFORMACION REQUERIDA [4], [15], [16]

Para realizar un análisis de confiabilidad es indispensable conocer previamente los parámetros de los elementos que constituyen el sistema. Como generalmente este estudio se lo debe hacer antes de construir el sistema, solo se pueden usar parámetros calculados a partir de datos del fabricante, o de antecedentes obtenidos de otros elementos similares.

Para analizar los elementos existentes, la muestra debe cumplir las siguientes condiciones:

- a) El grupo debe ser homogéneo, tanto en cuanto al tipo de unidad, modo de operación, lugar de trabajo, clima, como también otros fenómenos que pueden influenciar los parámetros;
- b) No se deben considerar en las observaciones las fallas por motivos extraordinarios, como pueden ser: sabotaje, uso inadecuado del elemento, sismos, terremotos, etc.;
- c) Las observaciones deben abarcar el mayor tiempo posible, ojalá varios años;
- d) Los elementos deben estar afectos a un plan de mantención preventivo similar.

Mucha de esta información no es disponible comunmente. Es por lo mismo, útil y necesario hablar de los métodos para conseguir información de fallas y reparaciones de los diversos aparatos. Dos técnicas muy importantes se indica a continuación:

El primer método es aplicable para los casos donde la historia de operación del equipo y los tiempos para fallar son bien conocidos, así como también si se conocen los modos de falla y el número de aparatos. Por ejemplo, supóngase que N aparatos han fallado y que su historia de vida se conoce, es decir, los períodos de tiempo desde su instalación hasta la falla se conocen estadísticamente. Supóngase además que todos estos aparatos han fallado de una manera similar y que tienen características igualmente similares, tal que es posible combinar los datos.

El primer paso en la reducción de los datos es ordenar los tiempos para una falla T desde los mas grandes hasta los mas pequeños. Entonces, una función de distribución acumulativa se construye, tomando el número del aparato, restándole $\frac{1}{2}$ y dividiendo el resultado por el número total de aparatos bajo observación. Así:

$$\phi = \frac{i - \frac{1}{2}}{N} \quad (97)$$

A partir de esto, un gráfico se construye del "Logaritmo de la función de distribución acumulativa .VS. tiempo observado para una falla". La tasa de falla puede entonces calcularse mediante la graficación de una línea recta que pase por la mayor cantidad de puntos y por $\phi = 1$, en un tiempo cero. La inclinación de esta línea da la tasa de falla.

Un segundo método es expresar la tasa de falla como la proporción entre el número de fallas anuales ocurridas y el período de tiempo de observación junto al número total de equipos instalados. Varias partes importantes de la información debe ser guardada en cada reporte de falla o salida, con el fin de hacer de los datos un medio útil de análisis. Además, un punto importante es reconocer la edad o envejecimiento del equipo debido a las condiciones ambientales en las que opera. Puesto que como ya se dijo anteriormente, es usual distinguir tres períodos de la vida del equipo. El primero o de ajuste, es el período de desarrollo en el que relativamente mayores tasas de falla ocurren. Seguido a éste, viene el llamado de fase operacional, durante el cual la tasa de falla del equipo es relativamente constante. Durante este período,

habrán condiciones de fuera de servicio por mantenimiento, como también salidas forzadas debido a fallas del equipo. El estado final, en el cual el tiempo de vida del equipo está llegando a su fin, es el período de obsolescencia. Este es el período de desuso o de reemplazo, en el cual se experimentarán aumentos en las tasas de falla de los equipos. El análisis de confiabilidad se realizará en el segundo período, como ya se mencionó anteriormente.

La última y más importante pieza de la información es la relación tiempo-evento, asociada con una determinada salida. Aquí, el tiempo, el evento y la acción tomada por las cuadrillas de reparación y/o mantenimiento deberían ser registradas para proveer suficiente información estadística, útil en los cálculos previamente descritos.

Así por ejemplo, para reparar una determinada falla, el tiempo que transcurre desde que ella se presenta hasta que el servicio se repone (falla despejada), puede presentar importantes diferencias, según que:

- Sea día hábil o feriado
- Sea o no horario administrativo
- Sea de día o de noche
- Existan o no equipos automáticos de reconexión
- La subestación alimentadora de la Empresa Eléctrica disponga de personal o sea necesario llegar hasta ella, en el caso de que el sistema de alimentación a la planta industrial haya fallado
- Existan o no comunicaciones entre el lugar de la avería (cuando ya está reparada y durante la búsqueda) y la S/E alimentadora.

Con estos antecedentes, se desea justificar el porqué, ante iguales causas, la duración de una interrupción puede ser mucho mayor que otra, y por ende la importancia de registrar también la duración de una interrupción.

Cuatro puntos claves deberían ser dados con cada salida particular del equipo:

1. Clasificación del equipo y/o de la línea
2. Efecto de la falla
3. Acción del equipo de protección (como fue despejada la falla)
4. Relación tiempo-evento (tiempo, evento, acción de las cuadrillas, etc.).

Sin embargo, dos tipos básicos de datos se requieren para hacer los cálculos de confiabilidad de los sistemas eléctricos. Estos datos son:

- 1) Tasas de falla y salidas por mantenimiento de los componentes; y
- 2) Tiempos de reparación de los componentes.

Si las tasas de falla se clasifican de acuerdo a las condiciones ambientales y sus causas, se tiene que:

- 1) Una tasa de salidas forzadas permanentes en condiciones normales (aleatorias) se debería calcular para todos los tipos de equipos y líneas. Esta tasa de falla, λ_i , (donde i , describe el tipo

de componente), se expresa en número de fallas por año, en condiciones normales por unidad de aparato, o por km. de línea. Puede calcularse como:

$$\lambda_i = \frac{C}{Y} \quad (98)$$

donde:

C = Número de fallas en condiciones normales durante un período de observación

Y = Tiempo total de exposición de condiciones normales por cada Km. de línea o pieza de equipo durante el período de observación.

- 2) Una tasa de salidas forzadas permanentes en condiciones adversas debería obtenerse para los componentes cuya tasa de falla sea afectada por el clima y que sea parte del sistema que está siendo estudiado, por ejemplo, un sistema de distribución que alimenta a una planta industrial. La tasa de falla en condiciones adversas λ'_i tiene como unidades las fallas por año de condiciones adversas por unidad de equipo o por Km. de línea. Puede calcularse por:

$$\lambda'_i = \frac{C'}{Y'} \quad (99)$$

donde:

C' = Número de fallas del componente en condiciones adversas durante un período de observación

Y' = Tiempo total de exposición de condiciones adversas por

cada Km. de línea o pieza de equipo durante el período de observación.

- 3) Una tasa de salidas forzadas temporales (transitorias) para los varios tipos de componentes es necesaria, si las salidas temporales del sistema están siendo calculadas. En general, una salida temporal no requiere reparación o reemplazo de equipos, sino que pueden ser remediadas mediante una operación de cierre o apertura de un disyuntor, o mediante el reemplazo de un fusible. La tasa de salida forzada temporal de un componente se calcula dividiendo el número de éstas durante el período de observación para el número de "unidades" de años calendarios de exposición del componente, durante el período de observación. Esto es si el período de observación es de un año, el número de años calendarios es uno. Aquí no se considera separar las salidas temporales en condiciones normales y adversas, debido a que son generalmente de muy corta duración, haciendo que la ocasión de superposición de salidas sea muy pequeña.

- 4) Una tasa de salida por mantenimiento se debería obtener para aquellos elementos del sistema que están conectados en paralelo. Las salidas por mantenimiento de los componentes que operan en un sistema radial pueden ser catalogadas como salidas forzadas en condiciones normales, debido a que suspenden el servicio.

La tasa de salida por mantenimiento λ_i tiene como unidades: salidas por año calendario por unidad de aparato o por Km. de línea. Se da mediante la siguiente fórmula:

$$\lambda_{i''} = \frac{C''}{Y''} \quad (100)$$

donde:

C'' = Número de salidas por mantenimiento durante el período de observación

Y'' = Período total de exposición por Km. de línea o pieza de equipo (la exposición o mantenimiento se asume ser la misma para cada año).

- 5) Las distribuciones de los tiempos de reparación de los componentes durante condiciones normales y adversas y de los tiempos para mantenimiento se obtienen a partir de datos históricos de funcionamiento. El tiempo de reparación se entiende como la duración promedio de un período durante el cual, un componente que se halla fuera de servicio, está siendo reparado o reemplazado; o el tiempo de un componente que está fuera de servicio para mantenimiento u otro trabajo. En los países en los cuales se ha recogido los datos de tiempos de reparación, sus funciones de distribución parecen aproximarse a una función exponencial. En otras palabras se cumple que:

$$\text{Probabilidad (tiempo de reparación } > t) = e^{-\frac{t}{\mathcal{T}}} \quad (101)$$

A partir de la referencia [4] se puede obtener como conclusión que los tiempos de reparación durante tiempo normal y tiempo adverso son difíciles de separarlos y no son muy diferentes, por lo que se asume en el trabajo que la misma distribución de tiempo (exponencial) prevalece durante las dos condiciones ambientales.

- 6) Si se desea investigar los sistemas con menos del 100% de redundancia, es decir, cuyos componentes paralelos no sean capaces de conducir la corriente total de pico de carga individualmente, entonces hacen falta ciertos datos adicionales. Estos datos consisten en determinar las capacidades de los componentes, cargabilidades bajo condiciones de emergencia, curvas de probabilidad de conducción de carga.

Los datos enunciados anteriormente no todos se requieren para el análisis de confiabilidad, dependen por lo mismo, del método que está siendo aplicado, cosa que está claramente definida cuando se trató en detalle a cada uno de ellos.

De idéntica forma, para el análisis económico de la confiabilidad, los datos que se requieren varían de acuerdo al método utilizado. Debido a esto, en el análisis de los métodos de evaluación económica, se mencionan los datos que son necesarios respectivamente.

CAPITULO III

EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES

El estudio de la confiabilidad de un sistema eléctrico tanto en su etapa de planificación como en su etapa de operación ayuda a descubrir las áreas críticas y por lo mismo vulnerables a experimentar fallas de una forma mas continua. Así una investigación lógica en el análisis de las opciones disponibles (en términos, tanto de la alimentación como de la distribución interna de la planta industrial) debería hacerse con el fin de mejorar la confiabilidad futura o existente, a un menor costo dependiendo de si el sistema está en planificación o en operación, respectivamente. En muchos casos, las mejoras en la confiabilidad pueden obtenerse sin ningún costo adicional, eso sí a través de adecuadas investigaciones y análisis. Así una investigación completa e integrada de todo el sistema eléctrico de la planta industrial, señalará los componentes o subsistemas que tendrán una confiabilidad inaceptable.

A continuación se dan algunas preguntas que pueden ayudar al ingeniero a conocer a muy breves rasgos las características del sistema en estudio, pudiéndose aplicar tanto al sistema de distribución de la Empresa Eléctrica (sistema de alimentación de la planta) como al sistema de distribución interior. (sistema de alimentación de equipos y maquinarias de la planta). Estas preguntas por ser muy generales, bien se las puede realizar a sistemas que ya están operando, aún cuando se las debería haber hecho en la fase de diseño del sistema. Si consideramos que el sistema está en esta fase, las preguntas serán:

1.- Cómo va a operar el sistema?

- 2.- Cuál será la condición física del sistema?
- 3.- Qué ocurrirá si se producen fallas en diferentes puntos?
- 4.- Cuál será la probabilidad y duración de una falla?
- 5.- Cuál será la duración crítica de una interrupción que cause una importante pérdida económica? (Por ejemplo, una duración de 10 minutos producirá pérdida económica o será solo una inconveniencia?)
- 6.- Habrá algún peligro de salud o de incendio que sea precipitada por una determinada falla eléctrica o por una interrupción total de energía a la planta?
- 7.- Es vulnerable algún equipo a las variaciones de voltaje?

Las respuestas a estas y a otras preguntas, adecuadamente realizadas, producirán un ahorro económico al consumidor, siempre y cuando determinen un efecto real y práctico en el sistema.

Al mismo tiempo, se deberá prever y determinar el intervalo óptimo, al cual se deberá realizar el mantenimiento preventivo del equipo eléctrico (breakers, relés, transformadores, cables, aisladores, pararrayos, etc) con el fin de aumentar los períodos de funcionamiento libres de averías. Algunas plantas han paralizado completamente sus procesos de producción debido a fallas muy pequeñas, que bien pudieron ser evitadas, ya sea mediante un análisis de confiabilidad o mediante un mantenimiento preventivo. Estas paralizaciones son comúnmente causadas por el equipo de protección mal calibrado, contactos sucios de los relés o breakers, relés que no funcionaron cuando debieron hacerlo, etc.

Concomitantemente con todo esto, se deberá determinar si hay

o no necesidad de disponer de un equipo de generación propio, con el objeto de aumentar la disponibilidad de los equipos que intervienen en los procesos críticos de fabricación de la planta industrial.

Este capítulo por lo mismo, tiene como finalidad dar al ingeniero las pautas de como conseguir una minimización del tiempo de interrupción, a lo que es lo mismo, de conseguir una mayor disponibilidad del sistema, mediante un adecuado análisis técnico y económico.

3.1. EVALUACION DE LOS SISTEMAS DE ALIMENTACION

La confiabilidad de los sistemas de alimentación a una planta industrial debe ser el primer tópico a ser tratado en la evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico, puesto que la interrupción de energía eléctrica causará paralizaciones en áreas críticas, a menos que fuentes alternas de potencia se encuentren disponibles (generadores locales, equipos UPS, etc); debido a ésto, la confiabilidad del suministro de servicio a la planta, es un parámetro muy importante que debe ser determinado.

En nuestras plantas, la respuesta de sus equipos y las consecuencias de sus procesos de producción ante las interrupciones de servicio, varían ampliamente. En algunos casos, la producción no será afectada significativamente por una interrupción de 10 minutos; en otros, una interrupción de 10 mseg causará importantes pérdidas. Por lo mismo, el ingeniero de planta, deberá estudiar la vulnerabilidad de su sistema eléctrico, y exponer sus necesidades tanto a la Empresa Eléctrica local,

con el objeto de determinar el tipo y el número de circuitos de alimentación (uno o más circuitos; aéreos o subterráneos, radiales o mallados) como a la gerencia de la industria, para instalar o no equipos de emergencia.

En vista de que el tema de "confiabilidad de sistemas eléctricos" es relativamente nuevo en nuestro medio, las Empresas Eléctricas no están en capacidad de proporcionar un listado del número, tipo y duración de las interrupciones, en un período de 3 a 5 años precedentes a la fecha, con la subsiguiente incapacidad de predecir el futuro funcionamiento de su sistema de distribución. Ante esta realidad, se investigan diferentes circuitos típicos de alimentación a plantas industriales, con el fin de escoger uno de ellos, que proporcione, técnicamente una alta confiabilidad y económicamente un menor costo.

Si las plantas industriales son también sensibles a otros problemas, fuera de los ya anotados, (salidas forzadas, salidas programadas), tales como las variaciones de voltaje, difíciles de localizar y predecir, es necesario comenzar a registrar las fechas y tiempos de ocurrencia de una forma exacta, con el propósito de transmitirlos a la Empresa Eléctrica, para que busque las causas de tales perturbaciones y las elimine. Se debe de nuevo enfatizar que, a menos de que estos problemas sean significativos en términos de pérdidas económicas y reducciones de vida útil de los equipos, no es razonable perseguir sus causas, puesto que ellas son un fenómeno natural del sistema, tales como el arranque de motores grandes, funcionamiento de soldadoras, efectos inductivos de otros sistemas eléctricos vecinos, etc.

3.1.1. Criterio de Confiabilidad de los Procesos de Producción. [17]

La confiabilidad del suministro eléctrico a una planta industrial, debe ser evaluada en términos de los procesos de producción antes que de cualquier criterio eléctrico.

Desde esta perspectiva, la identificación de los requerimientos de confiabilidad necesitan el análisis de las consecuencias de una interrupción de suministro, con respecto a tres puntos de vista:

1. Seguridad de los equipos y del medio
2. Equipo de protección
3. Eficiencia de producción

Mas aún, este tercer criterio relaciona otros aspectos:

- a) Paralización de la producción durante una falla de suministro y secuencia de reinicio (considerando el posible rehacerse de la producción perdida)
- b) Pérdida económica debido a salarios obligados de los trabajadores
- c) Desperdicio de la materia prima y de los productos defectuosos de fabricación.

En cuanto se refiere a la duración de la interrupción, ésta constituye un aspecto particular de evaluación. Por ejemplo, en el caso de los procesos que necesitan un largo tiempo para comenzar a recuperar las condiciones normales de operación, una interrupción de 1 minuto puede causar las mismas consecuencias como si la interrupción hubiera durado una media hora.

3.1.2. Clasificación de las Cargas

CARGAS CRITICAS

Características.- Esta categoría incluye los procesos que requieren prevenir absolutamente cualquier falla de operación.

Este requisito es efectivo, si el riesgo de falla incluye: algún peligro para la seguridad del personal, daños severos a las instalaciones, desperdicio de productos valiosos, demoras demasiado largas para recuperar las condiciones normales de operación.

Consecuencias.- Con respecto al diseño de los circuitos de suministro, las cargas que nos preocupan, tienen que, necesariamente ser suministradas a partir de 2 fuentes independientes con suficiente capacidad cada una de ellas, con el fin de que si falla una, la otra pueda servir normalmente a la planta. En condiciones normales de trabajo, ambos circuitos de suministro (incluidos transformadores respectivos) operan en paralelo, tal que los procesos de fabricación no sean perturbados por la falla de una de las fuentes. Sin embargo, en casos particulares, la continuidad a la que se tiende, permanece compatible con las operaciones transitorias de transferencia de suministro de potencia, dentro del rango de 1 segundo, generalmente. Yendo un poco más lejos, la confiabilidad de suministro a las cargas críticas puede reforzarse todavía más, mediante el uso de arreglos especiales y/o uso de equipos sofisticados, especialmente electrónicos, o aún usando instalaciones de alto voltaje como fuentes de alimentación.

CARGAS CONMUTABLES

Características.- Aquí se consideran los procesos que se permiten así

misosser ocasionalmente sujetos a interrupciones cortas de energía con la condición de ser provistas con una fuente de reserva.

Este es el caso de los trabajos en donde la duración de una falla de uno o varios minutos solamente perturbarían la eficiencia de producción.

Consecuencias.- Como en el caso de los procesos críticos, las cargas conmutables necesitan estar provistas de 2 circuitos de suministro, completamente equipados y de suficiente capacidad. Sin embargo, aunque a menudo es posible y aconsejable operar ambos circuitos en paralelo, algunas veces ocurre que es más conveniente económicamente, que una sola fuente esté en servicio. Esto puede ofrecer, considerando las prioridades relativas a la confiabilidad de los varios equipos eléctricos, la posibilidad de aliviar los requerimientos excesivos de energía para los procesos conmutables, con el fin de asegurar una alta confiabilidad solamente en aquellos equipos prioritarios del proceso de producción.

Desde el punto de vista del sistema de potencia, pueden tomarse ciertas ventajas de la conmutación, debido al alivio de carga que sufren los circuitos y la subestación, o más todavía, implementando procedimientos de transferencia sin carga, en aquellas plantas industriales localizadas cerca de los límites de dos sistemas regionales que operan radialmente.

Bien se sabe que en un proceso de producción no todos los equipos son esenciales para el éxito del mismo, por lo que bien se puede racionalizar el servicio de emergencia solo para aquellos equipos que

son críticos en la planta y que además podrían poner en peligro la seguridad del personal, como por ejemplo, los equipos de refrigeración, los cuales, al ser sacados de servicio pueden permitir irradiaciones excesivas de calor con la subsiguiente probabilidad de aparición de flagelos y quizás quemaduras al personal de planta.

CARGAS NO CRITICAS

Características.- Esta última categoría se relaciona con aquellos procesos que pueden estar sometidos a salidas o paralizaciones largas, en términos de horas, o aún días, causadas por una falla de algún equipo componente del sistema de alimentación.

Otra característica importante es que, los equipos mas importantes de la planta, ajenos al proceso de fabricación (iluminación, bombas de agua, ventilación, etc.) durante la emergencia, deben ser alimentados por una fuente de reserva, totalmente independiente de la alimentación principal. Por último un hecho que acontece en ciertas industrias con varios procesos de fabricación simultáneos es que, la producción es distribuída entre los varios equipos o líneas de producción, mismos que son alimentados independientemente y que por lo tanto suministran su producción en paralelo.

Consecuencias.- Cuando un proceso industrial, es clasificado dentro de esta categoría, algunos ahorros sustanciales de dinero pueden hacerse, como recompensa a la flexibilidad del proceso de fabricación y a la no necesidad de instalar un gran equipo de emergencia para aquellos equipos eléctricos críticos de fabricación.

Estos ahorros sustanciales pueden ser llevados a cabo debido:

1. A la supresión de la barra de transferencia y demás equipo de la subestación;
2. A la ausencia del otro alimentador a los centros de carga;
3. A la no necesidad de equipo de reserva auxiliar o de reserva, debido a la inexistencia de equipos eléctricos críticos en el proceso de producción.

Es por lo tanto muy importante que, el ingeniero de planta, conozca qué tipos de cargas y procesos de fabricación existen en su industria y determine un tiempo máximo de pérdida de energía que no produzca perjuicios económicos importantes, parámetros sin los cuales el análisis de confiabilidad resultaría inservible.

3.1.3. Equipos de Emergencia. [19] [20]

Cuando un análisis de confiabilidad ha sido realizado y terminado, entonces se puede predecir tanto la tasa de fallas como su duración esperada promedio. Este conocimiento puede ser usado para determinar si hay o no necesidad de aumentar la confiabilidad o disponibilidad del suministro de potencia a ciertos puntos específicos de utilización, y más principalmente en el conocimiento del tipo de equipo eléctrico instalado en la planta que interviene en los procesos críticos de fabricación.

Las potencias de emergencia o de reserva pueden fácilmente ser usadas para aumentar tanto la confiabilidad como la disponibilidad del suministro de energía eléctrica. Varios tipos de sistemas o equipos

de emergencia son instalados para proveer grandes mejoras a sistemas eléctricos industriales relativamente pequeños. Por lo mismo, un estudio costo-confiabilidad se debe hacer para determinar si es o no necesario la instalación de equipos de emergencia.

3.1.3.1. Confiabilidad y Disponibilidad.- Una evaluación de cada equipo utilizado debe hacerse, para determinar las necesidades reales. La diferencia entre confiabilidad y disponibilidad del suministro de energía debe entenderse claramente. Mientras la confiabilidad es una indicación de la ocurrencia de varias fallas de suministro en un cierto período de tiempo, la disponibilidad es una indicación del tiempo total de interrupción debido a una falla en ese período de tiempo.

Muchas operaciones que consumen energía eléctrica requieren un alto grado de confiabilidad de suministro de potencia, con poca preocupación de la disponibilidad. Así una falla de energía durante un ciclo de vulcanización en el proceso de fabricación del caucho, causará pérdidas de vapor y errores en el control tiempo-temperatura, necesario para un adecuado curado del caucho. Esto determinará un producto mal terminado y defectuoso.

La diferencia en pérdidas entre las interrupciones del servicio de 1 minuto de duración y de 30 minutos de duración es mínimo. Por lo que, es más "deseable" que este sistema experimente 2 fallas de 30 minutos antes que 6 fallas de 1 minuto, aún cuando el tiempo de interrupción sea 10 veces mayor en el primer caso.

A la inversa de esto, otros equipos que utilizan energía eléc-

trica, demandan un alto grado de disponibilidad del suministro de potencia, con poca preocupación de la confiabilidad. Por ejemplo, una suspensión de energía eléctrica en un proceso de troquelación, causará pocas pérdidas económicas, sin embargo, éstas irán aumentando, conforme la duración de la interrupción se prolonga. Así, un sistema que experimenta 6 fallas de energía de un minuto cada una, es más "aceptable" que un sistema que experimenta 2 fallas de potencia de 30 minutos cada una, aún cuando, el primer caso tiene una tasa de falla de 3 veces mayor y por lo mismo una confiabilidad menor.

3.1.3.2. Selección del Sistema

El sistema de emergencia a utilizarse, depende del tipo de equipo instalado, así como también, de la sensibilidad de los procesos de producción a los cortes de energía eléctrica. En base a esto, se debe preguntar: ¿Puede el equipo o el proceso tolerar una falla de potencia de 1 milisegundo, 10 segundos, o 1 minuto? ¿Por cuánto tiempo, el sistema de emergencia debe funcionar?, horas, minutos o segundos?

El personal de planta, deberá responder a estas preguntas de una forma muy precisa y real, y tener además un amplio conocimiento de los diversos equipos de emergencia disponibles en el medio, con el fin de elegir aquel que llene sus requerimientos. Así, dos tipos de sistemas de emergencia se conocen: los equipos fuera de línea (off line) y los equipos en línea (on line). Dentro de los primeros, se encuentra el generador a diesel, que comienza a funcionar cuando un corte de energía eléctrica se ha producido. En el segundo grupo, se encuentra el sistema de energía ininterrumpida, cuya sigla en Inglés es UPS. Este sistema de emergencia es a breves rasgos un inversor alimentado por una

fuentes de corriente continua a través de un cargador de baterías. Este utiliza las baterías en línea, cargándose así durante todo el tiempo, para suministrar energía al inversor, en el evento de un corte de energía eléctrica.

Por todo esto, la selección de un sistema de emergencia adecuado, debe basarse en el conocimiento real y exhaustivo de los procesos de fabricación como de los equipos eléctricos existentes. Así la selección de un generador a diesel para el proceso de fabricación del caucho mencionado anteriormente, sería una mala decisión.

El sistema "off line" puede aumentar la disponibilidad de la potencia de alimentación, no así la confiabilidad, en vista de que, el equipo de transferencia o de conmutación por sí mismo tiene su respectiva tasa de falla, reduciendo por lo tanto la confiabilidad de todo el sistema en general. La selección de un sistema "off line" para el proceso de troquelado es una decisión adecuada. Este puede reducir el tiempo de falla, aumentando así la disponibilidad.

Existe ya disponible en el mercado, una serie de equipos, con casi el 100% de confiabilidad, diseñados para solucionar la mayoría de problemas debidos a cortes de energía, con tiempos que van desde los milisegundos hasta varias horas. En vista de esto, la selección del sistema apropiado dependerá en primer lugar del costo de inversión y además de los costos de operación, tales como, requerimientos de mantenimiento preventivo, combustible, confiabilidad del sistema, capacidad de expansión de la industria, consideraciones ambientales, etc.

En vista de que el tratamiento exhaustivo de los datos de selección y aplicación de los equipos de emergencia, están fuera del alcance del objetivo de este trabajo, se recomienda al lector referirse a la norma IEEE - 446 - 1980.

"Recommended practice for emergency and stand by power systems" Si ya en la práctica, se decide instalar un equipo de emergencia, éste en lo posible deberá tener su cableado de alimentación a las cargas críticas, completamente independiente.

3.2. EVALUACION DE LOS ESQUEMAS ELECTRICOS [8], [12], [13]

En vista de que en el punto 4.A. del método de evaluación de confiabilidad titulado "Tiempo de duración y frecuencia de indisponibilidad" se trata de los esquemas redundantes y no redundantes en una forma relativamente detallada, a continuación se darán solo las definiciones de "Esquemas redundantes" y "Esquemas no redundantes".

3.2.1. Esquemas Redundantes.- Estos sistemas se caracterizan porque deben fallar todos los elementos para que el sistema quede inutilizado.

Si se considera la suposición de que las variables son aleatorias e independientes (método "Promedio Anual de Interrupción"), implica que no se toma en cuenta la posibilidad de que una falla afecte simultáneamente a dos elementos, puesto que en ese caso la probabilidad de falla conjunta es mayor que el producto de las probabilidades de falla individuales.

3.2.2. Esquemas no Redundantes.- Estos sistemas se caracterizan porque, en la probabilidad de que al fallar uno o varios elementos, el resto no sea capaz de mantener el servicio. A esta consideración se la toma en cuenta en el método "Tiempo de duración y frecuencia de indisponibilidad" en que, por lo tanto, la probabilidad de falla de todo el sistema es la suma de las probabilidades individuales de falla de cada uno de los elementos en paralelo mas las probabilidades de falla que afectan simultáneamente a dos o más elementos.

Es importante señalar además que los equipos de protección, tanto para sobrecorriente como para sobrevoltajes ayudan a determinar la tasa de falla del sistema. El uso de estos equipos, convenientemente coordinados minimiza el daño, producto de una falla. Si los equipos de protección fuesen eliminados, algo del dinero ahorrado por tal acción se debería gastar en localizar, reparar y/o reemplazar el equipo dañado. Es por eso muy importante que, el ingeniero determine el esquema más adecuado de protección de su sistema eléctrico, tal que el costo no sea muy alto y la confiabilidad del sistema quede asegurada.

3.3. EVALUACION DE LOS EQUIPOS ELECTRICOS [8], [21], [22]

3.3.1. Causas de las Fallas

El deterioro del equipo eléctrico es un proceso normal durante su vida útil. Sin embargo, este deterioro puede verse acelerado y ser por lo tanto causa de malos funcionamientos o peor aún ser causa de fallas o averías del equipo.

El agua, el polvo, el calor, la humedad, las vibraciones y

otras condiciones pueden afectar el normal desenvolvimiento y vida útil de un aparato eléctrico. Estas causas, combinadas con la negligencia de operación y de un inadecuado programa de mantenimiento preventivo determinan fallas prematuras. Reparaciones muy costosas pueden evitarse, observando las recomendaciones del fabricante del equipo con respecto al mantenimiento y aplicación. Causas comunes de fallas son la acumulación de polvo y la excesiva presencia de humedad. La primera puede presentarse en forma de hilachas o partículas sólidas que depositadas sobre el aislamiento dan inicio a microdescargas eléctricas con la posterior ruptura total del aislamiento. Esta acumulación de polvo puede causar un excesivo calentamiento y desgaste y por lo tanto disminuir la vida útil del aparato. La excesiva humedad es una de las causas mas comunes y principales de la aparición de fallas del equipo eléctrico, puesto que su condensación puede causar oxidación del cobre o del aluminio y la subsiguiente destrucción del metal.

Las conexiones flojas son otra de las causas de fallas del equipo eléctrico. Estas deberían mantenerse ajustadas y secas.

El montaje de herrajes y partes empernadas debería ser chequeado durante los servicios de mantenimiento de rutina. La fricción puede afectar además el libre movimiento de los equipos y puede ser el origen de serias averías.

Hasta aquí, se han enunciado muy someramente causas muy comunes de fallas del equipo eléctrico, a continuación se ofrece en forma detallada y completa los tres aspectos mas importantes, concernientes a

las causas que producen fallas:

- 1.- La Responsabilidad
- 2.- Las causas iniciales
- 3.- Las causas que contribuyen

Dentro de estos 3 aspectos, se encuentran clasificados varios tipos de causas:

1.- Responsabilidad de Las Fallas

- Defectuosa fabricación del componente
- Defectuoso transporte al sitio de utilización
- Impropia aplicación de la Ingeniería
- Inadecuada instalación
- Inadecuado programa de mantenimiento
- Inadecuados procedimientos de operación
- Personal incapaz de manejo del equipo
- Otros

2.- Causas Iniciales de las fallas

- Sobrevoltajes transitorios (descargas atmosféricas, sobrevoltajes de maniobra, arcos a tierra en sistemas subterráneos, etc.)
- Sobrevoltaje
- Bajo voltaje
- Baja frecuencia

- Sobrecalentamiento
- Ruptura del aislamiento
- Rupturas mecánicas, abrasión, deformaciones de partes mecánicas, estáticas o móviles
- Fricción
- Daño mecánico causado por agentes externos (choque de vehículos, excavaciones, etc.)
- Cortocircuitos con herramientas u otros objetos metálicos
- Cortocircuitos debido a animales, como pájaros
- Pérdida del control de potencia
- Mal funcionamiento de los equipos de protección y/o del sistema de emergencia
- Otros

3.- Causas que contribuyen a las fallas

- Sobrecarga persistente
- Temperaturas por encima de la normal
- Temperaturas por debajo de la normal
- Exposición a agentes químicos o solventes
- Exposición a humedad excesiva o agua
- Exposición al fuego
- Obstrucción de la ventilación por objetos externos
- Deterioro normal por envejecimiento
- Vientos severos u otras condiciones climatológicas
- Aplicación impropia del sistema de protección
- Pérdida o deficiencia del lubricante
- Pérdida o deficiencia de aceite u otro medio de enfriamiento

- Errores en la operación o en las pruebas del equipo
- Exposición al polvo u otros contaminantes
- Otros

3.3.2. Recomendaciones para disminuir las causas de las fallas.-

Las siguientes recomendaciones pueden tomarse en cuenta para disminuir la influencia de las diferentes causas de fallas y por ende aumentar la confiabilidad del equipo eléctrico:

- 1.- Mantener limpia la atmósfera donde se instala el equipo eléctrico. Por ejemplo, el polvo de cemento es la causa principal de falla de los equipos en las plantas de cemento. Este es abrasivo, sobre todo en las partes móviles, que si se permite su acumulación puede ser causa inicial de formación de arcos e incendio posterior. Depositado en cantidades apreciables sobre bobinas, puede reducir las distancias mínimas de aislamiento, obstruyendo el flujo normal de aire y aumentando las temperaturas de operación. Combinado con aceite u otro líquido, el polvo de cemento puede solidificarse y dar inicio a microdescargas, afectando la resistencia térmica del material, conductor o aislante. Debido al aumento de la resistencia, el calor causa un detrimento de la vida útil del equipo.

Por todas estas razones, una consideración especial se da al diseño de los equipos eléctricos; se usa un aislamiento resistente a la abrasión del polvo de cemento, en todos los motores instalados al aire libre, o se usan aparatos totalmente herméticos y autoenfriados. Equipos con BIL mas altos se utilizan especialmente en

subestaciones y estructuras exteriores expuestas a atmósferas con características similares a las indicadas. Por eso, cada sesión de mantenimiento debería incluir una limpieza completa de los equipos.

- 2.- Mantener la atmósfera seca en aquellos cuartos donde están ubicados los equipos. Este trabaja mejor en una atmósfera seca, por varias razones:
 - a) La humedad puede causar oxidación del cobre, aluminio, hierro y de las aleaciones. La acumulación de óxidos puede destruir el metal y afectar la resistencia de las conexiones y contactos eléctricos. La gran acumulación de óxidos debería removerse y las partes severamente corroidas ser reemplazadas;
 - b) La alta humedad puede condensarse y caer sobre el equipo, causando descargas eléctricas y fallas. Por lo mismo, si es posible, a ésta se la debe controlar.

- 3.- Mantener el equipo ajustado, especialmente en aquellos que operan con movimiento de alta velocidad, tales como contactores u otros equipos de control. El funcionamiento del equipo causa el uso de partes en movimiento produciéndose quizá algún desequilibrio, éste al llegar a ser apreciable tiende a crear vibraciones y a aflojar sus componentes. Una continua vigilancia es necesaria para detectar el aflojamiento de las partes del equipo o de las conexiones. El ajustar un tornillo o una conexión floja toma solo un momento, pero puede prevenir horas de intenso trabajo en búsqueda del problema. En los aparatos de rotación, especialmente motores,

la vibración puede causar daños mecánicos, si se permite que afecte la alineación del rotor. Por lo mismo, el ajuste de resortes o apoyos evitará tales desvíos.

- 4.- Minimizar la fricción. El equipo que está operando apropiadamente tiene un mínimo de fricción. El efecto de ésta sobre el movimiento libre de los aparatos eléctricos puede causar serias dificultades.
- 5.- Un alto porcentaje de fallas eléctricas son realmente de origen mecánico. Una palanca demasiado inclinada, obstrucciones en el sistema de ventilación, alineación mal hecha, herramientas fuera de su lugar, etc., pueden ser causas mecánicas de fallas eléctricas. El personal de planta, debería estar constantemente alerta a este respecto.
- 6.- La calidad del mantenimiento es otro factor muy importante en la aparición de fallas. Personal técnicamente preparado deberá ser quien lleve a cabo las acciones de mantenimiento preventivo, siguiendo paso a paso las instrucciones dadas por los fabricantes. Ha sido comprobado ampliamente que un mantenimiento mal realizado es el origen de muchas fallas.

Por esta razón, a continuación se trata el tema del mantenimiento preventivo del equipo eléctrico en una planta industrial, para que con las bases e indicaciones dadas allí, el ingeniero de planta implemente su propio programa de mantenimiento preventivo, determinando un intervalo óptimo en base a sus necesidades y dispo-

nibilidad de recursos.

3.3.3. El Mantenimiento Preventivo [8], [24], [25]

El objeto de este punto es indicar la importancia del mantenimiento eléctrico preventivo y el papel que desempeña en la confiabilidad de cualquier sistema eléctrico y muy especialmente en el de un sistema eléctrico industrial.

De los muchos factores involucrados en el estudio de confiabilidad, el mantenimiento eléctrico preventivo generalmente ha recibido poca importancia en la fase de diseño y aun mas en la fase de operación, cuando de hecho puede ser el factor clave y determinante en el grado de confiabilidad, puesto que de nada sirve hacer grandes inversiones en los sistemas eléctricos para proveer una confiabilidad deseada, si un mantenimiento preventivo de alta calidad no es llevado a cabo, obstaculizando así el obtener las metas propuestas.

3.3.3.1. Definiciones

Mantenimiento.- Se entiende por mantenimiento, aquella función empresarial por la cual, se estatuye el "control constante de la planta y el conjunto de los trabajos de reparación y revisión necesarios, a fin de asegurar el funcionamiento regular y el buen estado de conservación de los servicios y de los equipos de la planta productiva industrial".

Mantenimiento Correctivo.- El "mantenimiento correctivo" es aquel que

se lleva a cabo cuando ha ocurrido una falla o avería en el equipo eléctrico y/o en la instalación de la industria, en otras palabras, éste acontece siempre y cuando ha habido una o más fallas en cualquier equipo del sistema eléctrico de la planta industrial. Por lo mismo, no afecta la confiabilidad del sistema, no así la disponibilidad, puesto que, un menor tiempo empleado en la reparación de las fallas, disminuye la indisponibilidad de ese equipo para funcionar.

Mantenimiento Preventivo.- El "mantenimiento preventivo" es un sistema de planeación, de inspección, de pruebas, de limpieza, de secado, de maniobra, de ajuste, y de reparos menores del equipo eléctrico para minimizar y/o predecir problemas o fallas futuras de éste. Se lo define también como el "mantenimiento ordinario", realizado antes de que se lo necesite.

Equipo Eléctrico.- Es un término general que incluye: materiales, accesorios, herrajes, aparatos, máquinas, cables, etc. usados como una parte de, o en conexión con, una instalación eléctrica.

En vista de que, el "mantenimiento preventivo" influye en la determinación, detección y prevención de las fallas en el equipo eléctrico, será el único tipo de mantenimiento que se analizará aquí de una forma mas detallada, sin embargo de que, el tratamiento exhaustivo del tema no forma parte del objetivo del trabajo.

3.3.3.2. Objetivo.- El objetivo del mantenimiento preventivo es mantener el equipo eléctrico en buenas condiciones de tal manera que no ocurran averías y así las reparaciones de emergencia sean mínimas.

El adecuado funcionamiento del mantenimiento preventivo exige, buscar las respuestas exactas a las siguientes preguntas:

- Qué se debe hacer?
- Cuándo se debe hacer?
- Dónde se debe hacer?
- Cómo se debe hacer?

verificando el cumplimiento de las correspondientes órdenes impartidas, para dar adecuada solución a estas preguntas.

3.3.3.3. Características.- El mantenimiento eléctrico preventivo debe ser planeado, lo que significa determinar: mano de obra y materiales necesarios, todo lo cual, se traduce en un mayor costo inicial y no menor en la continuación del programa de mantenimiento. Sin embargo, se puede hablar de ahorros en las operaciones de mantenimiento preventivo, debido a que:

- 1.- Disminuye el riesgo de fallas en el equipo y en las instalaciones de la planta;
- 2.- Disminuye el tiempo extra del personal de mantenimiento;
- 3.- Permite una mejor utilización de la mano de obra normal y especializada, en base de que, el personal apropiado se destina a trabajos apropiados, eliminándose la improvisación;
- 4.- Da una mayor utilización a los materiales, a través de la esquematización del trabajo a realizarse;
- 5.- Mantiene el equipo eléctrico en operación a su máxima capacidad, con la consiguiente alta producción, debido a la mejor utilización del sistema y a la mayor continuidad de trabajo.

- 6.- Asegura que la planta y el equipo sea capaz de producir los bienes con una calidad deseada, especialmente donde se establece tolerancias de trabajo muy ajustadas.

Algunos de los elementos claves en el establecimiento de un programa de mantenimiento preventivo del equipo eléctrico son:

- 1.- Establecer una "biblioteca" de servicio del equipo, consistente de boletines, manuales, esquemas, listado de partes, reportes de análisis, etc.

Los boletines y los manuales son normalmente suministrados por los fabricantes de los equipos; esta documentación es vital para el desarrollo de procedimientos de mantenimiento preventivo.

- 2.- Además de la documentación indicada en el punto 1, cada falla debería ser completamente investigada y su causa determinada y documentada adecuadamente. Generalmente se encontrará que un mantenimiento preventivo correcto y a tiempo, podría haber prevenido la falla. Si se corrige mediante el mantenimiento preventivo, tal acción correctiva, debería incluirse en la lista de trabajo del reporte de la falla. Si la falla fue causada por un componente débil, entonces todos los componentes semejantes deberían ser modificados tan rápido como sea posible.

- 3.- Proveer el entrenamiento necesario para cumplir el programa que ha sido establecido. Las técnicas utilizadas en el desarrollo de un programa de mantenimiento preventivo del equipo eléctrico son extremadamente importantes; el éxito o el fracaso descansa sobre la calidad y el conocimiento del personal que desarrolla el trabajo, por lo mismo, el entrenamiento en las técnicas del mantenimiento

es un objetivo muy importante. Un personal de mantenimiento muy bien entrenado y adecuadamente equipado debe tener un completo conocimiento de la operación del equipo y debe ser capaz de hacer una inspección adecuada y realizar al mismo tiempo reparaciones adecuadas si ese es el caso.

- 4.- Un buen sistema de registro debería ser desarrollado, el cual muestre las reparaciones requeridas por el equipo en un largo período de tiempo. Sobre cada inspección, las variaciones a partir de las condiciones normales deberían anotarse. Estos registros no solamente son útiles en la planeación y programación del mantenimiento preventivo eléctrico, sino también, son útiles en la evaluación del funcionamiento del equipo y de la calidad del personal de mantenimiento, para futuros propósitos.

3.3.3.4. Cálculo del Intervalo Óptimo del Mantenimiento Preventivo.-

A continuación, se presenta la deducción de una fórmula que calcula el período óptimo de mantenimiento preventivo del equipo eléctrico. La fórmula se basa en los menores costos totales anuales. Ver Fig. 9.

La suma de las curvas del costo del mantenimiento y del costo de falla del equipo, da la curva de los costos totales. El intervalo óptimo es el punto correspondiente al menor costo total anual resultante. Si este intervalo se alarga, el costo anual del mantenimiento preventivo disminuye y la probabilidad de falla y por lo mismo el costo de falla del equipo aumenta.

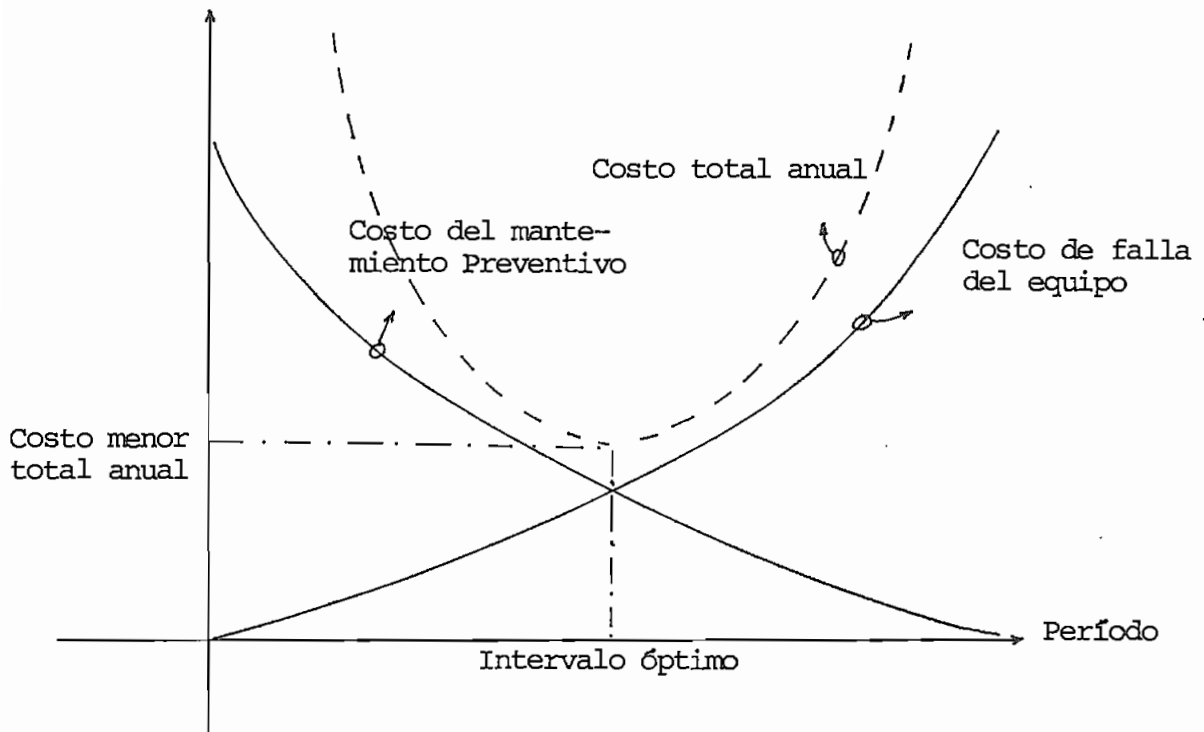


Fig. 9: COSTOS TOTALES ANUALES

La fórmula arroja un período de mantenimiento preventivo que minimiza los costos totales para mantener en funcionamiento el equipo eléctrico. Antes de proceder a la deducción de la fórmula que calcula el intervalo óptimo de mantenimiento preventivo, es necesario mencionar que no todas las fallas pueden ser descubiertas o prevenidas por éste. Así, el diccionario del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, IEEE, define dos tipos de fallas: falla repentina y falla gradual. La primera se considera que no puede ser anticipada o prevenida por una examinación previa. A la inversa, la falla gradual es aquella que si puede ser anticipada mediante una examinación previa.

Estas fallas pueden tener dos efectos sobre el equipo eléctrico: primero, ellas pueden causar operaciones erróneas del equipo, tal como un relé de protección de estado sólido que operó cuando no debía hacerlo; segundo, estas fallas pueden causar desperfectos o fallas en el equipo, como puede ser, una bobina abierta de un relé, que hará que éste no opere cuando acontezca una falla en el sistema.

En vista que las fallas repentinas no pueden prevenirse de ninguna forma por el mantenimiento preventivo, ellas no deberían tomarse en cuenta en el cálculo del intervalo óptimo. Así, la prevención de las fallas graduales que causan tanto operaciones erróneas como fallas en la operación debe ser la meta de todo programa de mantenimiento preventivo. Estas son el resultado de la humedad, el polvo, la vibración, el calor, las condiciones ambientales, los continuos funcionamiento que causan desgaste, etc.

La fórmula del intervalo óptimo del mantenimiento preventivo se deriva a partir de las fórmulas de las curvas de la Fig. 9. La ecuación de la curva del costo del mantenimiento preventivo se deduce de la siguiente consideración: si el intervalo de mantenimiento es mas corto, mayor es el gasto en suces por año de éste. Así, si el intervalo de mantenimiento se disminuye a la mitad, el costo del mantenimiento por año se duplica. En otras palabras, el costo es inversamente proporcional al intervalo, es decir:

$$A = \frac{M}{P} \quad (102)$$

donde:

- A = Costo anual por mantenimiento de una unidad del equipo eléctrico.
- M = Costo por mantenimiento de una unidad del equipo eléctrico.
- P = Intervalo de mantenimiento en años.

La ecuación de la curva del costo de falla del equipo se obtiene multi-

plicando el costo promedio por falla por la tasa de falla, es decir:

$$B = F \times \lambda \quad (103)$$

donde:

B = Costo anual de falla de una unidad del equipo eléctrico

F = Costo promedio de una sola falla

λ = Número de fallas por unidad por año

En vista que la tasa de falla λ , es dependiente del intervalo de mantenimiento, la experiencia muestra con buena aproximación la siguiente igualdad:

$$\lambda = \lambda_b \times p^2 \quad (104)$$

de donde:

$$\lambda_b = \lambda / p^2 \quad (105)$$

donde:

λ_b = Tasa base de falla dividido por (años)³

P = Intervalo de mantenimiento en años

λ = Tasa de falla promedio para el intervalo de mantenimiento P y se lo calcula también a partir de los datos históricos.

$$\lambda = \frac{N}{Q} \quad (106)$$

donde:

N = Número promedio de fallas por año de todos los equipos del mismo tipo, en servicio.

Q = Cantidad de equipo eléctrico del mismo tipo, en servicio.

Como ejemplo: si 10 amplificadores en servicio por 5 años tienen 20 fallas, Q es igual a 10, N es igual a $\frac{20}{5} = 4$. λ será igual a $\frac{N}{Q} = \frac{4}{10} = 0,4$ y si el intervalo de mantenimiento es 6 meses (0,5 años), λb , será igual a $\frac{0.4}{(0.5)^2} = 1,6$.

El costo total anual T, es la suma del costo anual del mantenimiento preventivo A y el costo anual de falla B.

$$T = A + B \quad (107)$$

$$T = \frac{M}{P} + (F \times \lambda)$$

$$T = \frac{M}{P} + (F \times \lambda b \times P^2) \quad (108)$$

Para hallar el punto del menor costo total anual, la fórmula anterior debe derivarse con respecto a P e igualada a cero, así:

$$\frac{dT}{dP} = 0 = \frac{d}{dP} \left(\frac{M}{P} + (F \times \lambda b \times P^2) \right)$$

$$0 = -\frac{M}{P^2} + 2 F \times \lambda b \times P$$

despejando P, se tiene:

$$P = \sqrt[3]{\frac{M}{2F \times \lambda b}} \quad (109)$$

Los parámetros M, F, λb en la ecuación última, vienen a su vez definidos por:

$$.- \quad M = H M \times O H \times W \quad (110)$$

donde:

HM = Sumatoria de las siguientes horas para mantener una unidad del equipo:

1. Horas de trabajo de mantenimiento de todo el personal
2. Tiempo total de viaje o traslado al lugar de mantenimiento
3. Tiempo total gastado en otros quehaceres, tal como el tiempo de maniobra

Sus unidades son $\left(\frac{\text{horas}}{\text{unidad}} \right)$

OH = Tasa fija apropiada en por unidad, más uno.

Si la tasa es 90% entonces OH es 1.9.

W = Tasa promedio de sueldo del personal, ajustada de tal forma, que incluya sobretiempos donde fueron necesarios. También debería estar ajustada para diferentes tipos de personal, que interviene en el mantenimiento y arreglo de problemas.

Tiene como unidades $\left(\frac{\text{sucres}}{\text{horas}} \right)$

$$F = HF \times OH \times W + C \quad (111)$$

donde:

HF = Tiempo promedio acumulado para reparar una sola falla, incluye:

1. Las horas de trabajo para reparar la falla
2. El tiempo total de traslado al lugar del mantenimiento

No se usa si la falla es corregida durante el mantenimiento de rutina

3. El tiempo total gastado por otros, tal como el tiempo de maniobra

Tiene como unidades las $\left(\frac{\text{horas}}{\text{unidad}} \right)$

C = Costos del trabajo cesante asociados con la falla promedio, incluye:

1. La pérdida promedio de ingresos asociados con la falla,
2. El costo promedio de las partes de reemplazo tanto de la parte o pieza fallada como de cualquier otra pieza afectada por la falla,
3. Todos los otros costos asociados con la falla promedio, incluyendo los peligros potenciales a la seguridad, alto voltaje, sobrecargas, etc.

Tiene como unidad los $\left(\frac{\text{suces}}{\text{unidad}} \right)$

$$\lambda_b = \frac{\lambda}{P_p^2} = \frac{N}{Q \cdot P_p^2} \quad (112)$$

donde:

P_p = Período o intervalo actual de mantenimiento sobre el período de tiempo en el cual los datos históricos de falla fueron coleccionados.

Tiene como unidad los (años)

Reemplazando las igualdades anteriores, en la ecuación del intervalo óptimo del mantenimiento preventivo, se tiene:

$$P = \sqrt[3]{\frac{HM \times OH \times W \times Q \times P_p^2}{2 N \cdot (HF \times OH \times W + C)}} \quad (113)$$

Si el intervalo óptimo de mantenimiento se basa solamente en el menor costo, el grado de confiabilidad se verá afectado. Sin embargo, éste es de suma importancia en cualquier sistema eléctrico, como se demuestra en este trabajo, por lo que un factor que incluye la confiabilidad debe ser tomado en cuenta en el cálculo del intervalo óptimo del mantenimiento preventivo. La mayoría de los métodos de ajuste, multiplican la pérdida promedio de ingresos por falla por este factor, esto ajustará el costo de la falla y subsecuentemente disminuirá el intervalo óptimo de mantenimiento. La experiencia demuestra, que un factor de 10 es una buena aproximación. El período de recolección de datos debería ser por lo menos de 2 años y si éste es mayor cuanto mejor.

Una vez que todos los parámetros de la ecuación se conocen, se procede al cálculo del intervalo óptimo de mantenimiento preventivo, el cual garantizará una mejora en la confiabilidad y disponibilidad del equipo eléctrico y por lo tanto, dará gran seguridad de continuidad de los procesos de producción.

Concluyendo se puede decir que, la configuración del sistema eléctrico de tipo industrial y su funcionamiento debería ser tal que, el trabajo de mantenimiento no permita interrumpir energía a la carga, o solamente permita una mínima pérdida de disponibilidad. A menudo, el mantenimiento preventivo del equipo eléctrico no es realizado adecuadamente, debido a que se requiere desconectar cargas críticas o gran parte del sistema de distribución. Esto exige por lo tanto, que la planta industrial posea equipos o sistemas de emergencia, que permitan un man-

tenimiento de emergencia o de rutina sobre un determinado circuito, mientras que el otro circuito alimenta a la carga crítica, tal que ésta no quede sin alimentación de energía. Todo esto ha sido analizado anteriormente (ver ítem 3.1.4.).

Por último, queremos dejar sentado que el tema del mantenimiento preventivo es muy extenso y aquí se lo ha tratado solamente de una forma orientativa y muy concisa, en vista de que, el profundizar en el tema, no está en el alcance de la tesis, sino mas bien, el indicar el papel preponderante que juega el mantenimiento preventivo en la operación de un sistema eléctrico, especialmente en el de una planta industrial productiva.

3.4. ANÁLISIS ECONOMICO DE LA CONFIABILIDAD

3.4.1. Introducción.- Los sistemas eléctricos en general, tienen como misión fundamental entregar la energía que requieren los consumidores en la magnitud, calidad y tiempo preciso en que éstos lo soliciten.

Demás está decir que, el hecho de que tal cosa no suceda, implica para el sector industrial y por ende para el país en general, un limitante en su progreso y desarrollo económico, como así también pérdidas de producción que pueden evaluarse económicamente.

Mientras sea posible hacer comparaciones cuantitativas de confiabilidad entre diseños alternativos, la sola comparación no puede determinar el mejor sistema de distribución para una planta industrial. La inversión adicional en el mejoramiento de la confiabilidad debe jus-

tificarse por los ahorros en costos de la reducción de las fallas y/o interrupciones de servicio.

En teoría, resolver el problema de encontrar un óptimo entre costo de inversión y seguridad de suministro es bastante sencillo. Basta con programar el sistema eléctrico en forma tal, que la suma del costo de inversión y operación de él, por una parte, y el costo probable de fallas del equipo o suspensiones de servicio eléctrico que esa configuración implica por otra, sea mínima.

La determinación de los costos de inversión y operación para diferentes configuraciones de un sistema eléctrico de tipo industrial no presenta graves dificultades. Sin embargo, la magnitud probable de fallas o desabastecimientos de potencia que corresponde a cada configuración es una tarea más delicada, en vista de que, generalmente, la producción de bienes y servicios no siempre tiene una relación directa con el empleo de electricidad, pese a lo cual, puede ser solucionado satisfactoriamente, recurriendo a la realización de encuestas directamente a los clientes industriales, para que sean ellos mismos, los que valoricen la utilidad e influencia de la electricidad en sus actividades productivas.

Esta metodología, requiere previamente de la formulación de algunas hipótesis, sobre las cuales se debe tener un entendimiento claro y específico:

- 1.- Las empresas eléctricas de servicio público, no están en capacidad de garantizar una confiabilidad operacional absoluta, esto es, del 100%; las industrias que así lo requieran, deben contar con equipos de emergencia propios, o tener instalaciones con suficiente elasti-

cidad, de modo de asegurar que, ningún proceso crítico de producción sea interrumpido como resultado de una falla del equipo o de una suspensión de servicio. Obviamente, el consumidor industrial deberá evaluar posteriormente el costo de equipos electrógenos propios u otro medio de asegurar la continuidad de los procesos y el beneficio económico que significa el mejoramiento de la disponibilidad tanto del suministro eléctrico como de los equipos instalados.

- 2.- Es necesario recalcar, que las fallas o salidas forzadas y programadas deberán ser tratadas con una metodología distinta, en vista de que en éstas últimas, los costos en que se incurren deben ser menores que los costos de las primeras.
- 3.- Las industrias productivas de bienes de capital están divididas en distintos sectores, dependiendo del tipo de producción, razón por la cual, los parámetros económicos variarán ampliamente.
- 4.- Los costos de una falla o suspensión de servicio, dependerán de la magnitud y duración que ésta tenga, lo que infiere que habrá un costo por potencia restringida y otro por energía no entregada.

De acuerdo a las hipótesis planteadas, es posible deducir que los costos de falla o suspensión de servicio pueden ser expresados como un costo fijo gobernado solamente por la potencia, más un costo variable regido por la potencia y por el tiempo de duración de ese evento, de esta forma, los resultados pueden expresarse en $\$/KW$ para la potencia, y en $\$/KWh$ para la energía racionada.

3.4.2. Métodos de Evaluación

Los métodos tradicionales de evaluación económica de la con-

fiabilidad, se pueden clasificar en directos y globales.

Los primeros, tratan de encontrar el costo que representa la restricción o suspensión de un kWh a través de las consecuencias que implica tal hecho. Hay tres grandes desventajas en utilizar este tipo de métodos:

- a) Se requiere un gran esfuerzo para recopilar y analizar la información;
- b) El resultado de las encuestas, muchas veces es irreal, en vista de que el encuestado trata de magnificar las consecuencias de la interrupción de servicio.

Sin embargo, este método tiene como virtud principal, el permitir el conocimiento exacto de los procesos productivos, en los cuales, la electricidad es un factor fundamental.

En el segundo grupo, esto es, en los métodos globales, se utilizan relaciones entre insumo y producción. Son de fácil aplicación, pero es necesario basarse en ciertas hipótesis simplificadoras, que no siempre son justificadas.

En este grupo, se incluyen las correlaciones entre la producción y el consumo de electricidad, presumiéndose que una buena correlación se puede interpretar como relación de causa-efecto, lo cual no siempre es correcto, y también, los cálculos que utilizan las relaciones del modelo insumo-producto en que se hace una hipótesis de linealidad, que tampoco es del todo verdadera.

Más adelante, se detallan 3 métodos de evaluación económica de confiabilidad de sistemas eléctricos de tipo industrial, para que cualquiera de ellos pueda ser aplicado indistintamente.

1.- METODO DE "LOS REQUERIMIENTOS DE INGRESO" (Revenue Requirements - RR). [8]

El método de los "Requerimientos de Ingreso" no se ajusta precisamente con la clasificación hecha anteriormente. Es matemáticamente riguroso y cuantitativamente correcto, debido, a la exactitud con la cual los diversos costos se calculan.

La parte esencial del método es la determinación del requerimiento mínimo de ingreso (MRR) para cada alternativa. Esto significa, que hay que determinar la cantidad de producto que se debe vender para alcanzar ganancias o ingresos mínimos aceptables sobre la inversión involucrada y sobre todos los costos asociados con ella.

Entonces, los diferentes requerimientos mínimos de ingreso para los diversos diseños se pueden comparar directamente y aquella opción que tenga el mínimo requerimiento de ingreso (MRR) es la más económica.

El mínimo requerimiento de ingreso MRR se iguala a:

- 1) Los costos variables de operación
- 2) Los ingresos mínimos aceptables
- 3) La depreciación
- 4) El impuesto a la renta

5) Los gastos fijos de operación

a través de la siguiente ecuación:

$$G = X + CF \quad (114)$$

donde:

- G = Mínimo requerimiento de ingreso para alcanzar un nivel aceptable de ganancia (\$/año)
- X = Gastos variables de operación (\$/año)
- C = Inversión de capital (\$)
- F = Factor fijo de carga de inversión, por año.

El término CF de la ecuación anterior incluye los items 2,3,4, y 5 listados en el párrafo anterior.

A continuación se detalla el significado de cada variable de la ecuación última:

X = GASTOS VARIABLES DE OPERACION.- El efecto de la falla de un componente es causar un aumento en los gastos variables de operación, cuan serio sea este incremento depende en gran parte de la localización del componente en el sistema y/o de la configuración del sistema eléctrico empleado. Por lo mismo, la calidad de los componentes, es un factor clave en el éxito de cualquier sistema eléctrico.

Un componente de baja calidad puede aumentar grandemente el número de fallas, a la inversa de lo que pasaría con componentes de bue-

na calidad, en donde menores probabilidades de fallas se deberían esperar.

Cuando ocurre una falla, los gastos de operación varían de dos maneras: en la primera, el aumento de los gastos es el resultado de la falla misma, y en la segunda, el incremento es proporcional a la duración de la falla. Considerando la primera, el aumento de los gastos de operación debido a la falla incluye los siguientes factores:

- Equipo dañado de la planta
- Producto dañado o inservible
- Costos extras de operación
- Costos para la reparación del componente falloso

Considerando la segunda manera, el tiempo de falla o de suspensión de servicio consiste del tiempo requerido para que la planta industrial alcance las condiciones normales de producción más el tiempo que toma para:

- Efectuar los reparos si es un sistema radial, o
- Efectuar la transferencia de un circuito falloso a otro normal.

Es obvio que, durante el tiempo de falla o suspensión de servicio, la producción se paraliza y por ende se producen pérdidas de orden económico, sin embargo de lo cual, algunos gastos pueden ahorrarse durante este período, como pueden ser los gastos en materia prima, gastos en combustibles, gastos en electricidad, etc. Por lo mismo, el va-

lor de la producción perdida es: la pérdida de las ganancias menos los gastos ahorrados.

Algunos de los gastos variables de operación pueden variar dependiendo de la duración de la falla, por ejemplo, si ésta dura una hora, tal vez no se registren ahorros en los costos de trabajo, pero si la falla excede las 8 horas, si se podrán registrar ahorros en este tipo de costos, en vista que la jornada normal de trabajo es de 8 horas.

Si asumimos que los gastos variables no son función de la duración de la falla, entonces el valor de la producción perdida es constante sobre una base por hora y el valor de la producción perdida es el producto del tiempo de duración de la falla en horas por el valor de la pérdida de producción por hora.

Naturalmente que, al ser tanto el valor de la pérdida de producción como los gastos en que se incurren proporcionales a la tasa de falla, implica que se puede escribir la siguiente ecuación que da los gastos variables totales, con la asunción de que el valor de la pérdida de producción no depende de la duración de la falla sobre una base por hora.

Así se tiene que:

$$X = \lambda (X_i + (g_p - X_p) (r + s)) \quad (115)$$

donde:

X = Gastos variables totales (\$ por año)

λ = Tasa de falla (fallas por año)

- X_i = Gastos extras incurridos por falla (\$ por falla)
 g_p = Pérdida de ganancias o ingresos por hora durante la paralización de la planta (\$ por hora)
 X_p = Gastos variables ahorrados por hora durante la paralización de la planta (\$ por hora)
 r = Tiempo de reparación o reemplazo (o es el tiempo de transferencia en el caso de que el sistema no sea radial) (horas)
 s = Tiempo que necesita la planta para alcanzar las condiciones normales de operación (horas)

El término g_p representa la pérdida de ganancias y no es realmente un gasto. Mas bien es una ganancia negativa y como tal tiene el mismo efecto sobre la economía como los items de gastos, por lo que es conveniente tratarlo como tal. Así por ejemplo:

Una tasa de falla de 0,1 , con un valor de S/80.000,00 por falla, dará una cantidad promedio por año de gastos variables de un valor de S/8.000,00.

C = INVERSION.- Cada diferente alternativa es un sistema eléctrico completo, que como tal, involucra a la planta industrial diferentes inversiones.

Generalmente, el sistema que requiere la menor inversión es del tipo radial. Variando el tipo de instalación (aéreo o subterráneo) y calidad de los componentes, la inversión puede variar ampliamente. Por lo que, la mejor manera de realizar el análisis, es encontrar la inversión total que demanda cada plan alternativo.

F = FACTOR DE CARGA DE INVERSION.- El factor de carga de inversión F, incluye los siguientes items que se relacionan con la inversión:

1. Rentabilidad , r.
2. Depreciación , d.
3. Seguros , e.
4. Impuestos , i.
5. Gastos fijos de operación , m.

La ecuación que calcula el factor F, en función de los parámetros anteriores, viene dada por:

$$F = r + d + e + i + m$$

Si bien es cierto que la ecuación anterior es muy simplificada, sin embargo, para casos prácticos es suficiente. El no tomar en cuenta otros parámetros, no introduce mayor error en el cálculo, razón por la cual, no se cree conveniente profundizar y dar un modelo matemático exacto que involucre todos los factores.

Costo de Mantenimiento Preventivo.- Siempre es apropiado considerar en la evaluación económica de la confiabilidad, los costos debidos al mantenimiento preventivo. Muchas veces, son lo suficientemente considerables que hay necesidad de tratarlos en forma separada, especialmente cuando se comparan diseños alternativos de sistemas eléctricos de tipo industrial.

El método del "Requerimiento de Ingreso - RR" incluye el tér-

mino F , el cual a su vez incluye el parámetro M (expresado como un porcentaje de la inversión de capital), que se atribuye al mantenimiento preventivo, a los seguros, a los impuestos, a la propiedad, etc.; ya que los costos promedios anuales del mantenimiento preventivo del equipo eléctrico varían para cada componente del sistema, es necesario hacer un listado separado y lo más detallado de cada uno.

Generalizando, el mantenimiento preventivo tiene dos aspectos fundamentales de costos:

1. El trabajo por si mismo
2. El consumo de las partes de repuesto

Estos costos son a menudo expresados sobre una base promedio anual, de tal manera que sean útiles en este método.

Los datos que son necesarios para cada tipo de componente usado en el sistema eléctrico industrial son los siguientes:

- (1) Costos de trabajo en hombre-hora por componente por año
- (2) Costos de las partes de repuesto consumidas, en sucres por componente por año
- (3) Tasa de trabajo en sucres por hombre-hora

Si por ejemplo, una unidad es mantenida una vez cada tres años, entonces su costo de mantenimiento debería dividirse para tres, con el objeto de determinar el costo promedio anual de mantenimiento.

La tasa de trabajo (3) debe incluir los costos generales aso-

ciados con el almacenamiento de las partes de repuesto, la supervisión del trabajo de mantenimiento y los costos del equipo de prueba.

Los costos del trabajo en sucres por componente por año pueden calcularse multiplicando entre sí los items (1) y (3), el resultado puede entonces ser añadido al item (2) para conseguir los costos promedios anuales que deben atribuirse al mantenimiento preventivo del equipo eléctrico.

A partir de esto, es entonces posible considerar el costo del mantenimiento preventivo del equipo en la toma de decisiones de diseño de los sistemas eléctricos de tipo industrial.

Procedimiento de la Evaluación Económica.- La administración de la empresa industrial insiste ordinariamente en que el ingeniero utilice una evaluación económica de cualquier programa de mejora de la confiabilidad. Así, las etapas que se deben cubrir para las comparaciones económicas de las diferentes alternativas son las siguientes:

1. Preparar diagramas unifilares de los distintos diseños propuestos y calcular o asignar tasas de falla, tiempos de reparación e inversión de cada componente, determinando así la inversión total C de cada plan;
2. Determinar el costo variable total X , de cada plan, como la suma del valor de la producción perdida y los gastos extras en los que se incurren;
3. Determinar el factor de carga de inversión F_i ;

4. Calcular el requerimiento mínimo de ganancia G , de cada alternativa;
5. Seleccionar como la opción más económica, el plan que tiene el valor de G más bajo.

2.- METODO DEL "COSTO TOTAL DE CAPITAL" [26]

Este método se encuentra clasificado dentro de los métodos directos, enunciados anteriormente. Conviene antes de todo, dejar bien en claro, ciertas definiciones de costos involucrados en el desarrollo de este método. Esto es importante en vista de la cantidad de datos requeridos para el análisis:

- a) Costo Fijo por falla.- El costo fijo por falla considera el costo de la reparación de los equipos que intervienen en los procesos de producción mas el costo de los productos echados a perder debido a la falla o interrupción de servicio, y se expresa en términos de costos por falla por KW de demanda máxima, definiéndose por:

$$C_q = \frac{\text{Costo fijo por falla o interrupción de servicio a la industria}}{\text{demanda máxima de potencia de la industria } (P_m)}$$

(117)

- b) Costo de Energía no suministrada.- Durante una interrupción de servicio y/o falla del equipo de la instalación, la producción se pierde, con la subsiguiente pérdida de ingresos debido a las ventas de los bienes. Así, un diagrama típico del costo de la interrupción de la producción es el siguiente:

Costos Interrumpidos
durante una falla de
potencia

Costo continuo durante
las fallas de potencia

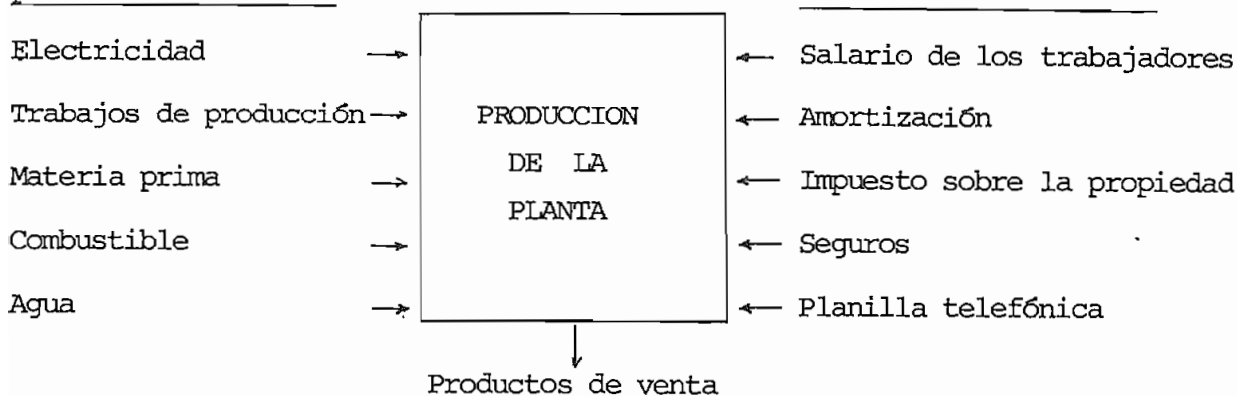


Fig. 10 COSTO DE LAS FALLAS DE POTENCIA

Con lo cual, las pérdidas debido a la paralización de la producción vienen dadas por:

$$L = S - D \quad (\$/\text{hora}) \quad (118)$$

donde:

L = Producción perdida por hora, causada por una interrupción de servicio

S = Valor de ventas de los productos

D = Ahorros debido a la discontinuidad por hora, durante el tiempo de paralización de la producción

Y la tasa de carga de energía no suministrada es:

$$C_e = \frac{L}{P_m \times f_o} \quad \left(\frac{\$}{\text{KWh}} \right) \quad (119)$$

donde:

C_e = Tasa de carga por KWh de energía no suministrada

- P_m = Demanda máxima de potencia de la industria
 f_o = Factor de carga de la planta

Hay otros costos que son difíciles de cuantificar, tales como las pérdidas de seguridad, pérdidas de confort y bienestar, etc. Este último tipo de pérdidas, puede significar costos extras debido a la realización de compras de equipo para satisfacer requerimientos mínimos de confort y bienestar del personal.

c) Costos Generales de Interrupciones de los Sistemas Eléctricos.-

El costo de una interrupción de servicio o de una falla del equipo del sistema eléctrico de la planta industrial, con una tasa de falla λ y una tasa de reparación γ , puede determinarse por:

$$C = C_q P_m \lambda + C_e P_m \lambda f_o (r + u) \quad (120)$$

donde:

- C = Costo de la falla por hora
 C_q = Tasa de carga de potencia de interrupción por falla por KW de demanda máxima
 P_m = Demanda máxima de potencia de la planta
 λ = Tasa de falla por hora
 C_e = Tasa de carga por kWh de energía no suministrada
 f_o = Factor de carga de la planta
 r = Duración de la interrupción por falla en horas
 u = Tiempo de recuperación de la producción después de restablecerse el servicio en horas (tiempo en alcanzar las condiciones normales de operación).

Si se reagrupa términos, se tiene:

$$C = C_e P_m \lambda f_o + ((r + u) + \frac{C_g}{C_e f_o}) = C_e P_m \lambda f_o R = C_e E \quad (121)$$

donde:

$$R = (r + u) + \frac{C_g}{C_e f_o} = \text{Duración de la interrupción} \quad (122)$$

$$E = P_m f_o \lambda R = \text{Energía eléctrica no suministrada en KWh por hora}$$

$$E = \text{Demanda promedio de potencia} \times q \quad (123)$$

donde:

$$q = \lambda \cdot R = \text{Probabilidad de paralización de la producción debido a una falla.}$$

d) Costos de Interrupciones de los Sistemas Redundantes Incompletos.-

En un sistema redundante incompleto, esto es, menos del 100% de capacidad, hay posibilidad de que, al fallar un circuito de alimentación, los restantes pueden sobrecargarse debido a una capacidad insuficiente.

La probabilidad de los eventos de sobrecarga puede expresarse como:

$$q_{OLn} = q_n \times \text{probabilidad (carga} \gg \text{capacidad de los componentes restantes)}$$

$$= \lambda_n r_n d_n = \lambda_{OLn} \times r_{OLn}$$

donde:

$$q_n = \lambda_n r_n = \text{Probabilidad de una capacidad parcial durante una falla}$$

- d_n = Proporción de tiempo, en que la carga excede la potencia nominal
 = Probabilidad (carga \geq capacidad de los elementos restantes)
 λ_{OL_n} = Frecuencia de los eventos de sobrecarga
 r_{OL_n} = Duración de los eventos de sobrecarga

Considere un sistema eléctrico simple, compuesto de dos circuitos de alimentación A y B en paralelo de la misma capacidad P_1 . A una demanda de potencia menor de P_1 , la confiabilidad del sistema es mayor, con índices λ_0 y r_0 obtenidos fácilmente con las fórmulas dadas anteriormente.

Cuando la demanda de potencia excede a P_1 , una falla de cualquiera de los dos circuitos de alimentación determinará un evento de sobrecarga, con una subsiguiente disminución de confiabilidad del sistema, cuyos índices son λ_1 y r_1 , obtenidos de idéntica forma que λ_0 y r_0 .

Suponga que cuando tal hecho se produce, de alguna manera se puede racionar la energía eléctrica, dejando solamente en funcionamiento aquellas cargas o equipos que son críticos en los procesos de producción.

El costo de la falla puede expresarse así:

$$C = C_{eo} P_m f_0 \lambda_0 R_0 + C_{e1} (P_m - P_1) f_1 d_1 \lambda_1 R_1 \quad (124)$$

donde:

$(P_m - P_1) f_1$ = Demanda promedio de potencia restringida

f_1 = $\frac{\text{es el area sombreada de la fig.11}}{d_1 (P_m - P_1)}$

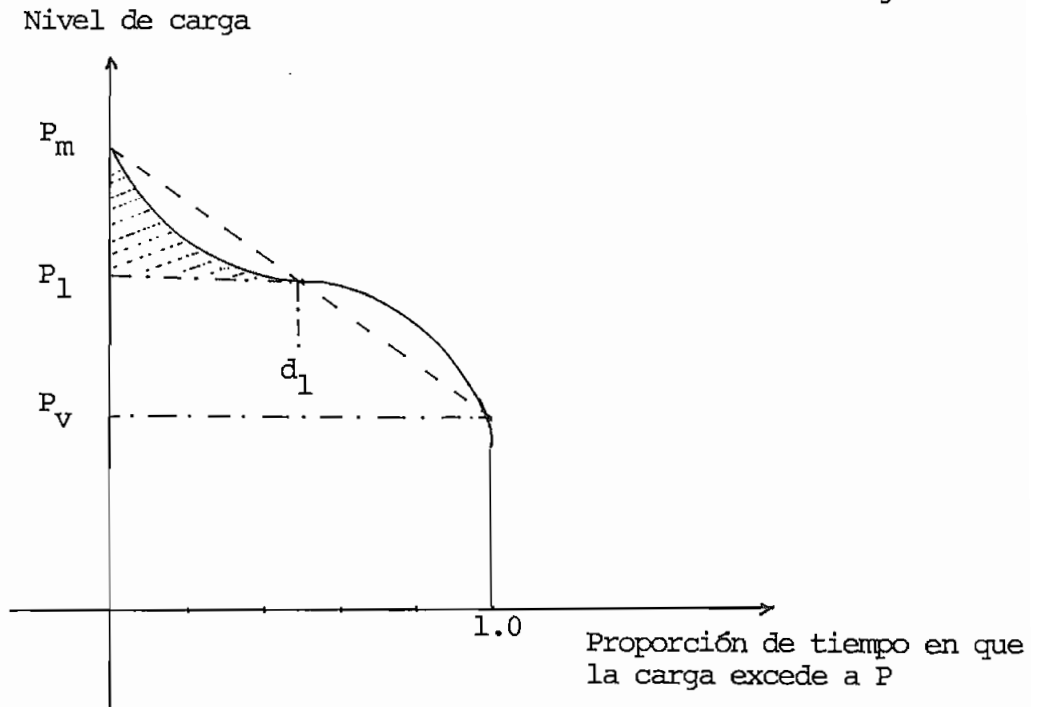


Fig. 11 CURVA DE DURACION DE LA CARGA

Si se asume que la curva de duración de la carga es lineal, con su menor valor P_v , y que las tasas de energía no suministrada varían en proporción al déficit de capacidad de potencia y que solamente las cargas críticas están siendo alimentadas, se tiene a partir del gráfico que:

$$d_1 = \frac{P_m - P_1}{P_m - P_v} \quad (125)$$

$$C_{el} = C_{eo} \times \frac{P_m - P_1}{P_m}$$

$$f_o = \frac{P_m + P_v}{2 P_m}$$

$$f_1 = \frac{1}{2} \quad (126)$$

Reemplazando estos valores en la ecuación del costo de falla (124), queda:

$$C_{eo} E = \frac{C_{eo}}{2} \left((P_m + P_v) \lambda_o R_o + \left(\frac{P_m - P_1}{P_m (P_m - P_v)} \right)^3 \lambda_1 R_1 \right)$$

Si se generaliza para un sistema con múltiples alimentaciones redundantes cuyos índices de confiabilidad λ_n y r_n varían para N diferentes niveles de capacidades de potencia disponibles P_n , el costo de falla de tal sistema es:

$$C = \sum_{n=0}^N C_{en} (P_m - P_n) d_n f_n \lambda_n R_n \quad (128)$$

donde:

$$P_0 = 0$$

$$d_0 = 1$$

$$P = \text{Demanda de potencia de la planta}$$

Hay que recalcar aquí, que este análisis es válido siempre y cuando exista algún procedimiento de racionalizar la energía de alimentación; en el caso de que ésto no sea factible, habrá una falla total del sistema debido a la sobrecarga de los circuitos o equipos que permanecen en servicio.

Procedimiento de la Evaluación Económica.- El método de "carga fija de inversión" se usa para determinar el factor de capitalización que convierte en inversión una serie de ingresos anticipados después de haber deducido el impuesto a la renta, los intereses y otros gastos.

Este valor capitalizado, es el valor crítico de una inversión justificable, más allá del cual, las atracciones por invertir, desaparecen.

Este factor viene dado por la siguiente ecuación, cuya deducción se encuentra en la bibliografía [31].

$$F = \frac{a}{1-t} - \frac{t}{(1-t)y} + b \quad (129)$$

donde:

- a = Factor de recuperación del capital
- b = Impuesto sobre la propiedad y el seguro
- t = Impuesto a la renta
- y = Vida útil del sistema eléctrico

Para una entidad estatal, que no paga impuesto a la renta, el factor de capitalización es:

$$F = a + b \quad (130)$$

Considerando el valor del costo del mantenimiento preventivo en el costo capitalizado, queda:

$$\text{Costo capitalizado} = \frac{M + C_e E \times 8760}{F} \quad (131)$$

donde:

- M = Costo anual de mantenimiento del sistema eléctrico

Así, el costo total de capital I del sistema eléctrico es:

$$I = I_0 + \frac{M \times C_e E \times 8760}{F} \quad (132)$$

donde:

- I_0 = Inversión inicial del sistema eléctrico

Asumiendo, que el costo anual de mantenimiento es una fracción de la inversión inicial, da:

$$I = I_0 \left(1 + \frac{K}{F}\right) + \frac{C_e E \times 8760}{F} \quad (133)$$

donde:

- M = KI_0 = Costo anual de mantenimiento (134)
- K = Proporción entre el costo anual de mantenimiento y el costo de la instalación

La alternativa óptima es el sistema con el mínimo costo total de capital.

3.- METODO DEL "INDICE COSTO-CONFIABILIDAD" [27], [28], [29]

Este es un método del todo simple que desarrolla un criterio único para comparar cuantitativamente el funcionamiento de los sistemas eléctricos de tipo industrial y evaluar los diseños alternativos en términos de confiabilidad y costo, este último factor muy importante en la toma de decisiones.

Tanto la duración promedio de interrupción del sistema como el costo del sistema propuesto son dos parámetros básicos en el criterio de evaluación de las alternativas. Un índice costo-confiabilidad (CRI) se define como el inverso del producto del costo del sistema C y de la duración promedio de interrupción \bar{r} , así:

$$CRI = \frac{1}{C \bar{r}} \quad (135)$$

El mejor y más económico sistema es aquel cuyo índice costo-confiabilidad (CRI) es mayor.

Otro indicador útil para evaluar el diseño de un sistema eléctrico de tipo industrial es la relación costo-efectividad (CER), que es igual a la proporción entre el cambio de costo ΔC y el cambio del índice de la duración promedio de la interrupción $\Delta \bar{r}$, así:

$$CER = \frac{\Delta C}{\Delta \bar{r}} \quad (136)$$

Esta relación costo-efectividad o CER es una medida de los sures gastados en reducir la duración de la interrupción.

El menor valor de CER es el costo más efectivo en aumentar la confiabilidad del sistema propuesto.

Hay que anotar que, un diseño con el mas alto CRI no necesariamente implica un menor CER. Por esta razón, generalmente el índice CER se lo utiliza como un guía para determinar las prioridades en el aumento de la confiabilidad de los proyectos alternativos.

El índice CRI puede ser expresado en por unidad, para hacer una fácil comparación, así:

$$\text{CRI}_{\text{por unidad}} = \frac{(\text{base } C, \bar{r})}{C \bar{r}} \quad (137)$$

3.4.3. Formularios Típicos de Encuesta Económica [30]

En vista de que, generalmente los métodos directos se utilizan en el análisis económico de la confiabilidad de sistemas eléctricos de tipo industrial se ha creído conveniente presentar formularios típicos de encuesta para evaluar el costo de una suspensión de servicio. El enfoque de las encuestas es similar para todos los tipos de industrias, pero como éstas pueden estar conectadas a diferentes voltajes se ha creído conveniente confeccionar formularios de encuesta diferentes para cada una.

Al realizar una encuesta, es evidente que hay industrias que tienen mayor capacidad de respuesta que otras, por lo mismo, esto hay que aprovecharlo exigiendo mayores y más precisos datos.

En general, los formularios de encuesta presentan tres tipos

de preguntas, que son:

- a) Preguntas relativas a su instalación y demanda eléctrica;
- b) Preguntas que se refieren a la influencia económica que les significa una interrupción de suministro dentro del proceso productivo;
- c) Preguntas que evalúen la importancia que le da el cliente a un aumento o disminución de la confiabilidad del sistema.

Este último tipo de preguntas permite valorar hasta qué punto las plantas industriales pueden aceptar una mejora o una disminución de la disponibilidad del suministro eléctrico, con un aumento o reducción de la inversión.

Tres etapas se dan a continuación en lo relativo a las encuestas:

3.4.3.1. Preparación.- Esta etapa de la encuesta es básica, puesto que el éxito de ella, en gran medida, depende de la calidad y cantidad de preguntas que ésta contenga.

Las preguntas deben ser formuladas de tal manera que no haya posibilidad de duda de parte del encuestado, como así tampoco, dé lugar a respuestas cuyo contenido sea básicamente subjetivo.

3.4.3.2. Realización.- La encuesta ha de ser efectuada por personal idóneo, de forma tal que pueda ser explicada en forma detallada al encuestado sobre su finalidad y contenido, con el objeto de obtener de éste, respuestas lo más reales y objetivas posibles.

Los encuestadores deben proponer un tiempo razonable para la recolección de la encuesta y si al término de éste no es factible obtener respuestas de algunos clientes industriales se deberá tomar de nuevo contacto y reexplicarles su contenido para no perder representatividad de la muestra.

3.4.3.3. Evaluación.- Una vez obtenida la respuesta a la encuesta de manos de los encuestadores, se hace necesaria la etapa de evaluación.

Una primera etapa en el procesamiento de los datos es hacer una revisión y confrontación de las respuestas.

A continuación de esto, es necesario procesar los resultados para obtener costos de falla por KW para cada consumidor encuestado, agrupando posteriormente a todos los que pertenezcan a un mismo sector industrial.

De esta forma, ponderando la contribución de cada consumidor en la demanda y consumo de energía del sector a que pertenezca, se obtiene costos de suspensiones forzadas de servicio individuales para cada sector productivo en estudio.

3.4.3.4. Formularios Típicos.- Ejemplos de formularios típicos se presentan a continuación, los que a su vez, pueden ser modificados ya sea añadiendo o suprimiendo preguntas, de acuerdo a las necesidades particulares del interesado.

ENCUESTA A INDUSTRIAS CONECTADAS A REDES DE ALTA TENSION

(13.2 KV Y SUPERIORES)

ESTUDIO SOBRE COSTOS DE SUSPENSIONES FORZADAS DE SUMINISTRO

INDUSTRIA: SECTOR:
 DIRECCION: Calle No.
 INFORMACION PROPORCIONADA POR: CARGO:
 TELEFONO: FECHA:

1.- a) Hay alguna fuente de producción interna que está normalmente conectada al suministro de energía eléctrica de la industria?
 SI NO

b) Hay algún equipo o alimentador de emergencia presto a funcionar si el suministro de electricidad cesa en cualquier momento por una falla?
 SI NO PROPIO DE LA EMPRESA
 ELECTRICA

2.- a) Cuál es la magnitud de la carga que está normalmente conectada al suministro? KW % de la potencia instalada.

b) En caso de existir equipo propio, ¿Cuál es la capacidad de su equipo de emergencia? KW

c) En caso de existir aparte de b), otra planta que cubra sólo las necesidades esenciales en caso de emergencia (falla de

suministro); indique su capacidad y las funciones dentro de su industria, que alimente: KW
.
.

d) En caso de existir alimentador de emergencia de la empresa eléctrica, ¿Este cubre sus necesidades? Si no las cubre, indique las funciones que alimenta de su industria.

SI NO

.
.
.

3.- Existe algún otro equipo no eléctrico instalado, aparte del mencionado anteriormente, que actúa en caso de falla eléctrica? En tal caso indique el tipo de equipo, las funciones que son alimentadas por éste, y el tiempo de funcionamiento previsto?

SI NO

.
.
.

4.- Una pérdida de suministro de energía eléctrica resulta generalmente dañina para la producción normal de la industria. Los costos de ésta, pueden ser de dos tipos:

- i) Costos por pérdidas de producción
- ii) Costos causados a productos de la planta que han sido dañados

con motivo del corte de energía, (por ejemplo, metales solidificados en hornos y que éstos deban ser desarmados).

La magnitud de los costos, dependen de como sea utilizada la capacidad de producción industrial y en qué estado del proceso productivo ocurre la falla. Los costos debido a daños causados por corte de energía eléctrica o falla de algún equipo del sistema, pueden generalmente ser descritos con ayuda del "costo de producción", el cual se define aquí como el precio del producto elaborado menos el precio de la materia prima.

En la siguiente tabla, especifique los costos en que incurre su industria, al ocurrir una pérdida de suministro de electricidad, como función de la duración de la interrupción.

- I: Costos con pérdida de la producción, valorados de acuerdo con la definición anterior.
- II: Costos por daños en máquinas y planta
 - A: Si la interrupción de energía ocurre durante el tiempo normal de producción. Especifique el período de tiempo mínimo de interrupción (horas, minutos, segundos) en que los costos de pérdidas llegan a ser máximos.
 - B: Si la interrupción de energía ocurre durante el tiempo normal de producción. Especifique el lapso de tiempo de interrupción, hasta el momento que aparecen costos de pérdidas adicionales por efecto de la prolongación de dicha interrupción.

Calcule en base a la utilización normal de la capacidad de su industria:

	I		II		I + II (TOTAL)	
	A ↓ (máx)	B ↓ (adic)	A ↓ (máx)	B ↓ (adic)	A ↓ (máx)	B ↓ (adic)
Tiempo cuando
los costos son horas horas horas horas horas horas
máximos y min min min min min min
adicionales seg seg seg seg seg seg

DURACION DE LA INTERRUPCION

< 1 min	P	\$	P	\$	P	\$
1 a 3 min	P	\$	P	\$	P	\$
3 a 10 min	P	\$	P	\$	P	\$
10 min a 1 hora	P	\$	P	\$	P	\$
1 a 2 horas	P	\$	P	\$	P	\$
2 a 24 horas	P	\$	P	\$	P	\$
> a 24 horas	P	\$	P	\$	P	\$

Algún comentario :

5.- Finalmente los costos por la calidad y continuidad de servicio eléctrico tienen que ser pagados por los clientes. Si Ud. supone que su industria tiene en promedio interrupciones

de energía por año, con un promedio total de duración de la interrupción de minutos por año:

A: Teniendo presente los costos incurridos en el caso de pérdida de energía, está usted dispuesto a pagar:

a) Altas tarifas para obtener mayor confiabilidad de servicio:

SI NO

b) Menores tarifas con disminución de la confiabilidad de servicio:

SI NO

c) Las mismas tarifas con ningún cambio en la confiabilidad de servicio

SI NO

B: Si es afirmativa la pregunta a) ¿Cuánto más, en porcentaje de sus tarifas considera usted que podría pagar si obtiene:

a) La mitad de las interrupciones pero el mismo tiempo total de duración de ellas? %

b) El mismo número de interrupciones, pero solo la mitad del tiempo de duración de ellas? %

c) La mitad del tiempo de corte y además la mitad de las interrupciones? %

C: Si es afirmativa la pregunta b) ¿Cuánto menos, en porcentaje de sus tarifas considera Ud. que debería pagar si obtiene:

a) El doble de las interrupciones con el mismo tiempo total de interrupción? %

b) El mismo número de interrupciones, pero con el doble de tiempo total de corte? %

c) El doble de las interrupciones y el doble del tiempo total de interrupción? %

D: Si es afirmativa la pregunta c), por favor dé una razón de su opinión.

6.- a)Cuál fue la demanda de energía eléctrica en su industria en el año?

Demanda máxima KWh

b) Cuánto de a) corresponde a la generación mediante sus propios equipos?

Demanda máxima KWh

c) Cuánto de a) corresponde al suministro proporcionado por la empresa eléctrica?

Demanda máxima KWh

7.- Qué porcentaje estima usted, del costo total de operación (mano de obra, materia prima, etc) corresponde al costo de energía e-

létrica? %

8.- Qué porcentaje estima usted de la inversión inicial corresponde el costo debido al mantenimiento preventivo? %

9.- Cuántos años de vida útil tiene el sistema eléctrico de su industria?

. años

10.- Otras
.
.

OBSERVACIONES
.

NOMBRE DEL ENCUESTADOR

.

FECHA DE ENTREGA:

FECHA DE RECEPCION:

ENCUESTA A PEQUEÑAS INDUSTRIAS

ESTUDIO SOBRE COSTOS DE SUSPENSIONES FORZADAS DE SUMINISTRO

INDUSTRIA: SECTOR:
 DIRECCION: CALLE NUMERO:
 INFORMACION PROPORCIONADA POR: CARGO:
 TELEFONO : FECHA :

1.- a) Hay algún equipo o alimentador de emergencia presto a funcionar si el suministro de electricidad cesa en cualquier momento debido a una falla?

SI NO PROPIO DE LA EMPRESA
 ELECTRICA

b) Si la pregunta a) es afirmativa. Indique si atiende todas sus necesidades o solo algunas esenciales. En este último caso, indique cuáles

TODAS ALGUNAS

.

2.- Suponiendo que una interrupción ocurra durante las horas normales de trabajo, ¿Cuál debe ser la duración mínima para que interfiera en las actividades de su firma?

. horas minutos

3.- Para las horas normales de trabajo, estime las pérdidas totales en P que le producirían a su firma una interrupción de:

< 1 minuto	P \$
1 a 3 minutos	P \$
3 a 10 minutos	P \$
10 a 30 minutos	P \$
30 a 60 minutos	P \$
1 a 2 horas	P \$
2 a 8 horas	P \$
8 a 24 horas	P \$
> 24 horas	P \$

4.- Cuántas horas al año se trabaja normalmente en su empresa?

. $\frac{\text{horas}}{\text{año}}$

5.- a)Cuál fue su consumo total de electricidad en el año?

. KWh

b)Cuál fue su demanda máxima en el año?

. KWh mes de

6.- Qué porcentaje estima usted de la inversión inicial corresponde el costo debido al mantenimiento preventivo? %

7.- Cuántos años de vida útil tiene el sistema eléctrico de su industria?

. años

CAPITULO IV

EJEMPLO DE APLICACION

(EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE UNA INDUSTRIA NACIONAL DE IMPORTANCIA)

4.1. DESCRIPCION DE LA PLANTA INDUSTRIAL

Después de realizar una minuciosa investigación entre las diversas plantas industriales que se hallan en funcionamiento en el país, se ha optado por escoger el "Centro de Investigación Tecnológica de Alimentos para Latinoamérica - LATINRECO" dada su enorme importancia y sobre todo la disponibilidad de información en cuanto se refiere a su sistema eléctrico.

El mencionado centro fue edificado a un costo de 300 millones y está ubicado en Cumbayá en una área de 13 hectáreas, en las que se encuentran las modernas instalaciones de los laboratorios de investigación, cocinas de ensayo, planta piloto, laboratorios químicos, micro-biológicos y agrícolas (ver plano adjunto).

Este centro, fue inaugurado en octubre de 1983, y el personal que maneja el equipo es altamente especializado, dos razones que lo hacen ideal para llevar a cabo una evaluación de confiabilidad.

El Centro Latinreco, entre sus diversos programas de investigación y desarrollo, tiene el de cubrir toda la cadena de producción alimenticia, empezando por la búsqueda de medios agrícolas de materias primas de alto valor nutritivo que contengan los elementos nutricionales: proteínas, calorías, grasas, sales minerales y vitaminas. El proceso se completa luego de varias etapas, que incluye la formulación de produc-

tos a nivel de cocina, un examen del producto modelo por parte del equipo de economía doméstica, ensayos en la planta piloto que permita hallar métodos de fabricación nacionales, embalaje adecuado para preservar las cualidades del producto, etc. etc.

Dado que todo proceso de investigación es muy sensible a la interrupción de energía eléctrica, demanda un alto grado de confiabilidad de servicio, razón por la cual, a continuación, se realiza una evaluación técnica y una evaluación económica, con el fin de obtener y posteriormente recomendar a los personeros del centro, el sistema eléctrico más apropiado a sus necesidades.

4.2. EVALUACION TECNICA DE LA CONFIABILIDAD

Una comparación cuantitativa de confiabilidad y disponibilidad entre varios planes alternativos, es un factor adicional de juicio en el momento de seleccionar la opción más útil y adecuada a la planta industrial en estudio.

De esta manera, se ofrece una oportunidad de escoger entre planes propuestos de suministro de energía eléctrica, aquel esquema que sea al mismo tiempo el más económico y el más confiable, sobre la vida útil de la instalación.

Así, tres arreglos típicos de circuitos de alimentación a plantas industriales se presentan a continuación:

1. El sistema radial
2. El sistema selectivo primario
3. El sistema selectivo secundario

Por supuesto, la confiabilidad de cada plan alternativo es función de la confiabilidad de sus componentes (calidad) y de la forma de como ellos están conectados.

4.2.1. Método a Utilizarse

El principal objetivo de este punto, es ilustrar la manera de cómo realizar un análisis cuantitativo de confiabilidad de un sistema eléctrico, de tipo industrial, debido a lo cual, el método que se ha elegido, es el llamado "Conjunto de Corte", analizado anteriormente en una forma muy detallada. Este método, dadas su relativa sencillez y poca cantidad de datos que requiere es el ideal para nuestro medio, en donde, desafortunadamente es muy difícil recolectar información exacta y sobre todo confiable tanto en las empresas eléctricas como en las industriales, con el fin de efectuar un análisis real y minucioso.

En cuanto a las salidas programadas, es decir, las salidas por mantenimiento, se ha asumido que ocurren cuando la potencia en los puntos de carga a 380 V no se requiere (este valor, es el voltaje nominal de los motores y demás maquinaria existente en la planta). Esta suposición se hace debido a que, si de por sí son difíciles de conseguir datos respecto a las salidas forzadas (fallas), mucho más difícil es conseguir datos en cuanto al mantenimiento preventivo se refiere, dado que, en la mayoría de los casos, no existen tasas de salida por esta causa (es decir, en la mayor parte de industrias se hace un mantenimiento correctivo en lugar de un mantenimiento preventivo), además de que, los períodos de mantenimiento en nuestro medio, varían grandemente unos de otros, ora por la falta de una programación adecuada del mantenimiento, ora por la indisponibilidad de repuestos en esas fechas, ocasionando muchas veces, demoras impredecibles.

4.2.2. Datos

Con el objeto de realizar el análisis de confiabilidad y disponibilidad y la posterior evaluación comparativa de los varios planes propuestos, es necesario disponer de datos de confiabilidad de cada componente usado en el sistema. Idealmente, éstos deberían venir de datos de campo en el cual se halla la industria (en nuestro caso, el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito), pero como ya se ha mencionado anteriormente, éstos no se encuentran disponibles, dada que su utilización y por tanto su necesidad, ha sido casi o totalmente nula. Esto tiene su razón de ser, y es que, el tema de confiabilidad es relativamente nuevo en nuestro país y más aún a nivel industrial, en el cual, al empresario muchas veces le interesa recuperar el capital invertido y obtener las ganancias mas altas en el menor tiempo posible, haciendo caso omiso, tanto de las recomendaciones de mantenimiento dadas por parte de los fabricantes de los equipos como de las necesidades de confiabilidad de servicio eléctrico planteadas por el personal de producción.

Tal es así que, aún INECEL como las Empresas Eléctricas Regionales, recién están incluyendo en la planificación de sus sistemas, el tema de la confiabilidad.

Ante esta dura realidad, aquí se utilizan datos coleccionados en industrias de otros países (ver Anexo B), que si bien, sus condiciones ambientales varían totalmente de las nuestras, a nivel de los sistemas eléctricos de tipo industrial, que generalmente son instalaciones interiores, se pueden asumir los valores como válidos, aún cuando, se sabe que las prácticas de mantenimiento, difieren notablemente con las que

se lleva aquí en la mayoría de industrias.

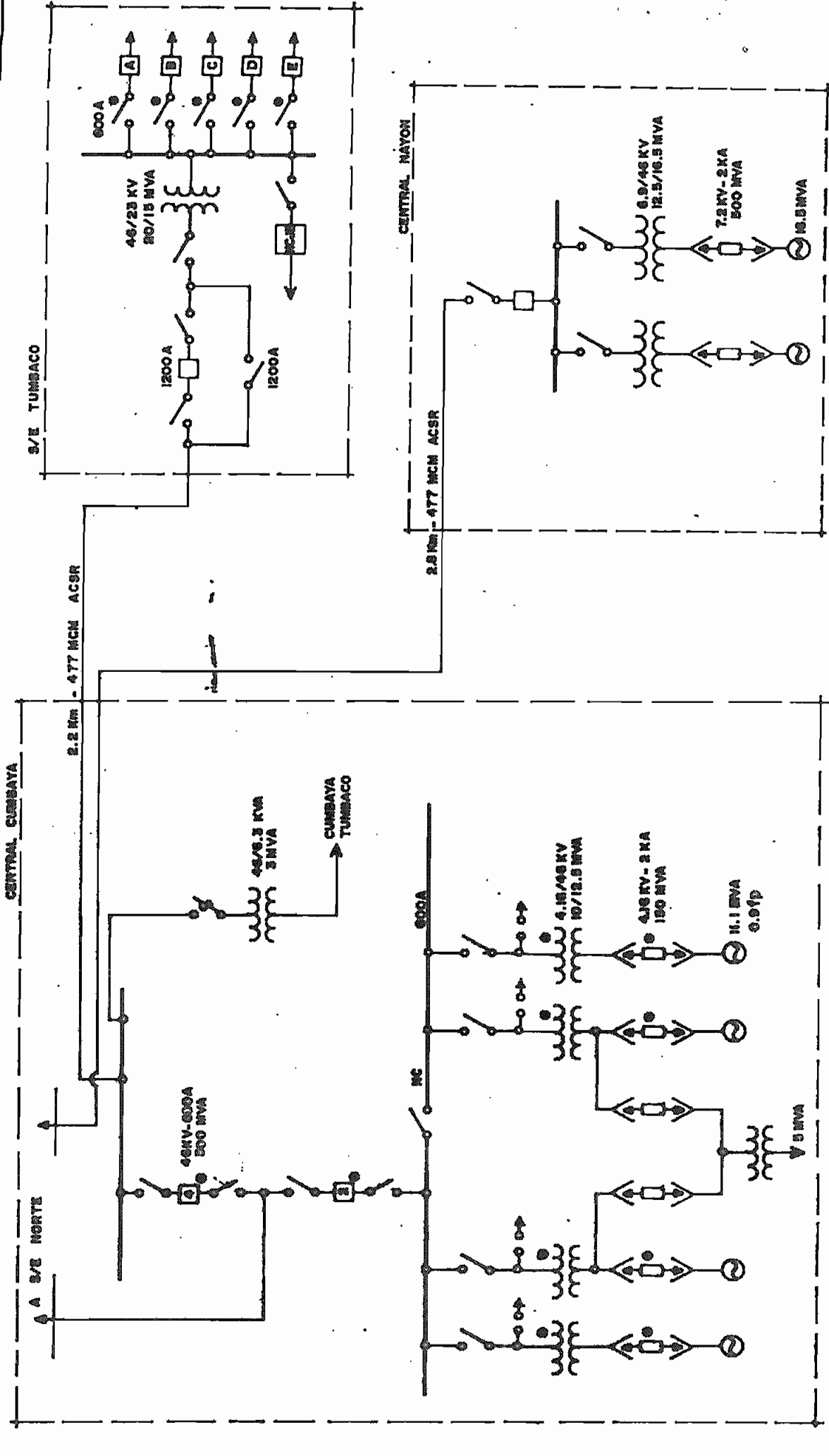
Para nuestra planta en particular, que es un Centro de Investigación, propiedad de una empresa multinacional (NESTLE S.A.), se aspira a que; el manejo, el control de operación y la práctica de mantenimiento preventivo de los equipos eléctricos sean llevados a cabo como en sus países de origen, en cuyo caso las predicciones hechas de confiabilidad y disponibilidad no acarrearán grandes errores respecto a la realidad, más aún cuando, los índices de confiabilidad del sistema de alimentación al Centro de Investigación "Latinreco", que como se verá más adelante es el mayor contribuyente a la tasa total de falla, fueron obtenidos de las estadísticas de la Empresa Eléctrica Quito S.A. (Departamento de Despacho de Carga) correspondiente al año de 1983.

Así, los datos necesarios de cada componente del sistema para realizar el análisis son:

- 1) La tasa de falla, en fallas por unidad-año
- 2) El tiempo promedio de reparación o reemplazo, en horas por falla

4.2.3. Datos Específicos del Sistema Eléctrico de "LATINRECO"

1. El sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito que alimenta a Latinreco entrega potencia a un nivel de voltaje de 22,8 KV.
2. A partir de la derivación, la instalación se vuelve subterránea, conducida en ductos de cemento una distancia de 50 metros.
3. La potencia de cada uno de los transformadores es común para los varios planes alternativos y de un valor de 800 KVA.
4. El transformador con todo su equipo de protección y medida se halla localizado dentro de una cámara de transformación.



SIMBOLOGIA

- TRANSFORMADOR DE POTENCIA.
Características nominales.
- DISYUNTOR DESINCORPABLE
- DISYUNTOR
- GENERADOR
- GENERADOR-FUENTE
- PARASITARIOS
- Indica similitud características al campo adyacente.

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

Diagrama Unifilar del Sistema de la E.E.Q.S.A. region Tumbaco, existente actualmente.

Nombre: MARTIN RIOS P TESIS DE GRADO

5. La red de baja tensión es conducida en canaleta metálica, hasta los puntos de utilización a 200 metros de distancia.
6. La definición de interrupción seleccionada es: "pérdida completa de potencia en los puntos de carga a 380 voltios por más de 3 minutos".
7. Las salidas por mantenimiento ocurren cuando la potencia en los puntos de carga a 380 voltios no se requiere.
8. La carga crítica se encuentra en la sección de la línea culinaria húmeda - Relleno - Gareamiento - Molienda, en la salida denominada 'Esterilización'.
9. Los datos seleccionados de duración de la interrupción en horas por falla del Anexo B, son los de la columna "industria promedio", pero en algunos casos, en que éstos están fuera de la realidad, se optó por escoger los datos de la columna "planta mediana", cuyos valores se acercan mas a lo real. Estos datos van acompañados de un asterisco (*)
10. Los datos estadísticos de fallas del sistema de la Empresa Eléctrica Quito para la región de Tumbaco y Cumbayá (zona donde se encuentra el Centro Latinreco) correspondientes al año de 1983 son los siguientes:

COMPONENTE	λ ($\frac{\text{fallas}}{\text{año}}$)	λ_T ($\frac{\text{horas}}{\text{año}}$)
Alimentación a la subestación Tumbaco a 46 KV	7	4,73
Primario A de la S/E (Latinreco) a 22.8 KV	2	0,36
Primario B de la S/E a 22.8 KV	8	7,28
Primario C de la S/E a 22.8 KV	1	0,30
Primario D de la S/E a 22.8 KV	1	0,53
Primario HCJB de la S/E a 22.8 KV	4	2,12

4.2.4. Análisis de los Circuitos (Sistema Existente de la E.E.Q.S.A.)

a) SISTEMA RADIAL

Descripción.- El sistema de alimentación existente en LATINRECO (radial simple) se muestra en el plano No. 2. Este cumple con las asumpciones hechas en el punto 4.2.3.

La gran desventaja de este sistema es que, al fallar cualquiera de sus componentes, la interrupción de servicio eléctrico a la planta industrial es total, hasta cuando el componente falloso sea reparado o a su vez reemplazado.

Datos.-

TABLA No. 1

<u>C O M P O N E N T E</u>	λ ($\frac{\text{fallas}}{\text{unidad-año}}$)	γ ($\frac{\text{horas interrump.}}{\text{falla}}$)	
- Alimentación a 22.8 KV por parte de la E.E.Q.S.A.	9	0,565	
- Seccionador portafusible 36KV-400 A tripolar	0,0061	3,6	
- Fusible 36 KV - 60 A	0,0019	5,5	
- Bote terminal -instalación exterior - 25 KV, unipolar	0,001848	11,3	*
- Conductor aislado para 24 KV-de cobre-apantallado-calibre 1/0 AWG (Unidad = 333,33 metros)	0,00336	16,0	
- Bote terminal -instalación interior - 25 KV, unipolar	0,000333	8,0	
- Seccionador bajo carga 36 KV - 400 A, tripolar	0,0061	3,6	
- Seccionador Interruptor bajo carga-tripolar - 36 KV - 400 A Mando mecánico - con bases portafusibles	0,0061	3,6	
- Fusibles 36 KV - 60 A	0,0019	5,5	

- Transformador de potencia -800 KVA - 22800/380 V, en aceite	0,0041	529,0	
- Interruptor termomagnético caja mol- deada, 1000 V, 3 x 1600 A	0,0096	9,6	
- Barra de baja tensión (Unidad - # de interruptores magnéti- cos o transformadores de medición, co- nectados a ella)	0,00034	24,0	*
- Base portafusible 250A - 1KV- tripolar con fusibles de 250 A	0,0019	5,5	
- Conductor aislado para 2KV, conducido en canaleta metálica (Unidad = 333,33 metros) calibre 4/o AWG	0,00923	8,9	
- Interruptor termomagnético 1000 V, 3 x 250 A, caja moldeada	0,0035	2,2	
- Base portafusible - 60 A - 1 KV, tri- polar, con fusibles de 30 A	0,0019	5,5	
- Conductor aislado para 2 KV - condu- cido en canaleta metálica (Unidad = 333,33 metros) calibre 8 AWG	0,00923	8,9	

Cálculos

<u>CONJUNTOS DE CORTES MINIMOS</u>	$f_{cs_i} \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$	$r_{cs_i} \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$
1. Alimentación a 22.8KV por parte de la E.E.Q.S.A.	9	0,565
2. Seccionador portafusible 36KV-400A	0,0061	3,6
3. Fusible 36KV-60A (3)	0,0057	5,5
4. Bote terminal-instalación exterior- 25KV (3)	0,00554	11,3
5. Conductor aislado para 24KV-Cu-Apan- tallado-150 en ductos	0,00276	16,0
$f_{cs_5} = 0,00613 \frac{\text{fallas}}{333,33 \text{ m} \times \text{año}} \times 150 \text{ m}$		
6. Bote terminal -instalación interior- 25KV (3)	0,000999	8,0
7. Seccionador bajo carga -36KV-400A, tripolar	0,0061	3,6

8.	Seccionador interruptor bajo carga tripolar-36KV-400A	0,0061	3,6
9.	Fusible 36KV-60A (3)	0,0057	5,5
10.	Transformador de potencia-800KVA-22800V/380V, en aceite	0,0041	529,0
11.	Interruptor termomagnético, caja moldeada, 1000V, 3x1600A	0,0096	9,6
12.	Barra de baja tensión, 380V, aislada		
	$f_{CS_{12}} = 0,00034 \frac{\text{fallas}}{\text{unidadx año}} \times 18 \text{ unidades (T/C)}$	0,00612	24,0
13.	Base portafusible 250A-1KV-con fusibles de 250A (3)	0,0057	5,5
14.	Conductor aislado para 2KV, 600 metros, en canaleta metálica		
	$f_{CS_{14}} = 0,00923 \frac{\text{fallas}}{333,33\text{mxaño}} \times 600 \text{ m}$	0,01661	8,9
15.	Interruptor termomagnético 1000 V, 3 x 250A, caja moldeada	0,0035	2,2
16.	Base portafusible 60A-1KV con fusibles de 30A (3)	0,0057	5,5
17.	Conductor aislado para 2KV, 75m, en canaleta metálica		
	$f_{CS_{17}} = 0,00923 \frac{\text{fallas}}{333,33\text{m} \times \text{año}} \times 75 \text{ m}$	0,0021	8,9

Dado que cada uno de los items constituye un conjunto de corte mínimo, se tiene que:

- La frecuencia de falla del sistema es:

$$f_s = \sum_{i=1}^{17} f_{CS_i}$$

$$f_s = (9 + 0,0061 + 0,0057 + 0,00554 + 0,00276 + 0,000999 + 0,0061 + 0,0061 + 0,0057 + 0,0041 + 0,0096 +$$

$$\begin{aligned}
 & + 0,00612 + 0,0057 + 0,01661 + 0,0035 + 0,0057 + \\
 & + 0,0021) \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \\
 f_s & = 9,08730 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)
 \end{aligned}$$

- La duración promedio de interrupción es:

$$\begin{aligned}
 r_s & = \frac{\sum_{i=1}^{17} f_{cs,i} r_{cs,i}}{f_s} \\
 r_s & = [(9) (0,565) + (0,0061) (3,6) + (0,0057) (5,5) + \\
 & (0,00554) (11,3) + (0,00276) (16) + (0,000999) (8) + (0,0061) (3,6) \\
 & + (0,0061) (3,6) + (0,0057) (5,5) + (0,0041) (529,0) + (0,0096) (9) \\
 & + (0,00612) (24) + (0,0057) (5,5) + (0,01661) (8,9) + (0,0035) (2, \\
 & + (0,0057) (5,5) + (0,0021) (8,9)] / 9,092429 \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right) \\
 r_s & = 0,876904 \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)
 \end{aligned}$$

Y el tiempo total de interrupción del sistema en horas por año es:

$$\begin{aligned}
 T_T & = f_s \cdot r_s \\
 T_T & = 9,08730 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \times 0,876904 \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right) \\
 T_T & = 7,97319 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)
 \end{aligned}$$

Resultados y Conclusiones.- Si los resultados se expresan como porcentajes, se visualiza mas claramente como cada uno de los componentes del sistema (conjuntos de cortes mínimos) contribuyen a la frecuencia de falla y a las horas forzadas de interrupción del sistema.

Así:

TABLA No. 2

CONTRIBUCION A LA FRECUENCIA DE FALLA

<u>CONJUNTO DE CORTE MINIMO</u>	<u>FRECUENCIA DE FALLA</u>	<u>%</u>
1. Alimentación a 22.8KV por parte de la E.E.Q.S.A.	9	98,983
2. Seccionador portafusible 36KV-400A	0,0061	0,067
3. Fusible 36KV - 60A (3)	0,0057	0,063
4. Bote terminal -instalación exterior- 25KV (3)	0,00554	0,060
5. Conductor aislado para 24KV -Apan- tallado -150m- en ducto	0,00276	0,031
6. Bote terminal -instalación interior- 25KV (3)	0,000999	0,012
7. Seccionador baja carga 36KV-400A	0,0061	0,067
8. Seccionador interruptor baja carga- tripolar -36KV - 400 A	0,0061	0,067
9. Fusible 36 KV - 60 A (3)	0,0057	0,063
10. Transformador de potencia -800 KVA0 22800/380 V, en aceite	0,0041	0,045
11. Interruptor termomagnético, caja mol- deada, 1000 V, 3 x 1600 A	0,0096	0,105
12. Barra de baja tensión, 380 V, aislada	0,00612	0,067
13. Base portafusible 250A - 1 KV - con fu- sibles de 250A (3)	0,0057	0,063
14. Conductor aislado para 2KV, 600m, en canaleta metálica	0,01661	0,182
15. Interruptor termomagnético, 1000 V, 3 x 250A, caja moldeada	0,0035	0,038
16. Base portafusible 60A - 1KV con fusi- bles de 30A (3)	0,0057	0,063
17. Conductor aislado para 2KV, 75m, en ca- naleta metálica	0,0021	0,024
	<u>9,092429</u>	<u>100,00</u>

Como puede apreciarse en la tabla anterior, el mayor contri-
buyente a la falla del sistema es la alimentación por parte de la Empre-

sa Eléctrica Quito. Un aumento significativo puede obtenerse, mediante el uso de un doble circuito de alimentación como se verá mas adelante. El segundo contribuyente en importancia a la falla del sistema es el conductor aislado para 2KV, 600m en canaleta metálica; ésto tiene su razón de ser, debido a que el aislamiento del cable está sujeto a sufrir un deterioro acelerado ya sea por sobrecargas, manejo inadecuado, etc. El tercer contribuyente es el interruptor termomagnético de 3x1600 A, etc.

TABLA No. 3

CONTRIBUCION A LAS HORAS FORZADAS DE INTERRUPCION POR AÑO

<u>CONJUNTO DE CORTE MINIMO</u>	$\frac{f_{CS_i} r_{CS_i}}$	<u>%</u>
1. Alimentación a 22,8KV por parte de la E.E.Q.S.A.	5,085	63,78
2. Seccionador portafusible 36KV-400A	0,0219	0,28
3. Fusible, 36KV, 60A (3)	0,03135	0,391
4. Bote terminal -instalación exterior- 25KV (3)	0,06260	0,78
5. Conductor aislado para 24KV-150m- en ductos de cemento	0,04416	0,55
6. Bote terminal -instalación interior- 25KV (3)	0,007992	0,10
7. Seccionador bajo carga -36KV-400A	0,02196	0,28
8. Seccionador interruptor bajo carga -tri- polar- 36KV-400A	0,02196	0,28
9. Fusible 36KV - 60A (3)	0,03135	0,391
10. Transformador de potencia -800KVA- 22800/380 V, en aceite	2,1689	27,20
11. Interruptor termomagnético, caja moldeada, 1000V, 3x1600A	0,0923	1,16
12. Barra de baja tensión, 380V, aislada	0,1469	1,85
13. Base portafusible 250A - 1KV con fusi-		

bles de 250A (3)	0,03135	0,391
14. Conductor aislado para 2KV, 600 m, en canaleta metálica	0,1478	1,85
15. Interruptor termomagnético, 1000V, 3 x 250 A, caja moldeada	0.0077	0,096
16. Base portafusible 60A, 1000V con fusibles de 30A (3)	0,03135	0,391
17. Conductor aislado para 2KV, 75m, en canaleta metálica	<u>0,0187</u>	<u>0,23</u>
	7,97319	100,00

De nuevo se puede observar que el circuito de alimentación por parte de la Empresa Eléctrica Quito S.A., es el mayor contribuyente a las horas forzadas de interrupción del sistema. Desde luego, con dos circuitos de alimentación, su influencia disminuirá notablemente.

A continuación se tiene al transformador de potencia, que si bien es cierto, tiene una tasa de falla muy baja, en cambio el tiempo de fuera de servicio es considerable, lo cual es muy comprensible, dado que debido a su gran tamaño y peso, cualquier acción de reparación o de reemplazo, demanda un período de tiempo relativamente grande.

El tercer contribuyente es la barra de baja tensión a 380 V, puesto que para su reparación o reemplazo, se hace necesario liberar todas las conexiones a ella realizadas; requiriendo un tiempo más o menos largo; el cuarto contribuyente es el conductor de baja tensión, 600 m. en canaleta metálica, etc.

Si en lugar de escoger los valores correspondientes a los tiempos de reparación de los equipos, se escoge los tiempos de reemplazo con repuestos, una disminución considerable en la duración promedio de falla del sistema se consigue. Así por ejemplo, se tiene que el tiempo neces-

rio para arreglar un transformador de 800 KVA es de 297 horas, trabajando 24 horas diarias, mientras que si se lo reemplaza con un repuesto el tiempo es de solamente 39,7 horas con el mismo turno de trabajo, aumentando de esta manera, la disponibilidad del sistema. Esto es posible, siempre y cuando el repuesto exista en el mercado local, caso contrario, esta alternativa no tiene sentido.

A pesar de este importante logro, en cuanto al aumento de la disponibilidad del sistema, un estudio económico debe realizarse, con el fin de comparar y posteriormente decidir entre: si es o no conveniente el disponer de repuestos o si el tiempo que toma la reparación de los equipos no implica una pérdida económica significativa.

b) SISTEMA SELECTIVO PRIMARIO

Descripción.- Es un sistema radial simple con la adición de una segunda alimentación al mismo nivel de voltaje. En este caso, el alimentador A es el que suministra potencia y energía a la planta LATINRECO y el alimentador C es el otro circuito que, funcionará siempre y cuando el primero (A) haya sufrido una falla. Dado que se trata de un sistema selectivo, implica que los dos alimentadores no pueden funcionar simultáneamente. En este tipo de sistemas, pueden darse dos casos:

- 1) Que el tiempo de transferencia sea mayor al tiempo considerado en la definición de interrupción ($t > 3$ minutos), y
- 2) Que el tiempo de transferencia sea menor al tiempo considerado ($t < 3$ minutos)

En cuanto se refiere al equipo de transferencia, este es ma-

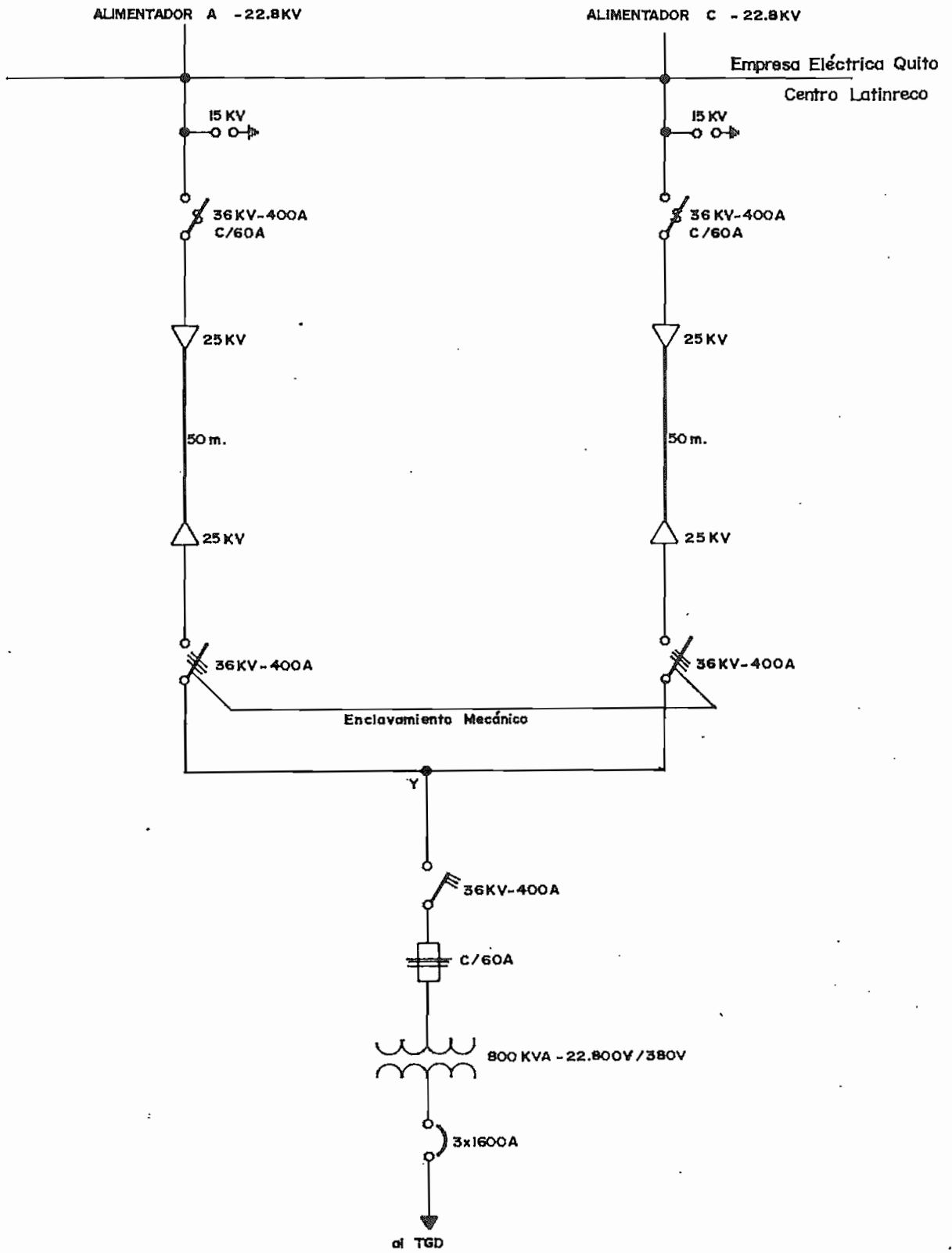


Fig. : DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA SELECTIVO PRIMARIO DE LA PLANTA LATINRECO

nual y consiste esencialmente de dos seccionadores bajo carga con enclavamiento mecánico entre sí. El procedimiento de maniobra es el siguiente: el seccionador perteneciente al circuito de alimentación normal (A) tiene introducido en su cerradura la llave que permite realizar las maniobras. Una vez que se produce una falla en el circuito de alimentación A, se procede a transferir la carga al segundo alimentador, en nuestro caso el C, de la siguiente manera: primero se desconecta el seccionador bajo carga (lo cual es posible solamente cuando la llave está en su cerradura), a continuación se le saca la llave y se la introduce en la cerradura del segundo seccionador perteneciente al alimentador C. Una vez hecho esto, se conecta el seccionador y el servicio eléctrico a la planta es restablecido.

Cuando se haya reparado la falla en el circuito normal, es recomendable trasladar la carga a él. Para esto, se realiza el mismo procedimiento: se desconecta el seccionador del circuito C, se saca la llave de él, se introduce la llave en el seccionador del circuito A y se procede a conectarlo, restableciéndose así el servicio normal, a la planta.

En vista que la variación con respecto al sistema radial simple se halla solamente en el lado de alta tensión, permaneciendo las partes restantes en idéntica forma, se ha creído conveniente incluir solamente esta variación, tal como lo muestra la figura 12.

Datos

<u>C O M P O N E N T E</u>	$\lambda (\frac{\text{fallas}}{\text{año}})$	$\lambda \gamma (\frac{\text{horas}}{\text{año}})$
1. Doble circuito de alimentación		
Pérdida simultánea de los dos circuitos	7	4,73
Pérdida de un circuito (el otro bueno)	2	0,36

Los otros elementos son los mismos que del sistema radial .

Cálculos

1. Si el tiempo de transferencia es mayor al tiempo considerado (t > 3 minutos). Por ejemplo 1/2 hora.

Este caso se dá cuando la transferencia debe hacer el personal de la Empresa Eléctrica Quito, pues como este equipo se halla dentro de la cámara de transformación y entre las normas dadas por la Empresa es la prohibición de ingreso a personas particulares al interior de la cámara, el tiempo de maniobra por supuesto va a ser mayor a 3 minutos. Asumir que es 30 minutos, el tiempo de transferencia. Así se tiene:

<u>C O M P O N E N T E</u>	$\lambda (\frac{\text{fallas}}{\text{año}})$	$\gamma (\frac{\text{horas}}{\text{falla}})$
- Alimentación de la Empresa Eléctrica a 22.8KV (Pérdida de un solo circuito)	2	
- Seccionador portafusible 36KV-400A	0,0061	
- Fusible 36KV-60A (3)	0,0057	
- Bote terminal -instalación exterior- 25KV (3)	0,00554	
- Conductor aislado para 24KV -apantallado- 150m en ducto	0,00276	

- Bote terminal -instalación interior -25KV (3)	0,000999	
- Seccionador baja carga 36KV-400A	<u>0,0061</u>	
	2,02720	0,5

Y puede darse el hecho de una pérdida simultánea de los dos alimentadores, teniendo:

7 0,6757

De donde, la tasa de falla hasta el punto Y es:

$$f_{cs_1} = 2,0272 + 7 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

$$f_{cs_1} = 9,0272 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

Y las horas forzadas de interrupción por año son:

$$f_{cs_1} r_{cs_1} = (2,0272 \times 0,5 + 7 \times 0,6757) \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

$$f_{cs_1} r_{cs_1} = 5,7435 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

Con estos valores del primer conjunto de corte mínimo y con los correspondientes a los demás conjuntos de cortes mínimos, se elabora la siguiente tabla.

TABLA No. 4

<u>CONJUNTO DE CORTE MINIMO</u>	$f_{cs_i} \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$	$f_{cs_i} r_{cs_i} \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$
1. Alimentación hasta el punto Y	9,0272	5,7435
2. Seccionador interruptor bajo carga -36KV - 400 A	0,0061	0,02196
3. Fusible 36 KV - 60 A (3)	0,0057	0,03135

4. Transformador de potencia -800KVA- 22800V/380V	0,0041	2,1689
5. Interruptor termomagnético, caja moldeada, 3x1600A	0,0096	0,0923
6. Barra de baja tensión, 380V, aislada	0,00612	0,1469
7. Base portafusible 250A -1KV con fusibles de 250A (3)	0,0057	0,03135
8. Conductor aislado para 2KV, 600m. en canaleta metálica	0,01661	0,1478
9. Interruptor termomagnético, 1KV, 3 x 250A, caja moldeada	0,0035	0,0077
10. Base portafusible 60A - 1KV con fusible de 30A (3)	0,0057	0,03135
11. Conductor aislado para 2KV, 75m, en canaleta metálica	0,0021	0,0187

A partir de la cual, la frecuencia de falla del sistema es:

$$f_s = \sum_{i=1}^{11} f_{csi}$$

$$f_s = (9,0272 + 0,0061 + 0,0057 + 0,0041 + 0,0096 + 0,00612 + 0,0057 + 0,01661 + 0,0035 + 0,0057 + 0,0021) \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

$$f_s = 9,09243 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

Y la duración promedio de interrupción es:

$$r_s = \sum_{i=1}^{11} \frac{f_{csi} r_{csi}}{f_s}$$

$$r_s = (5,7435 + 0,02196 + 0,03135 + 2,1689 + 0,0923 + 0,1469 + 0,03135 + 0,1478 + 0,077 + 0,03135 + 0,0187) / 9,09243$$

$$r_s = 0,936065 \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

con lo cual, el tiempo total de interrupción del sistema en horas por año es:

$$T_T = f_s \cdot r_s$$

$$T_T = 9,09243 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \times 0,936065 \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

$$T_T = 8,511110 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

2. Si el tiempo de transferencia es menor al tiempo considerado ($t < 3$ minutos), las dos únicas posibilidades de que el tiempo de transferencia sea menor a 3 minutos es cuando la maniobra es ejecutada por el personal técnico de planta, o por un equipo de transferencia automática.

En este caso, el Centro Latinreco tendrá una interrupción de servicio que afecte a la carga crítica solamente en el evento de una pérdida simultánea de los dos alimentadores. Así:

$$f_{cs_1} = \lambda \text{ pérdida simultánea de ambos circuitos}$$

$$f_{cs_1} = 7 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

y

$$f_{cs_1} r_{cs_1} = (\lambda \cdot r) \text{ pérdida de ambos circuitos}$$

$$f_{cs_1} r_{cs_1} = 4,73 \left(\frac{\text{hora}}{\text{año}} \right)$$

Con estos valores correspondientes al primer conjunto de corte mínimo y con los demás pertenecientes a los otros conjuntos, se construye la Tabla No. 5.

TABLA No. 5

<u>CONJUNTO DE CORTE MINIMO</u>	f_{cs_i} ($\frac{\text{fallas}}{\text{año}}$)	$f_{cs_i} \cdot r_{cs_i}$ ($\frac{\text{horas}}{\text{año}}$)
1. Alimentación hasta el punto Y	7	4,73
2. Seccionador interruptor bajo carga - 36 KV - 400 A	0,0061	0,02196
3. Fusible 36KV - 60 A (3)	0,0057	0,03135
4. Transformador de potencia 800 KVA - 22800V/380V en aceite	0,0041	2,1689
5. Interruptor termomagnético caja mol- deada, 3 x 1600A	0,0096	0,0923
6. Barra de baja tensión, 380V, aislada	0,00612	0,1469
7. Base portafusible 250A - 1KV con fusibles de 250 A (3)	0,0057	0,03135
8. Conductor aislado para 2KV, 600m, en canaleta metálica	0,01661	0,1478
9. Interruptor termomagnético, 1KV, 3x250A, caja moldeada	0,0035	0,0077
10. Base portafusible 60A - 1KV con fusibles de 30A (3)	0,0057	0,03135
11. Conductor aislado para 2KV, 75m, en cana- leta metálica	0,0021	0,0187

De donde, la frecuencia de falla del sistema es:

$$f_s = \sum_{i=1}^{11} f_{cs_i}$$

$$f_s = (7 + 0,0061 + 0,0057 + 0,0041 + 0,0096 + 0,00612 + 0,0057 + 0,01661 + 0,0035 + 0,0057 + 0,0021) \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

$$f_s = 7,06523 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

Y la duración promedio de interrupción es:

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^{11} f_{cs_i} r_{cs_i}}{f_s}$$

$$r_s = (4,73 + 0,02196 + 0,03135 + 2,1689 + 0,0923 + 0,1469 + 0,03135 + 0,1478 + 0,0077 + 0,03135 + 0,0187) / 7,06523$$

$$r_s = 1,051389 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

Siendo el tiempo total de interrupción por año del sistema:

$$T_T = f_s \cdot r_s$$

$$T_T = 7,06523 \quad \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \times 1,051389 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

$$T_T = 7,42831 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

Resultados y Conclusiones.- Ninguna reducción considerable se ha obtenido tanto en la frecuencia de falla del sistema como en el tiempo total de interrupción. Esto es lógico si se considera que al incluir en los cálculos de los índices de confiabilidad del primer conjunto de corte (sistema de alimentación) el caso de la pérdida simultánea de los dos alimentadores, la reducción no es mayor, debido al hecho de que tanto la tasa de falla como las horas forzadas de interrupción por año de este evento, tienen valores significativos.

Dado que el objetivo de este trabajo es analizar la confiabilidad de un sistema eléctrico de tipo industrial (en este caso el del Centro de Investigación 'LATINRECO') y no del sistema eléctrico de la empresa suministradora de este servicio (en este caso, la Empresa Eléctrica Quito), lo menos que se puede hacer es, solicitar a ésta, una mayor confiabilidad del circuito que alimenta a la Subestación Tumbaco a 46KV, en vista de que éste, es el que mas fallas ha sufrido durante el año de 1983, contribuyendo en forma determinante a una indisponibilidad y des-

desconfiabilidad del sistema de alimentación a Latinreco.

Por lo mismo, el implementar este tipo de sistema (selectivo primario), no representa ninguna atracción a la industria, considerando que no se da una reducción significativa de pérdidas económicas debido a la paralización de la producción, consecuencia de la interrupción de fluido eléctrico. Mas bien, una inversión adicional de capital se debe realizar, eliminando así, la posibilidad de considerarlo como un plan alternativo.

La selección del alimentador C como posible circuito alterno de suministro a la planta Latinreco tiene su justificación y es que, éste presenta la menor tasa de falla y el menor tiempo de fuera de servicio con respecto a los demás alimentadores, puesto que no tendría sentido elegir a uno que presente valores altos de tasa de falla y de tiempo de fuera de servicio, como es el caso del alimentador B.

La segunda posibilidad para que el tiempo de maniobra sea menor al tiempo considerado ($t < 3$ minutos), es el de disponer de un equipo de transferencia automática, en cuyo caso, al sentir éste una falla en el circuito de alimentación normal, la carga la transfiere automáticamente al otro circuito disponible, permitiendo de esta manera, que la carga crítica no sufra ningún contratiempo, aún cuando la inversión que demanda es muy alta.

c) SISTEMA SELECTIVO SECUNDARIO

Descripción.- Un sistema selectivo secundario, aplicado al sistema eléctrico de Latinreco se muestra en la siguiente figura. De nuevo, no se cree importante adjuntar un plano completo, sino mas bien un es-

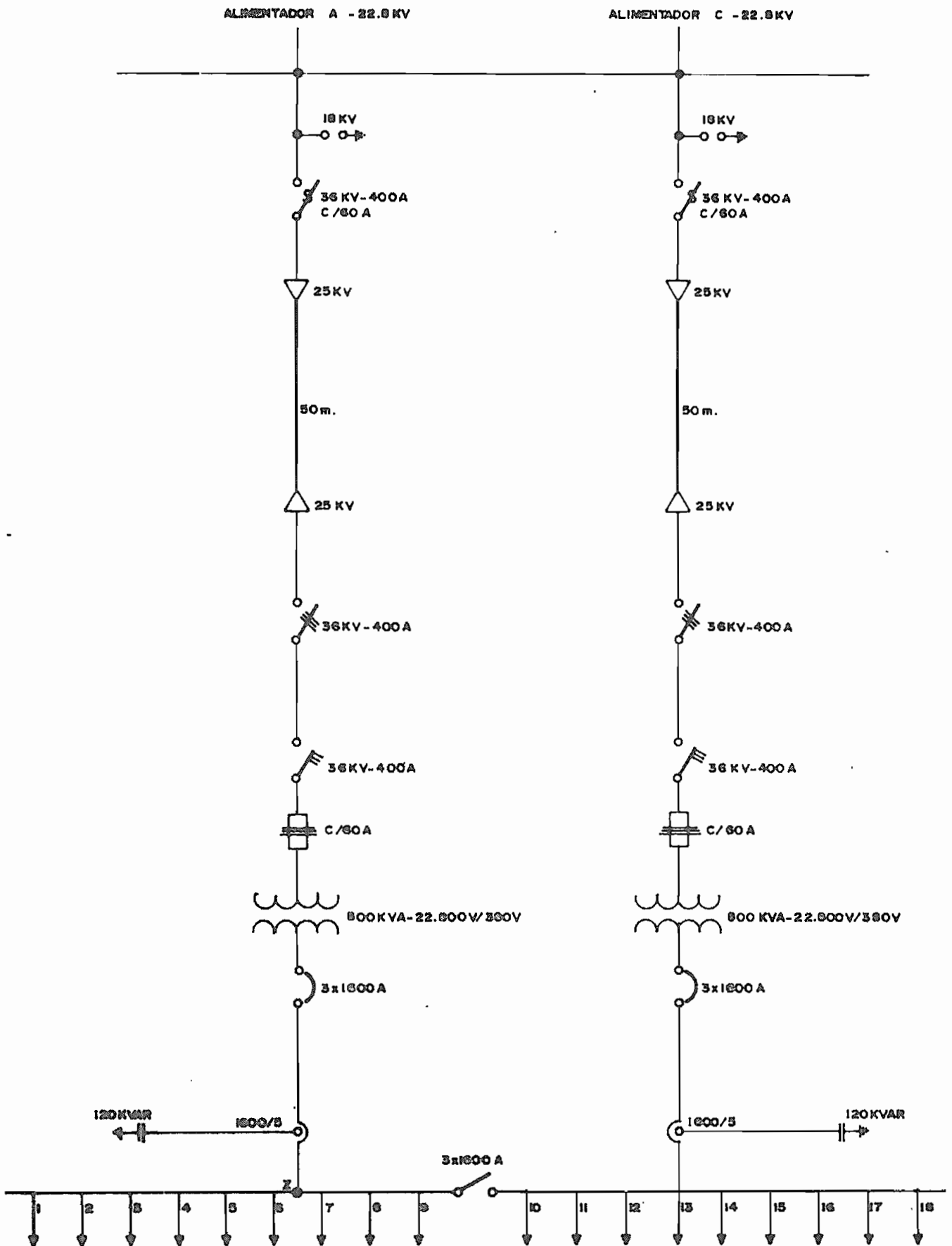


FIG. 13: DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA SELECTIVO SECUNDARIO DE LA PLANTA LATINRECO

quema muy ilustrativo de este tipo de sistema. La barra principal de baja tensión a 380V se le ha seccionado, dividiendo la carga en partes iguales, de tal forma que ésta, se halle convenientemente repartida entre los dos transformadores. Ver Fig. 13.

Datos

Iguales a los datos de los ejemplos anteriores.

Cálculos

Puesto que, el equipo que secciona la barra de baja tensión puede ser un interruptor automático que cierra sus contactos al producirse una falla en cualquiera de los dos alimentadores de manera automática, en un tiempo por lo mismo menor a 3 minutos (tiempo considerado en la definición), o, puede ser un simple seccionador que opere manualmente y cuyo tiempo de maniobra puede ser mayor a 3 minutos, se va a tener dos casos:

1. Tiempo de maniobra mayor al tiempo considerado en la definición ($t > 3$ minutos). Por ejemplo $t = 15$ minutos

La tasa de falla y las horas forzadas al punto Z se calculan de la siguiente manera:

<u>C O M P O N E N T E</u>	($\frac{\text{fallas}}{\text{año}}$)	($\frac{\text{horas}}{\text{falla}}$)
- Alimentación de la Empresa Eléctrica a 22.8KV (pérdida de un solo circuito)	2	
- Seccionador portafusible 36KV-400 A	0,0061	
- Fusible 36KV - 60 A (3)	0,0057	
- Bote terminal -instalación exterior- 25KV (3)	0,00554	
- Conductor aislado para 24KV, apantallado 150 m., en ducto	0,00276	
- Bote terminal - instalación interior- 25 KV (3)	0,000999	

- Seccionador bajo carga 36KV-400A	0,0061	
- Seccionador interruptor bajo carga, 36KV, 400A	0,0061	
- Fusible 36KV - 60A (3)	0,0057	
- Transformador de potencia 800KVA-22800V/380V, en aceite	0,0041	
- Interruptor termomagnético en caja moldeada, 3x1600 A	0,0096	

Total a través del interruptor termomagnético

de baja tensión, 3 x 1600A, con un tiempo de transferencia de 15 minutos

2,06169 0,25

Y puesto que puede darse el hecho de una pérdida simultánea de los dos circuitos, se tiene

7 0,6757

De donde, la tasa de falla hasta el punto Z es:

$$f_{cs_1} = 2,06169 + 7 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

$$f_{cs_1} = 9,06169 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

Y las horas forzadas de interrupción por año son:

$$f_{cs_1} r_{cs_1} = 2,06169 \times 0,25 + 7 \times 0,6757 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

$$f_{cs_1} r_{cs_1} = 5,245323 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

Con estos valores y con los correspondientes a los demás conjuntos de corte mínimo, se procede a realizar la siguiente tabla.

TABLA No. 6

<u>CONJUNTO DE CORTE MINIMO</u>	f_{cs_i} ($\frac{\text{fallas}}{\text{año}}$)	$f_{cs_i} r_{cs_i}$ ($\frac{\text{horas}}{\text{año}}$)
1. Alimentación hasta el punto Z	9,06169	5,245323
2. Barra de baja tensión (conectados 10 T/C)	0,00612	0,1469
3. Base portafusible 250A -1KV con fusibles de 250A (3)	0,0057	0,03135
4. Conductor aislado para 2KV, 600m, en canaleta metálica	0,01661	0,1478
5. Interruptor termomagnético, 1KV, 3 x 250A, caja moldeada	0,0035	0,0077
6. Base portafusible 60A, 1KV con fusibles de 30A (3)	0,0057	0,03135
7. Conductor aislado para 2KV, 75m, en canaleta metálica	0,0021	0,0187

De la cual resulta, que la frecuencia de falla del sistema es:

$$f_s = \sum_{i=1}^7 f_{cs_i}$$

$$f_s = (9,06169 + 0,00612 + 0,0057 + 0,01661 + 0,0035 + 0,0057 + 0,0021) \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

$$f_s = 9,101420 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

Y la duración promedio de interrupción es:

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^7 f_{cs_i} r_{cs_i}}{f_s}$$

$$r_s = \frac{5,245323 + 0,1469 + 0,03135 + 0,1478 + 0,0077 + 0,03135 + 0,0187}{9,101420}$$

$$r_s = 0,618489 \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

Y el tiempo total de interrupción del sistema es:

$$T_T = f_s \cdot r_s$$

$$T_T = 9,101420 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \times 0,618489 \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

$$T_T = 5,629123 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

2. Tiempo de maniobra menor al tiempo considerado en la definición ($t < 3$ minutos).

Aquí, la única falla del sistema de alimentación, ocurre cuando los dos alimentadores fallan simultáneamente, así se tiene que los índices de confiabilidad (tasa de falla y horas forzadas de interrupción por falla) al punto Z son $7 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$, $0,6757 \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$ respectivamente.

A partir de esto se realiza la siguiente tabla:

TABLA No. 7

<u>CONJUNTO DE CORTE MINIMO</u>	f_{cs_i} $\left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$	$f_{cs_i} r_{cs_i}$ $\left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$
1. Alimentación hasta el punto Z	7	4,73
2. Barra de baja tensión/conectados 10 T/C y un interruptor automático)	0,00374	0,08976
3. Base portafusible 250A, 1KV, con fusibles de 250A (3)	0,0057	0,03135
4. Conductor aislado para 2KV, 600 m. en canaleta metálica	0,01661	0,1478
5. Interruptor termomagnético, 1KV, 3 x 250A, caja moldeada	0,0035	0,0077
6. Base protafusible 60A, 1KV con fusi- bles de 30A (3)	0,0057	0,03135

7.	Conductor aislado para 2KV, 25m. en canaleta	0,0021	0,0187
----	--	--------	--------

De donde, la frecuencia de falla del sistema es:

$$f_s = \sum_{i=1}^7 f_{cs_i}$$

$$f_s = 7 + 0,00374 + 0,0057 + 0,01661 + 0,0035 + 0,0057 + 0,0021$$

$$f_s = 7,03735 \quad \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

Y la duración promedio de interrupción es:

$$r_s = \sum_{i=1}^7 \frac{f_{cs_i} r_{cs_i}}{f_s}$$

$$r_s = \frac{4,73 + 0,08976 + 0,03135 + 0,1478 + 0,0077 + 0,03135 + 0,0187}{7,03735}$$

$$r_s = 0,718524 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

Y el tiempo total de interrupción del sistema es:

$$T_T = f_s \cdot r_s$$

$$T_T = 7,03735 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \times 0,718524 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

$$T_T = 5,05666 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

Resultados y Conclusiones.- Una disminución en el tiempo total de interrupción en alrededor del 40% se ha obtenido con la implementación del sistema selectivo secundario con respecto al sistema radial y al sistema selectivo primario. Este logro debería analizarse económicamente, para ver si la reducción de pérdidas económicas resultado de la paralización de la producción debido a la interrupción de servicio eléctrico se equipara con la inversión que demanda este sistema. Sobre esta base,

se puede entonces considerar al sistema selectivo secundario como una opción realizable.

En cuanto se refiere a la tasa total de falla del sistema, la reducción no es muy apreciable (cerca del 20%) y ésto es lógico, puesto que en el primer conjunto de corte, en los dos casos ($t > 3$ minutos y $t < 3$ minutos) interviene, la pérdida simultánea de los dos alimentadores, cuyo evento tiene los más altos índices de confiabilidad de todos los demás componentes. Por lo tanto, dada su relativa ineficacia en aumentar el nivel de confiabilidad del sistema no es nada atractivo, más aún si se considera la alta inversión que demanda su implementación.

4.2.5. Análisis de los Circuitos de Alimentación (Sistema Proyectado de la E.E.Q.S.A.)

Al realizar el análisis de confiabilidad de los diversos sistemas de alimentación, tal como el sistema de la Empresa Eléctrica Quito está funcionando, ningún beneficio considerable se obtiene al implementar ya sea el circuito selectivo primario como el circuito selectivo secundario con respecto al circuito radial. Esto se debe, al hecho de que la pérdida simultánea de los dos alimentadores A y C, tiene valores de λ y γ muy altos ($7 \frac{\text{fallas}}{\text{año}}$ y $0,6757 \frac{\text{horas}}{\text{falla}}$ respectivamente) debido a que el circuito que alimenta la subestación Tumbaco sufre muchas fallas durante el año, dejando sin servicio consecuentemente a la subestación y por ende a todos los alimentadores primarios. La implementación de otro circuito que trabaje en paralelo con el existente, aumentaría notablemente la confiabilidad del sistema de la Empresa y por consiguiente

daría una mayor continuidad de energía eléctrica a todos los clientes, entre ellos Latinreco.

Así, en una forma muy esquemática, se tendría:

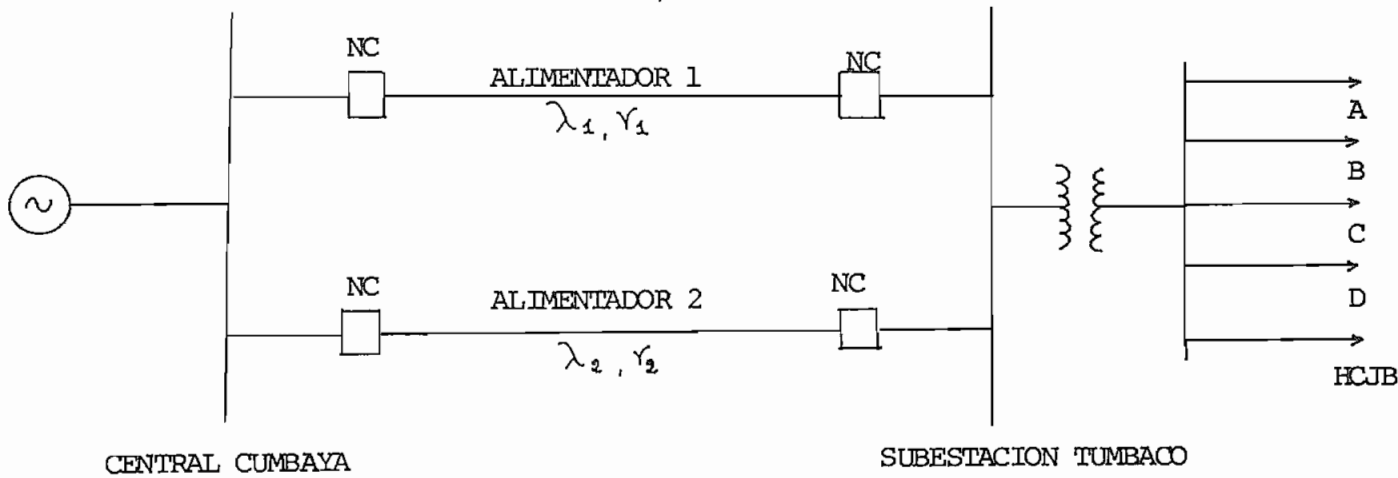


Fig. 14 SISTEMA PROYECTADO E.E.Q.S.A.

Cuyos datos son:

- Alimentador 1, existente:

$$\lambda_1 = 7 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

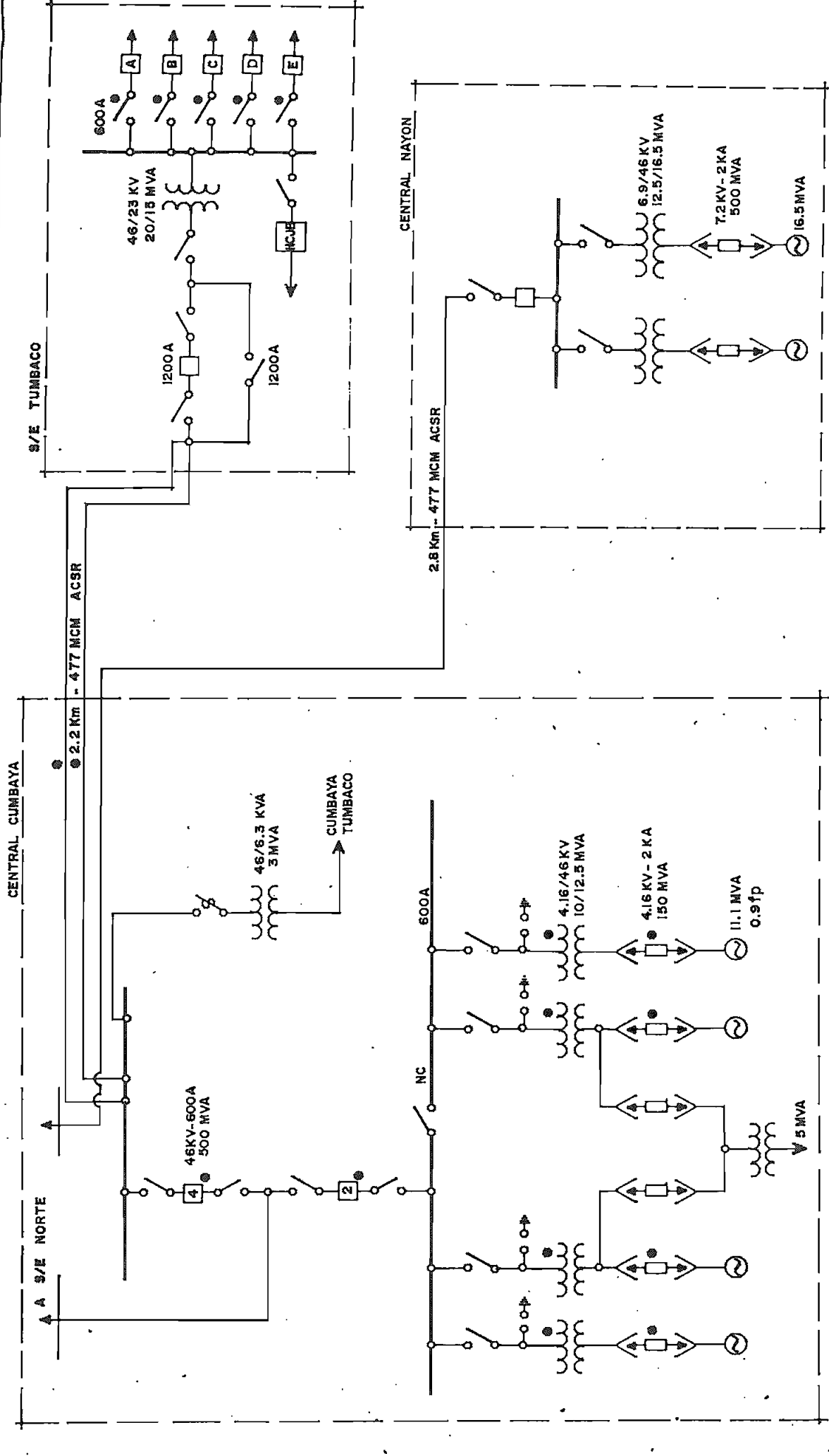
$$r_1 = 0,6757 \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

- Alimentador 2, proyectado:

Se asume los mismos valores del alimentador 1, así:

$$\lambda_2 = 7 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

$$r_2 = 0,6757 \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$



SIMBOLOGIA

- TRANSFORMADOR DE POTENCIA.- Características nominales.
- DISYUNTOR DESENCHUFABLE
- DISYUNTOR
- SECCIONADOR
- SECCIONADOR-FUSIBLE
- PARARRAYOS
- Indica similares características

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

Diagrama Unifilar del Sistema de la E.E.Q.S.A. region Tumbaco, proyectado.

El componente equivalente de los dos alimentadores, tendrá como índices de confiabilidad, a través de las ecuaciones (93 y 93') los siguientes valores:

$$\lambda_e = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot (r_1 + r_2)}{8760} \quad (93)$$

$$\lambda_e = \frac{7 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \times 7 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) (0,6757 + 0,6757) \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)}{8760 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)}$$

$$\lambda_e = 0,007559 \quad \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

y:

$$r_e = \frac{r_3 \cdot r_4}{r_3 + r_4} \quad (93')$$

$$r_e = \frac{0,6757 \times 0,6757}{0,6757 + 0,6757} \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

$$r_e = 0,3378 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

Por supuesto, tanto el alimentador 1 como el alimentador 2 para poder ser usados en las ecuaciones 93 y 93', deben cumplir con las asunciones hechas en la deducción de las mismas:

1. La tasa de falla es constante durante la vida útil del componente;
2. El tiempo de salida después de que una falla ha ocurrido, tiene una distribución exponencial;
3. Cada evento de falla es independiente de cualquier otro evento de falla;
4. Los tiempos de funcionamiento son mucho mayores que los tiempos de fuera de servicio.

A continuación se evalúan nuevamente los tres sistemas analizados en el punto 4.2.4. , con la diferencia de que ahora existen dos circuitos en paralelo, alimentando a la subestación Tumbaco. Así, los valores de λ y λY para el sistema de la Empresa Eléctrica Quito son los siguientes:

<u>C O M P O N E N T E</u>	λ ($\frac{\text{fallas}}{\text{año}}$)	λY ($\frac{\text{horas}}{\text{año}}$)
Alimentación a la S/E Tumbaco a 46KV	0,007559	0,002553
Primario A de la S/E (Latinreco)	2	0,36
Primario B de la S/E	8	7,28
Primario C de la S/E	1	0,30
Primario D de la S/E	1	0,53
Primario HCJB de la S/E	4	2,12

a) . SISTEMA RADIAL SIMPLE

TABLA No. 8

<u>CONJUNTO DE CORTE MINIMO</u>	f_{cs_i} ($\frac{\text{fallas}}{\text{año}}$)	$f_{cs_i} r_{cs_i}$ ($\frac{\text{horas}}{\text{año}}$)
1. Alimentación a 22.8KV por parte de la E.E.Q.S.A.	2,007559	0,362553
2. Seccionador fusible 36KV - 400A	0,0061	0,02196
3. Fusible 36 KV - 60A (3)	0,0057	0,03135
4. Bote terminal -instalación exterior- 25KV (3)	0,00554	0,06260
5. Conductor aislado para 24KV -apantallado- en ducto - 150m.	0,00276	0,04416

6. Bote terminal -instalación interior- 25KV (3)	0,000999	0,007992
7. Seccionador bajo carga 36KV-400A	0,0061	0,02196
8. Seccionador interruptor bajo carga, 36KV, 400 A	0,0061	0,02196
9. Fusible 36KV-60A (3)	0,0057	0,03135
10. Transformador de potencia 800KVA - 22800V/380V	0,0041	2,1689
11. Interruptor termomagnético en caja moldeada, 3 x 1600A	0,0096	0,0923
12. Barra de baja tensión, 380V, aislada	0,00612	0,1469
13. Base portafusible 250A-1KV con fusi- bles de 250A (3)	0,0057	0,03135
14. Conductor aislado para 2KV - 600 m. en canaleta metálica	0,01661	0,1478
15. Interruptor termomagnético 1000V - 3 x 250A caja moldeada	0,0035	0,0077
16. Base portafusible 60A - 1KV con fusi- bles de 30A (3)	0,0057	0,03135
17. Conductor aislado para 2KV - 75m en canaleta metálica	0,0021	0,0187

A partir de la cual, la frecuencia de falla del sistema es:

$$f_s = \sum_{i=1}^{17} f_{cs_i}$$

$$f_s = 2,099988 \quad \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

Y la duración promedio de interrupción del sistema es:

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^{17} f_{cs_i} r_{cs_i}}{f_s}$$

$$r_s = \frac{3,250885}{2,099988} \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

$$r_s = 1,548049 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

Por lo tanto, el tiempo total de interrupción del sistema es:

$$T_T = f_s \cdot r_s$$

$$T_T = 2,099988 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \times 1,548049 \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

$$T_T = 3,250885 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

b) SISTEMA SELECTIVO PRIMARIO (Fig. 12)

1. Tiempo de transferencia mayor al tiempo considerado ($t > 3$ minutos)

Por ejemplo $t = 30$ minutos.

<u>COMPONENTE</u>	λ ($\frac{\text{fallas}}{\text{año}}$)	γ ($\frac{\text{horas}}{\text{falla}}$)
- Alimentación de la Empresa Eléctrica a 22.8KV (Pérdida de un solo circuito)	2	
- Seccionador portafusible 36KV - 400 A	0,0061	
- Fusible 36KV - 60A (3)	0,0057	
- Bote terminal -instalación exterior- 25KV (3)	0,00554	
- Conductor aislado para 24KV -apantallado- 150m en ducto	0,00276	
- Bote terminal -instalación interior- 25KV (3)	0,000999	
- Seccionador baja carga, 36KV, 400A	0,0061	
	<hr/> 2,0272	0,5

Por supuesto, puede darse el caso de una pérdida simultánea de los dos alimentadores

0,007559 0,3376

Por lo que, la tasa de falla hasta el punto Y es:

$$f_{CS_1} = 2,0272 + 0,007559 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

$$f_{cs_1} = 2,03476 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

Y las horas forzadas de interrupción por año son:

$$f_{cs_1} r_{cs_1} = ((2,0272 \times 0,5) + (0,007559 \times 0,3378)) \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

$$f_{cs_1} r_{cs_1} = 1,016153 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

Con estos valores y con los correspondientes a los otros conjuntos de corte mínimo, se construye la siguiente tabla:

TABLA No. 9

<u>CONJUNTO DE CORTE MINIMO</u>	f_{cs_i} $\left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$	$f_{cs_i} r_{cs_i}$ $\left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$
1. Alimentación hasta el punto Y	2,03476	1,016153
2. Seccionador interruptor bajo carga- 36KV-400A	0,0061	0,02196
3. Fusible 36KV - 60A (3)	0,0057	0,03135
4. Transformador de potencia -800KVA- 22800V/380V	0,0041	2,1689
5. Interruptor termomagnético, caja mol- deada, 3 x 1600 A	0,0096	0,0923
6. Barra de baja tensión, 380V, aislada	0,00612	0,1469
7. Base portafusible 250A - 1KV - con fusibles de 250 A (3)	0,0057	0,03135
8. Conductor aislado para 2KV - 600 m en canaleta	0,01661	0,1478
9. Interruptor termomagnético, 1KV, 3 x 250 A, caja moldeada	0,0035	0,0077
10. Base portafusible 60A-1KV con fusi- bles de 30A (3)	0,0057	0,03135
11. Conductor aislado para 2KV, 75m. en canaleta metálica	0,0021	0,0187

De donde, la frecuencia de falla del sistema es:

$$f_s = \sum_{i=1}^{11} f_{cs_i}$$

$$f_s = 2,100 \quad \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

Y la duración promedio de interrupción del sistema es:

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^{11} f_{cs_i} r_{cs_i}}{f_s}$$

$$r_s = \frac{3,71446}{2,100} \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

$$r_s = 1,7689 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

Por lo que, el tiempo total de interrupción del sistema en horas por año es:

$$T_T = f_s \cdot r_s$$

$$T_T = 2,100 \quad \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \times 1,7689 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

$$T_T = 3,71446 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

2. Tiempo de transferencia menor al tiempo considerado ($t < 3$ minutos)

En este caso, la única posibilidad de una interrupción de flujo eléctrico a la planta es, cuando se dá una pérdida simultánea de los dos circuitos de alimentación, así la tasa de falla y las horas forzadas de interrupción por año hasta el punto Y que constituye el primer conjunto de corte del sistema tienen los siguientes valores:

$$f_{cs_1} = \lambda \text{ pérdida simultánea de los dos alimentadores}$$

$$f_{cs_1} = 0,007559 \quad \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

Y

$$f_{cs_1} r_{cs_1} = (\lambda \gamma) \text{ pérdida simultánea de los dos alimentadores}$$

$$f_{cs_1} r_{cs_1} = 0,002553 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

Con los cuales se construye la Tabla No. 10.

TABLA No. 10

<u>CONJUNTO DE CORTE MINIMO</u>	f_{cs_i} $\left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$	$f_{cs_i} r_{cs_i}$ $\left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$
1. Alimentación hasta el punto Y	0,007559	0,002553
2. Seccionador interruptor bajo carga- 36KV-400A	0,0061	0,02196
3. Fusible 36KV - 60A (3)	0,0057	0,03135
4. Transformador de potencia -800KVA - 22800V/380 V	0,0041	2,1689
5. Interruptor termomagnético, caja mol- deada, 3 x 1600 A	0,0096	0,0923
6. Barra de baja tensión, 380V, aislada	0,00612	0,1469
7. Base portafusible 250A - 1KV con fusi- bles de 250 A (3)	0,0057	0,03135
8. Conductor aislado para 2KV, 600m, en canaleta metálica	0,01661	0,1478
9. Interruptor termomagnético 1KV, 3x250 A, caja moldeada	0,0035	0,0077
10. Base portafusible 60A - 1KV con fusibles de 30A (3)	0,0057	0,03135
11. Conductor aislado para 2KV, 75m, en cana- leta metálica	0,0021	0,0187

De donde la frecuencia de falla del sistema es:

$$f_s = \sum_{i=1}^{11} f_{cs_i}$$

$$f_s = 0,072789 \quad \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

Y la duración promedio de interrupción del sistema es:

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^{11} f_{cs_i} r_{cs_i}}{f_s}$$

$$r_s = 37,105373 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

Por lo que, el tiempo total de interrupción del sistema en horas por año es:

$$T_T = f_s \cdot r_s$$

$$T_T = 0,072789 \quad \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \times 37,105373 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

$$T_T = 2,700863 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

c) SISTEMA SELECTIVO SECUNDARIO (Fig.13)

- 1) Tiempo de transferencia mayor al tiempo ($t > 3$ minutos). Por ejemplo $t = 15$ minutos

En este caso pueden presentarse dos eventos:

1. Que un ramal falle y que por lo tanto se requiera de 15 minutos para transferir la carga al otro ramal, y
2. Que los dos ramales fallen simultáneamente.

Por lo tanto, la tasa de falla y las horas forzadas de interrupción hasta el punto Z, se calculan de la siguiente manera:

<u>C O M P O N E N T E</u>	($\frac{\text{fallas}}{\text{año}}$)	($\frac{\text{horas}}{\text{falla}}$)
- Alimentación de la Empresa Eléctrica a 22,8KV (Pérdida de un solo circuito)	2	
- Seccionador fusible 36KV - 400A	0,0061	
- Fusible 36KV-60A (3)	0,0057	
- Bote terminal -instalación exterior- 25KV (3)	0,00554	
- Conductor aislado para 24KV - 150 m. en ducto	0,00276	
- Bote terminal -instalación interior- 25KV (3)	0,000999	
- Seccionador bajo carga 36KV-400A	0,0061	
- Seccionador interruptor bajo carga - 36KV - 400 A	0,0061	
- Fusible 36KV - 60 A (3)	0,0057	
- Transformador de potencia -800KVA - 22800V/380 V	0,0041	
- Interruptor termomagnético en caja moldeada, 3 x 1600 A	0,0096	
Total a través del interruptor termomagnético de baja tensión, 3 x 1600 A, con un tiempo de transferencia de 15 minutos	2,05270	0,25
Y puede darse el hecho de una pérdida simultánea de los dos alimentadores (A y C)	0,007559	0,3378

De donde, la tasa de falla hasta el punto Z es:

$$f_{CS_i} = 2,05270 + 0,007559 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

$$f_{cs_1} = 2,060258 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

Y las horas forzadas de interrupción por año son:

$$f_{cs_1} r_{cs_1} = [(2,05270 \times 0,25) + (0,007559 \times 0,3378)] \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

$$f_{cs_1} r_{cs_1} = 0,5157282 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

Con los cuales, se construye la siguiente tabla:

TABLA No. 11

<u>CONJUNTO DE CORTE MINIMO</u>	f_{cs_i} ($\frac{\text{fallas}}{\text{año}}$)	$f_{cs_i} r_{cs_i}$ ($\frac{\text{horas}}{\text{año}}$)
1. Alimentación hasta el punto Z	2,060258	0,5157282
2. Barra de baja tensión (conectada a 10 T/C)	0,0034	0,0816
3. Base portasufible 250A - 1KV con fusibles de 250 A (3)	0,0057	0,03135
4. Conductor aislado para 2KV, 600 m, en canaleta	0,01661	0,1478
5. Interruptor termomagnético 1KV, 3 x 250A, caja moldeada	0,0035	0,0077
6. Base portafusible 60A, 1KV con fusibles de 30A (3)	0,0057	0,03135
7. Conductor aislado para 2KV, 75m en canaleta metálica	0,0021	0,0187

De donde, la frecuencia de falla del sistema es:

$$f_s = \sum_{i=1}^7 f_{cs_i}$$

$$f_s = 2,097268 \quad \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

Y la duración promedio de interrupción del sistema es:

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^7 f_{cs_i} r_{cs_i}}{f_s}$$

$$r_s = 0,397795 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

Y el tiempo total de interrupción del sistema es:

$$T_T = f_s \cdot r_s$$

$$T_T = 2,097268 \quad \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \times 0,397795 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

$$T_T = 0,834282 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

2.- Tiempo de transferencia menor al tiempo considerado ($t < 3$ minutos)

En este caso, la única falla de la alimentación a la planta Latinreco, se da, cuando los dos alimentadores fallen simultáneamente. Por lo mismo se tiene que:

- La tasa de falla hasta el punto Z es:

$$f_{cs_1} = \lambda \text{ pérdida simultánea de los dos alimentadores}$$

$$f_{cs_1} = 0,007559 \quad \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

- Las horas forzadas de interrupción hasta el punto Z, son:

$$f_{cs_1} r_{cs_1} = 0,007559 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \times 0,3378 \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

$$f_{cs_1} r_{cs_1} = 0,002553 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

A partir de estos valores, se realiza la siguiente tabla:

TABLA No. 12

<u>CONJUNTO DE CORTE MINIMO</u>	f_{cs_i} ($\frac{\text{fallas}}{\text{año}}$)	$f_{cs_i} r_{cs_i}$ ($\frac{\text{horas}}{\text{año}}$)
1. Alimentación hasta el punto Z	0,007559	0,002553
2. Barra de baja tensión / conectados 10 T/C y un interruptor automático)	0,00374	0,08976
3. Base portafusible 250A, 1KV, con fusibles de 250A (3)	0,0057	0,03135
4. Conductor aislado para 2KV, 600m, canaleta	0,01661	0,1478
5. Interruptor termomagnético 1KV, 3 x 250 A	0,0035	0,0077
6. Base portafusible 60A, 1KV con fusibles de 30 A	0,0057	0,03135
7. Conductor aislado para 2KV, 75m, en canaleta	0,0021	0,0187

Dedonde, la frecuencia de falla del sistema es:

$$f_s = \sum_{i=1}^7 f_{cs_i}$$

$$f_s = 0,04491 \quad \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

La duración promedio de interrupción del sistema es:

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^7 f_{cs,i} r_{cs,i}}{f_s}$$

$$r_s = 7,33051 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

Y el tiempo total de interrupción del sistema es:

$$T_T = f_s \cdot r_s$$

$$T_T = 0,04491 \quad \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \times 7,33051 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

$$T_T = 0,329213 \quad \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

4.2.6. Comparación de Resultados

Los resultados de los tres tipos de sistemas de alimentación a Latinreco, tal como está el sistema de la Empresa Eléctrica Quito, hoy en día y como se pediría que esté, son comparados en la siguiente tabla, la que muestra la tasa de falla y el tiempo total de interrupción por año en el punto de carga a 380 voltios, de cada esquema en función del tiempo de transferencia. Estos datos no incluyen las salidas debido al mantenimiento preventivo del equipo eléctrico, puesto que, el horario de LATINRECO es 8 horas diarias, 5 días a la semana, permitiendo de esta manera, que cualquier acción de mantenimiento, sea llevada a cabo fuera de las horas de trabajo, es decir, cuando la potencia no se necesita en los puntos de carga a 380 voltios.

Si, en un caso hipotético, existieren salidas para este efecto, éstas deben añadirse a los valores mostrados en la tabla. Este hecho, afecta mayormente al sistema radial simple, que a los otros sistemas, puesto que en estos últimos, hay un circuito de reserva, siempre listo a funcionar.

TABLA No. 13

COMPARACION DE LA CONFIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD EN LOS PUNTOS DE CARGA A 380 VOLTIOS DE

VARIOS ESQUEMAS DE DISTRIBUCION DE TIPO INDUSTRIAL

SISTEMA DE DISTRIBUCION	TIEMPO DE TRANSFERENCIA MENOR		TIEMPO DE TRANSFERENCIA MAYOR		T_T ($\frac{\text{horas}}{\text{año}}$)
	A 3 MINUTOS	f_s ($\frac{\text{fallas}}{\text{año}}$)	A 3 MINUTOS	f_s ($\frac{\text{fallas}}{\text{año}}$)	
RADIAL SIMPLE (*)				9,08730	7,97319
RADIAL SIMPLE (**)				2,099988	3,25088
SELECTIVO PRIMARIO (*)	7,06523	T_T ($\frac{\text{horas}}{\text{año}}$)	9,09243		8,51111
SELECTIVO PRIMARIO (**)	0,072789		2,100		3,71446
SELECTIVO SECUNDARIO (*)	7,03735		9,10142		5,629123
SELECTIVO SECUNDARIO (**)	0,04491		2,097268		0,834282

NOTAS: (*) SISTEMA CON UN SOLO ALIMENTADOR A LA SUBESTACION TUMBACO

(**) SISTEMA CON DOBLE ALIMENTADOR A LA SUBESTACION TUMBACO

4.2.7. Conclusiones y Comentarios

1. Gran efectividad en el aumento de la confiabilidad y disponibilidad del sistema de alimentación a la planta LATINRECO se logra al implementar un circuito paralelo a 46KV a la subestación Tumbaco. Por supuesto, este nuevo circuito debería tener su propia posterioría, de tal forma, que la falla de cualquiera de ellos no influya absolutamente en el funcionamiento del otro, cumpliendo así una de las asunciones consideradas, en la deducción matemática del método "Conjunto de corte".

Esta implementación sería muy útil a la confiabilidad del sistema eléctrico de la Empresa, aumentando así, el nivel de continuidad de servicio eléctrico a los consumidores, mas aún si se considera la inversión relativamente pequeña que exigiría, puesto que, la longitud del ramal es de solamente 2.2 Km. Este circuito, tendría como datos técnicos generales, los siguientes:

- Nivel de tensión: 46 KV
- Calibre del conductor: 477 MCM - ACSR

2.- Como un sistema alternativo de alimentación a la subestación Tumbaco, sería el conectarla a la Central Nayón. Sin embargo de que la inversión se duplicaría (longitud aproximada de 5 Km.), la confiabilidad de servicio eléctrico a la planta Latinreco, aumentaría considerablemente, ya que, la confiabilidad de la subestación Tumbaco alimentada desde dos fuentes completamente independientes (Cumbayá y Nayón) tendería a ser máxima. Si se trata de optimizar el nivel de continuidad de servicio eléctrico a la planta Latinreco, éste último sería lo más

conveniente, junto a un sistema selectivo secundario de alimentación al Centro.

3.- La implementación de un sistema selectivo primario o de un sistema selectivo secundario tal como está hoy el sistema de la Empresa Eléctrica Quito, no es nada atractiva, en vista del escaso aumento del nivel de confiabilidad y disponibilidad del suministro de energía eléctrica a la planta Latinreco. Más aún, si se considera que, la inversión que demandaría tal implementación no es nada despreciable, especialmente en el sistema selectivo secundario, en el cual, una redundancia completa de la acometida de alta tensión, equipo de transformación y equipo de baja tensión se requieren. Por estas razones, en la evaluación económica, solo se considera el caso en que se tiene dos alimentadores a la S/E Tumbaco, ya que sólo en él, una evaluación económica es justificable.

4.- Los análisis de confiabilidad y disponibilidad en los sistemas anteriores fueron hechos en base a los sistemas de baja tensión, a 380 voltios. Para sistemas con otros niveles de voltaje (600 voltios, 220 voltios, 110 voltios, etc.) se deben hacer los análisis en forma similar.

5.- Una de las asunciones hechas en los análisis de confiabilidad y disponibilidad es que, la tasa de falla del equipo eléctrico, permanece constante durante la vida útil. Esta asunción no introduce errores significativos si se considera que el período de operación del equipo no se encuentra tanto en el período de infancia como en el período de vejez. Sin embargo de esto, en los cables se puede dar

el hecho de una variación de la tasa de falla debido al envejecimiento acelerado que podría sufrir el aislamiento, debido a agentes químicos corrosivos u otros.

6.- Los dos alimentadores A y C que suministran energía a LATINRECO por supuesto no son completamente independientes, ya que provienen de una misma subestación. Los análisis realizados consideraron este hecho muy importante.

7.- Algunos de los errores introducidos en los análisis realizados son los siguientes:

- Todos los detalles que contribuyen a la desconfiabilidad del sistema, no se incluyen en el análisis
- Los datos de fallas y de duraciones de fallas no pertenecen a nuestro medio
- Las contribuciones a las fallas debido a errores humanos no se incluyen.

A pesar de estas limitaciones y otras más, se cree que los análisis hechos aquí y por lo mismo, los resultados obtenidos de confiabilidad y disponibilidad pueden ser muy útiles en los estudios comparativos de costo-confiabilidad y costo-disponibilidad que puedan realizar los personeros de la Empresa LATINRECO.

8.- Ningún análisis se realiza del efecto de tal o cual esquema de protección sobre la confiabilidad y disponibilidad del sistema, por lo mismo, no se obtienen conclusiones sobre la efectividad

económica que un equipo de protección puede tener sobre otro.

9.- La definición de falla asumida aquí es, pérdida completa de la potencia en los puntos de carga a 380 voltios por mas de 3 minutos. Este valor máximo de tiempo de interrupción de potencia no afecta a los procesos de fabricación e investigación que se realizan en LATINRECO, y puede variar significativamente para otro tipo de industrias, en función de la existencia o no de cargas más o menos sensibles.

10.- Sin embargo de que se ha encontrado que el sistema técnicamente más confiable es el sistema selectivo secundario, no se puede decir que es el sistema óptimo, puesto que, para esta decisión, se debe realizar previamente un análisis económico, con el fin de encontrar aquel sistema cuyo nivel de confiabilidad sea el más alto y al mismo tiempo, demande los menores costos de inversión y operación.

11.- Los índices de confiabilidad correspondientes al sistema de la Empresa Eléctrica Quito deberían haber sido obtenidos de un período de tiempo mucho mayor, para evitar así, obtener resultados totalmente erróneos. Debido a que lastimosamente no se tienen estadísticas de años anteriores, se ha procedido a tomarlos como válidos.

4.3. EVALUACION ECONOMICA DE LA CONFIABILIDAD

La complejidad y tamaño de los sistemas eléctricos de distribución de tipo industrial aumentan diariamente en la actualidad, debido a esta causa, se debe equilibrar cuidadosamente los costos de las interrupciones que se espera que ocurran, con aquellos costos de capital in-

curridos en cada sistema. Cada planta industrial requiere un análisis completo y separado, considerando las ganancias debidas a la producción de bienes y/o servicios VS. las pérdidas ocasionadas por la paralización de los procesos de producción, consecuencia de la interrupción de servicio eléctrico.

Aquí se presenta un procedimiento matemático de evaluación económica de confiabilidad de los tres ejemplos típicos de alimentación a Latinreco, a partir de sus respectivos valores de confiabilidad y disponibilidad.

A continuación de esto, una comparación de resultados se da, con el objeto de encontrar aquel sistema que garantice la mas alta confiabilidad y disponibilidad a un menor costo, (sistema óptimo); decisión a la que se llega, solamente, cuando se haya completado la comparación económica de alternativas.

4.3.1. Método a Utilizarse

Anteriormente se señaló, que hay varias maneras aceptables de cumplir con el análisis económico en la evaluación de sistemas eléctricos de tipo industrial con varios grados o niveles de confiabilidad. Uno de los métodos que se consideran aceptables y muy apropiados para tal fin, es el llamado "Método de los Requerimientos de Ingreso -RR", el cual ha sido seleccionado aquí, debido a que los parámetros que intervienen en el análisis, están relacionados estrechamente con las acciones productivas de las plantas industriales. La formulación matemática y la justificación de cada uno de los parámetros se presentó en

una forma muy detallada en el punto 3.4.2.

Las evaluaciones de costos se hacen a partir de las predicciones de confiabilidad y disponibilidad de los 3 tipos de sistemas presentados en el punto 4.2., y de aquí, el método de evaluación económica determina el sistema más efectivo (menos costoso)

4.3.2. Datos

La Tabla 13 se usa para determinar la tasa de falla λ en $(\frac{\text{fallas}}{\text{año}})$ y la duración promedio de interrupción Υ en $(\frac{\text{horas}}{\text{falla}})$, para cada uno de los arreglos típicos. El valor de r se determina, dividiendo el tiempo total de interrupción para la frecuencia de falla del sistema.

Además de estos datos, se requiere conocer para el análisis económico, los siguientes:

- Tiempo que toma la planta en alcanzar las condiciones normales de operación, después de haberse producido una paralización total, debido a una interrupción del servicio eléctrico.
- La pérdida de ganancias debido a la ocurrencia de una falla.
- Los gastos variables ahorrados durante la duración de la falla.
- Los gastos variables incurridos por la ocurrencia de la falla, tales como:
 - mano de obra adicional
 - sobretiempos

- combustible, etc.
- La inversión que demanda cada plan alternativo, en base a los precios unitarios de cada uno de los componentes del sistema.
- Las cargas fijas de inversión, tales como;
 - depreciación
 - rentabilidad
 - seguros
 - impuestos
 - gastos debidos al mantenimiento

4.3.3. Datos Específicos del Sistema Eléctrico de LATINRECO

s = Tiempo que toma el Centro Latinreco en alcanzar las condiciones normales de operación (Dato proporcionado por la Empresa que diseñó y montó el sistema eléctrico).

$$s = 0,5 \text{ horas}$$

g_p = Pérdida de ganancias por hora, debido a la interrupción de servicio eléctrico, causante de la paralización de la producción (Dato de prensa - Diario El Comercio - Octubre/1983).

Si bien, el Centro Latinreco es esencialmente un Centro de Investigación (perteneciente a una compañía transnacional), éste, no percibe utilidades en forma directa, sino mas bien, en forma indirecta. En otras palabras, no hay procesos de producción de bienes cuya venta signifique utilidades a los accionistas, mas bien, existen procesos de 'investigación'

de productos alimenticios junto a estudios de mercado, cuyos resultados a la postre determinarán la explotación o fabricación de tal o cual producto cuyo consumo sea masivo, justificándose así la inversión realizada.

Dado que la inversión total alcanza los 300 millones de sucres, las ganancias mínimas a esperarse serían del 19% (valor correspondiente al interés pagado por los Bancos, año de 1984). Así:

$$\$ 300'000.000 \times 0,19 = \$ 57'000.000 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

Por ser Latinreco un Centro de Investigación y de prestación de servicios; único en Latinoamérica, se espera que existan ganancias por cerca de 20 veces las ganancias mínimas (asunción lógica y aceptable en una inversión de capital). Así:

$$20 \times 57'000.000 = 1.140'000.000 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

Eso implica que:

$$g_p = 1.140'000.000 \frac{\$}{\text{año}} \times \frac{1 \text{ año}}{240 \text{ días}} \times \frac{1 \text{ día}}{8 \text{ horas}}$$

$$g_p = 593.750,00 \left(\frac{\$}{\text{hora}} \right)$$

X_p = Gastos variables ahorrados por hora, debido a la paralización de los procesos productivos, efecto de la interrupción de servicio (dato de prensa - Diario El Comercio, Octubre/1983)

La operación de esta unidad de investigación y desarrollo tecnológico, representará por lo menos 100 millones de sucres anuales, que serán cubiertos íntegramente por Nestlé. De estos 100 millones aproximadamente el 30% representan los gastos de administración, mientras el 70%, se puede asumir correspondiente a los costos de producción (de investigación). Así se tendría que 70'000.000 de sucres por año significa los costos de producción. Transformándole el valor a \$/hora, se tiene la cantidad que no se gasta por hora, debido a la paralización de todos los procesos. Así:

$$X_p = 70'000.000 \frac{\$}{\text{año}} \times \frac{1 \text{ año}}{240 \text{ días}} \times \frac{1 \text{ día}}{8 \text{ horas}}$$

$$x_p = 36.458 \left(\frac{\$}{\text{hora}} \right)$$

X_i = Gastos variables incurridos por la ocurrencia de una falla
(Valor asumido)

$$X_i = 20.000,00 \left(\frac{\$}{\text{falla}} \right)$$

F = Factor de carga de inversión, que incluye los siguientes items:

- Rentabilidad, r	=	18%
- Depreciación, d	=	10%
- Seguros, e	=	2%
- Impuestos, i	=	1%
- Proporción entre el costo del mantenimiento y el costo de capital invertido para el 5 año	=	5%

(Datos proporcionados por la Oficina Técnica de CENDES)

-180\$/_{KVA} = Derechos de conexión y uso de alimentador primario y subestación, propiedad de la Empresa Eléctrica Quito, (Dato proporcionado por la División de Ingeniería de la E.E.Q.S.A.)

En cuanto se refiere a los sistemas selectivo primario y selectivo secundario, el costo de llevar el alimentador C hasta el sitio donde se encuentra ubicado el Centro Latíneco a un nivel de voltaje de 22.8KV, es aproximadamente de \$1'000.000 dada la corta distancia entre el trayecto del alimentador C y el Centro Latíneco.

En este caso, la potencia que se le solicita a la Empresa Eléctrica es de 1600KVA (800KVA en el alimentador A y 800KVA en el alimentador C), en cuyo hecho, el valor es de \$ 160 el KVA. Los costos unitarios de los equipos que componen los sistemas alternativos, presentados en el punto 4.2., de acuerdo a los precios actuales (marzo de 1984) son los siguientes:

TABLA No. 14

<u>E Q U I P O</u>	<u>COSTO UNITARIO (\$)</u>
- Seccionador portafusible 36KV-400A	150.000,00
- Fusible 36KV - 60A	6.000,00
- Bote terminal -instalación interior- 25KV	15.000,00
- Conductor aislado para 24KV -apantallado- calibre 1/o AWG, el metro (I)	800,00
- Bote terminal -instalación exterior- 25KV	15.000,00
- Seccionador en carga 36KV - 400 A	80.000,00

- Seccionador interruptor bajo carga, tripolar, 36KV, 400A, fusibles adosados calibre 60A	350.000,00
- Transformador de potencia -800KVA -22800V/380V, en aceite	1'100,000,00
- Interruptor termomagnético, caja moldeada, 1000V, 3 x 1600 A	220.000,00
- Barra de baja tensión, de cobre, 1200mm ² , el metro	3.300,00
- Base portafusible 250A - 1000V con fusibles de 250A, tripolar	4.500,00
- Conductor aislado para 2KV, calibre 4/o, metro	250,00
- Canaleta metálica 200 x 50 mm. con accesorios, metro	400,00
- Interruptor termomagnético, 1000V, 3 x 250A, caja moldeada	59.000,00
- Base portafusible 60A, 1000V con fusibles de 30A, tripolar	1.000,00
- Conductor aislado para 2KV, calibre 8 AWG	30,00
- Canaleta metálica de 100 x 50mm, con accesorios, metro	100,00
- Equipo de transferencia (2 seccionadores bajo carga, enclavados mecánicamente, 36KV, 400A), manual	400.000,00
- Seccionador, 1000 voltios, 1600 A	45.000,00
- Transformador de corriente 800/5 A	2.250,00
- Derechos de conexión y uso del sistema de la E.E.Q.S.A.	144.000,00

4.3.4. Análisis Económico de los Circuitos (Sistema Proyectado de la E.E.Q.S.A.)

a) SISTEMA RADIAL

- frecuencia de falla del sistema: 2,099988 ($\frac{\text{fallas}}{\text{año}}$)
- horas forzadas de interrupción del sistema: 1,548049 ($\frac{\text{horas}}{\text{falla}}$)

1.- INVERSION TOTAL 'C'

<u>CANTIDAD</u>	<u>C O M P O N E N T E</u>	<u>COSTO (\$)</u>
1	Derechos de conexión y uso del sistema de la E.E.Q.S.A.	144.000,00
1	Seccionador portafusible, 36KV, 400A	150.000,00
3	Fusible 36KV - 60A	18.000,00
3	Bote terminal -instalación exterior- 25KV	45.000,00
150 m	Conductor aislado para 24KV -apantallado- calibre 1/0	120.000,00
3	Bote terminal -instalación interior- 25KV	45.000,00
1	Seccionador en carga 36KV - 400 A	80.000,00
1	Seccionador interruptor bajo carga, tripolar, 36KV, 400A con fusibles adosados en la parte inferior de 60 A	350.000,00
1	Transformador de potencia -800KVA -22800V/380 V, en aceite	1'100.000,00
1	Interruptor termomagnético, caja moldeada, 3 x 1600 A	220.000,00
1 m	Barra de baja tensión, de cobre, de 1200mm ²	3.300,00
1	Base portafusible 250A -1000V con fusible de 250A (3)	4.500,00
600m	Conductor aislado para 2KV, calibre 4/0, en canaleta metálica	230.000,00
1	Interruptor termomagnético 1000V, 3 x 250 A, caja moldeada	59.000,00
1	Base portafusible 60A, 1000V, con fusibles de 30 A (3)	1.000,00
75m	Conductor aislado para 2K, calibre 8, en canaleta metálica	4.750,00
18	Transformadores de corriente (suponiendo todos iguales de $\frac{800}{5}$)	<u>40.500,00</u>
	INVERSION TOTAL:	S/. 2'615.050,00

2.- FACTOR DE CARGA DE INVERSION 'F'

$$F = r + d + e + i + m$$

$$F = 0,18 + 0,10 + 0,02 + 0,01 + 0,05$$

$$F = 0,36 \left(\frac{1}{\text{año}} \right)$$

3.- GASTOS VARIABLES DE OPERACION 'X'

$$X = \lambda (X_i + (g_p - x_p) (r + s))$$

$$X = 2,099988 (20.000,00 + (593750 - 36458) (1,548049 + 0,5))$$

$$X = 2'438.845,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

4.- REQUERIMIENTO MINIMO DE INGRESO 'G'

$$G = X + CF$$

$$G = 2'438.845,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right) + 0,36 \times 2'615.050 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

$$G = 3'380.263,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

b) SISTEMA SELECTIVO PRIMARIO

1b) Tiempo de transferencia mayor al tiempo considerado ($t > 3 \text{ min}$)

$$- \text{ frecuencia de falla del sistema} = 2,100 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

$$- \text{ horas forzadas de interrupción del sistema, } 1,76879 \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

1.- INVERSION TOTAL 'C'

<u>CANTIDAD</u>	<u>C O M P O N E N T E</u>	<u>COSTO (\$)</u>
1	Tendido del alimentador C hasta el sitio de Latinreco	1'000.000,00
2	Derechos de conexión y uso del sistema de la E.E.Q.S.A.	256.000,00
2	Seccionador fusible, 36KV, 400A	300.000,00
6	Fusible 36KV, 400A	36.000,00
6	Bote terminal, instalación exterior, 25KV	90.000,00
300m	Conductor aislado para 24KV, apantallado, calibre 1/0	240.000,00
6	Bote terminal, instalación interior, 25KV	90.000,00
1	Equipo de transferencia, manual, 36KV,400A	400.000,00
1	Seccionador interruptor bajo carga, tripolar 36KV, 400A con fusibles adosados, calibre 60A	350.000,00
1	Transformador de potencia, 800KVA, 22800/380V	1'100.000,00
1	Interruptor termomagnético, caja moldeada, 3 x 1600 A	220.000,00
1m	Barra de baja tensión, 380V, 1200mm ²	3.300,00
1	Base portafusible 250A, 1000V, con 3 fusibles de 250A	4.500,00
600m	Conductor aislado para 2KV, calibre 4/0, en canaleta	230.000,00
1	Interruptor termomagnético, caja moldeada, 3 x 250 A	59.000,00
1	Base portafusible de 60A, 1000V con 3 fusibles de 30A	1.000,00
75m	Conductor aislado para 2KV, calibre 8, en canaleta	4.750,00
18	Transformadores de corriente (suponiendo todos iguales de $\frac{800}{5}$ A)	<u>40.500,00</u>
	INVERSION TOTAL:	\$ 4'425.050,00

2.- FACTOR DE CARGA DE INVERSION 'F'

$$F = r + d + e + i + m$$

$$F = 0,36 \left(\frac{1}{\text{año}} \right)$$

3.- GASTOS VARIABLES DE OPERACION 'X'

$$X = \lambda (x_i + (g_p - x_p) (r + s))$$

$$X = 2,100 (20000 + (593750 - 36458) (1,76879 + 0,5))$$

$$X = 2'697.195,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

4.- REQUERIMIENTO MINIMO DE INGRESO 'G'

$$G = X + CF$$

$$G = 2'697.195,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right) \times 0,36 \times 4'425.050 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

$$G = 4'290.213,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

2b) Tiempo de transferencia menor al tiempo considerado ($t < 3$ minutos)

$$- \text{ frecuencia de falla del sistema} = 0,072789 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

$$- \text{ horas forzadas de interrupción} = 37,10537 \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

1.- INVERSION TOTAL 'C'

Igual al valor anterior = \$ 4'425.050,00

2.- FACTOR DE CARGA 'F'

$$F = r + d + e + i + m$$

$$F = 0,36 \left(\frac{1}{\text{año}} \right)$$

3.- GASTOS VARIABLES DE OPERACION 'X'

$$X = \lambda (X_i + (g_p - x_p) (r + s))$$

$$X = 0,072789 (20.000 + (593.750 - 36,458) (37,10537 + 0,5))$$

$$X = 1'526.907,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

4.- REQUERIMIENTO MINIMO DE INGRESO 'G'

$$G = X + CF$$

$$G = 1'526.907 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right) \times 0,36 \times 4'425.050 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

$$G = 3'119.926,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

c) SISTEMA SELECTIVO SECUNDARIO

lc) Tiempo de transferencia mayor al tiempo considerado ($t > 3$ min)

- frecuencia de falla del sistema = 2,097268 [$\frac{\text{falla}}{\text{año}}$]

- horas forzadas de interrupción del sistema = 0,397795 [$\frac{\text{horas}}{\text{falla}}$]

1.- INVERSION TOTAL 'C'

<u>CANTIDAD</u>	<u>COMPONENTE</u>	<u>COSTO [\$]</u>
1	Tendido del alimentador C hasta el sitio de Latinreco	1'000.000,00
2	Derechos de conexión y uso del sistema de la E.E.Q.S.A.	256.000,00
2	Seccionador fusible, 36KV, 400A	300.000,00
6	Fusible 36KV, 400A	36.000,00
6	Bote terminal, instalación exterior, 25KV	90.000,00
300m	Conductor aislado para 24KV, apantallado, calibre 1/0	240.000,00

6	Bote terminal, instalación interior, 25KV	90.000,00
2	Seccionador baja carga, 36KV, 400A	160.000,00
2	Seccionador interruptor bajo carga, tripolar con fusibles adosados, calibre 60A	700.000,00
2	Transformador de potencia, 800KVA, 22800V/380V	2'200.000,00
2	Interruptor termomagnético, caja moldeada, 3 x 1600 A	440.000,00
2m	Barra de baja tensión, de cobre, 1200mm ²	6.600,00
1	Seccionador de baja tensión, tripolar, 1600A	45.000,00
1	Base portafusible 250A, 1000V con 3 fusibles de 250A	4.500,00
600m	Conductor aislado para 2KV, calibre 4/0, en canaleta	230.000,00
1	Interruptor termomagnético, caya moldeada, 3 x 250A	59.000,00
1	Base portafusible 50A, 1000V con 3 fusibles de 30 A	1.000,00
75m	Conductor aislado para 2KV, calibre 8, en canaleta	4.750,00
19	Transformadores de corriente (suponiendo todos iguales a $\frac{800}{5}$ A)	<u>42.750,00</u>
	INVERSION TOTAL:	\$ 5'905.600,00

2.- FACTOR DE CARGA DE INVERSION 'F'

$$F = r + d + e + i + m$$

$$F = 0,36 \left(\frac{1}{\text{año}} \right)$$

3.- GASTOS VARIABLES DE OPERACION 'X'

$$X = \lambda (x_i + (g_p - x_p) (r + s))$$

$$X = 2,097268 (20000 + (593750 - 36458) (0,397795 + 0,5))$$

$$X = 1'091.279,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

4.- REQUERIMIENTO MINIMO DE INGRESO 'G'

$$G = X + CF$$

$$G = 1'091.279 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right) + 0,36 \times 5'905.600 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

$$G = 3'217.296,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

2c) Tiempo de transferencia menor al tiempo considerado ($t < 3 \text{ min.}$)

$$- \text{ frecuencia de falla del sistema} = 0,04491 \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

$$- \text{ horas forzadas de interrupción del sistema} = 7,33051 \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

1.- INVERSION TOTAL 'C'

La inversión en este caso será mayor con \$ 200.000 a la inversión inicial del punto 1C, debido a la utilización del interruptor termomagnético 3 x 1600A utilizado en la barra de baja tensión. Eso implica 'C' = \$ 6'105.600,00

2.- FACTOR DE CARGA DE INVERSION 'F'

$$F = r + d + e + i + m$$

$$F = 0,36 \left(\frac{1}{\text{año}} \right)$$

3.- GASTOS VARIABLES DE OPERACION 'X'

$$X = \lambda (X_i + (g_p - x_p) (r + s))$$

$$X = 0,04491 (20000 + (593750 - 36458) (7,33051 + 0,5))$$

$$X = 196.880,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

4.- REQUERIMIENTO MINIMO DE INGRESO 'G'

$$G = X + CF$$

$$G = 196.880 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right) + 0,36 \times 6'105.600 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

$$G = 2'394.896,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

4.3.5. Comparación de Resultados

La siguiente tabla muestra, los valores hallados del "Requerimiento Mínimo de Ingreso" para cada uno de los circuitos analizados en el punto 4.3.4.

TABLA No. 15

<u>S I S T E M A</u>	CAPITAL INVERTIDO -C- (\$)	REQUERIMIENTO DE IN- GRESO MINIMO -G- ($\frac{\$}{\text{año}}$)
RADIAL SIMPLE	2'615.050,00	3'380.263,00
SELECTIVO PRIMARIO		
t > 3 min	4'425.050,00	4'290.213,00
t < 3 min	4'425.050,00	3'119.926,00
SELECTIVO SECUNDARIO		
t > 3 min	5'905.600,00	3'217.296,00
t < 3 min	6'105.600,00	2'394.896,00

4.3.6. Conclusiones y Comentarios

1.- Los resultados obtenidos del análisis económico son solo aplicables a Latinreco, es decir, no se los puede extender a otra industria aún del mismo tipo, ya que, los valores económicos, de pérdidas y ganancias son por lo general completamente diferentes unas de otras.

2.- De la Tabla No. 15, se puede concluir que el sistema más apropiado

para alimentar al Centro Latinreco es el "Selectivo Secundario con un tiempo de transferencia menor al tiempo asumido de 3 minutos", conclusión a la que se llega, principalmente, en base al valor asumido de ganancias por hora. Por lo mismo, si éste varía a un menor valor (asumir que solamente las ganancias son de diez veces las ganancias mínimas), los resultados serán diferentes a los actuales, como se verá, mas adelante.

- 3.- En vista de que, en el análisis económico anterior hay valores asumidos que son determinantes en la obtención de resultados, éstos no pueden indicar realmente si el sistema selectivo secundario, para este caso, es el más óptimo.
- 4.- La asunción de valores de pérdidas y ganancias se debe, especialmente, a la absoluta falta de cooperación mostrada por parte de los empresarios en proporcionar cualquier información económica de sus respectivas industrias, tal es así que, aún datos técnicos y planos eléctricos, se mostraron renuentes a facilitar.
- 5.- En cuanto se refiere a la inversión total que demanda cada plan alternativo, ésta contiene solamente aquellos equipos, cuyos costos le son significativos, obviando por lo mismo, materiales tales como: herrajes, tuberías de cemento, terminales, perfiles metálicos, obras civiles, etc.
- 6.- El equipo de medida de potencia y energía, que en un sistema real, necesariamente existe, aquí no se lo ha considerado, debido a que

no interviene en nada, en cuanto tiene que ver con la confiabilidad y disponibilidad del sistema eléctrico del Centro Latinero.

7.- En la Tabla No. 15 se puede observar que el sistema selectivo primario con un tiempo de transferencia menor a 3 minutos, es mejor que el sistema selectivo secundario con un tiempo de transferencia mayor a 3 minutos, puesto que el primero, demanda un menor requerimiento de ingreso 'G' que el segundo. Sin embargo, como ya se dijo anteriormente, estos resultados pueden variar de acuerdo al valor que toman los parámetros X_1, g_p, X_p, s .

8.- El cálculo del factor de carga de inversión 'F', se lo ha hecho de lo más directo, entendible y práctico, aún cuando hay que indicar que, fórmulas matemáticas más complejas y exactas se encuentran en la literatura especializada.

9.- Con el propósito de mostrar la enorme importancia de disponer de datos económicos verídicos, exactos y propios de la empresa en estudio, a continuación se realizan los cálculos previa una variación del valor g_p . Así:

Suponga que, en lugar de esperar 20 veces las ganancias mínimas, se espera solamente 10 veces, se tiene que en este caso:

$$g_p = 10 \times 57'000.000 \frac{\$}{\text{año}} \times \frac{1 \text{ año}}{240 \text{ días}} \times \frac{1 \text{ día}}{8 \text{ horas}}$$

$$g_p = 296.875 \left(\frac{\$}{\text{hora}} \right)$$

a) SISTEMA RADIAL

- Inversión total 'C' = \$ 2'615.050,00
- Factor de carga de inversión 'F' = 0,36
- Gastos variables de operación 'X'

$$X = \lambda (X_i + (g_p - x_p) (r + s))$$

$$X = 2,099988 (20000 + (296875 - 36458) (1,548049 + 0,5))$$

$$X = 1'162.022,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

- Requerimiento mínimo de ingreso 'G'

$$G = X + CF$$

$$G = 1'162.022,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right) + 0,36 \times 2'615.050 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

$$G = 2'103.440,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

b) SISTEMA SELECTIVO PRIMARIO

lb) Tiempo de transferencia mayor al tiempo considerado ($t > 3$ min.)

- Inversión total 'C' = \$ 4'425.050,00
- Factor de carga de inversión 'F' = 0,36
- Gastos variables de operación 'X'

$$X = \lambda (X_i + (g_p - x_p) (r + s))$$

$$X = 2,1 (20000 + (296875 - 36458) (1,76879 + 0,5))$$

$$X = 1'282.746 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

- Requerimiento mínimo de ingreso 'G'

$$G = X + CF$$

$$G = 1'282.746 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right) + 0,36 \times 4'425.050 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

$$G = 2'875.764,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

2b) Tiempo de transferencia menor al tiempo considerado ($t < 3 \text{ min}$)

- Inversión total 'C' = \$ 4'425.050,00

- Factor de carga de inversión 'F' = 0,36

- Gastos variables de operación 'X'

$$X = \lambda (X_i + (g_p - x_p) (r + s))$$

$$X = 0,072789 (20000 + (296875 - 36458) (37,10537 + 0,5))$$

$$X = 714.284,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

- Requerimiento mínimo de ingreso 'G'

$$G = X + CF$$

$$G = 714.284 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right) + 0,36 \times 4'425.050 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

$$G = 2'307.302,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

c) SISTEMA SELECTIVO SECUNDARIO

1c) Tiempo de transferencia mayor al tiempo considerado ($t > 3 \text{ min.}$)

- Inversión total 'C' = \$ 5'905.600,00

- Factor de carga de inversión 'F' = 0,36

- Gastos variables de operación 'X'

$$X = \lambda (X_i + (g_p - x_p) (r + s))$$

$$X = 2,097268 (20.000 + (296875 - 36458) (0,39779 + 0,5))$$

$$X = 532.288,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

- Requerimiento mínimo de ingreso 'G'

$$G = X + CF$$

$$G = 532288 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right) + 0,36 \times 5'905.600 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

$$G = 2'658.305,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

2c) Tiempo de transferencia menor al tiempo considerado ($t < 3 \text{ min.}$)

- Inversión total 'C' = \$ 6'105.600,00
- Factor de carga de inversión 'F' = 0,36
- Gastos variables de operación 'X'

$$X = \lambda (X_i + (g_p - x_p) (r + s))$$

$$X = 0,04491 (20000 + (296875 - 36458) (7,33051 + 0,5))$$

$$X = 92.479,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

- Requerimiento mínimo de ingreso 'G'

$$G = X + CF$$

$$G = 92479, \left(\frac{\$}{\text{año}} \right) + 0,36 \times 6'105.600 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

$$G = 2'290.495,00 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

d) Comparación de Resultados

TABLA No. 16

<u>S I S T E M A</u>	CAPITAL INVERTIDO 'C' (\$)	REQUERIMIENTO DE IN- GRESO 'G' ($\frac{\$}{\text{año}}$)
RADIAL SIMPLE	2'615.050,00	2'103.440,00

SELECTIVO PRIMARIO

t > 3 min	4'425.050,00	2'875.764,00
t < 3 min	4'425.050,00	2'307.302,00

SELECTIVO SECUNDARIO

t > 3 min	5'905.600,00	2'658.305,00
t < 3 min	6'105.600,00	2'290.495,00

De aquí, se concluye que ningún beneficio se logra al implementar el sistema selectivo primario o el sistema selectivo secundario, por lo que, es mas rentable que siga funcionando tal cual está ahora, es decir, con su sistema de alimentación tipo radial.

Así también, se puede observar la manera gravitante con que los parámetros económicos determinan tal o cual resultado, mostrando por lo mismo, la importancia de contar con valores reales y precisos, propios de la industria en estudio.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES5.1. CONCLUSIONES

El presente trabajo, ha dado la metodología necesaria, con el objeto de llevar a cabo de una manera eficiente, la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos alternativos, propuestos para alimentar una planta industrial.

Dentro de este contexto, se han implementado, tres métodos de evaluación técnica y tres métodos de evaluación económica de la función de confiabilidad, cada uno explicado y analizado muy detalladamente, de tal forma que, cualquiera de ellos pueda ser aplicado indistintamente, eso sí, de acuerdo a la disponibilidad de información.

A pesar de que se ha tratado de hacer el análisis técnico, con datos experimentados en nuestro país, de tasas de falla y de tiempos de reparación del equipo eléctrico, esto no ha sido factible, debido a la inexistencia de ellos, notándose mas todavía, un completo desconocimiento de todo lo concerniente al tema de confiabilidad, tanto del personal de planta (Jefes de Mantenimiento, Jefes de Producción, etc) como del personal ejecutivo de las industrias. Ante esta realidad, se optó por aceptar como válidos para este trabajo, los datos experimentados en otros países, que como consecuencia determina, que el análisis adolezca de cierta imprecisión, aún cuando, los resultados obtenidos son confiables, debido a las características comparativas del estudio.

Se presenta también, un análisis matemático para calcular el intervalo óptimo de mantenimiento preventivo del equipo eléctrico, en base a los mínimos costos anuales. Así, cada empresario puede determinar sus propios intervalos, de acuerdo a sus necesidades, características y disponibilidades de recursos.

En cuanto se refiere al análisis económico, los métodos propuestos son muy útiles para comparar los costos de daños y pérdidas debido a las fallas que sufre el sistema eléctrico de la industria con los costos que demanda un aumento en el grado de confiabilidad. El problema general de estos métodos, es la incertidumbre de los valores específicos de los costos de falla. Esa es la razón, por la cual en el hecho de una información económica poco confiable, los resultados de los análisis, deben ser considerados como simples indicadores. Sin embargo, cálculos más precisos pueden hacerse cuando el personal ejecutivo de las empresas industriales está dispuesto a evaluar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de sus respectivas plantas de producción, en cuyo caso, valores exactos de los costos de falla y demás datos técnicos pueden estar al alcance, haciendo posible, encontrar un sistema óptimo, que al mismo tiempo garantice el mas alto nivel de confiabilidad a un menor costo de inversión y de operación.

En el caso, de que la cuantificación precisa del costo de la paralización de la producción no sea factible, afortunadamente para gran parte de las decisiones a tomar, es suficiente conocer el rango de valores entre los que ese costo se ubica, pues ello permite planificar el desarrollo de las inversiones a hacerse en la industria, sin correr riesgos de que ellas sean muy excesivas o muy escasas.

Una vez terminada la base teórica del análisis de confiabilidad, se procede a aplicarla a una industria en funcionamiento. Esta corresponde al Centro de Investigación de Alimentos para Latinoamérica - LATINRECO - cuya elección se debió a la disponibilidad de información acerca de su sistema eléctrico. En este ejemplo práctico, se muestran tres configuraciones típicas de sistemas de alimentación de tipo industrial, cuya posterior comparación tanto técnica como económica determinará el sistema más óptimo, es decir, aquel que garantiza el más alto nivel de confiabilidad a un menor costo de inversión y de operación. Además está decir que, los valores correspondientes a los distintos parámetros deben ser de lo más precisos y propios de la industria, puesto que, el sistema óptimo hallado para una industria en particular, no es necesariamente el óptimo para otra industria, aún del mismo tipo.

Las salidas por mantenimiento no han sido consideradas en el ejemplo, pero si éste fuera el caso, éstas deberían ser catalogadas como fallas, con el propósito de evaluar la "manteneabilidad" del sistema.

Concluyendo, cabe señalar que la planificación moderna es un estudio muy amplio, que comprende tantos factores como sea posible cuantificar. Consecuentemente, la confiabilidad ha sido incluida dentro del proceso, en términos de ciertos índices cuantitativos, cuya utilización ayudará a la mejor distribución de recursos financieros y al mismo tiempo, disminuirá la preocupación del personal técnico por la continuidad del suministro de energía eléctrica a los procesos de producción de la planta industrial.

5.2. RECOMENDACIONES

Es recomendable que la evaluación de la confiabilidad tanto técnica como económicamente sea llevada a cabo en la fase de planificación, cuyo análisis reviste primordial importancia en la etapa de selección entre varias alternativas, con el fin de evitar gastos innecesarios en la corrección de los sistemas, en un futuro cercano.

Así mismo, es muy importante conocer en una forma de lo más real y exacta todos los procesos sensibles a los cortes de energía eléctrica, puesto que ello permite tomar medidas oportunas y correctivas, en la fase de planificación de las instalaciones y aún en la selección del equipo a montarse.

La disponibilidad de datos de fallas y de tiempos de reparación del equipo eléctrico, proveniente del medio en el cual está operando, es un factor determinante en la evaluación de la confiabilidad de todo tipo de sistema eléctrico (en este caso, el de tipo industrial). Por lo mismo, se recomienda que las industrias comiencen a llevar registros estadísticos de fallas y de tiempos de reparación, junto a otros factores como el mantenimiento de los equipos y las condiciones del medio ambiente, que en el ejemplo práctico no fueron tenidos en cuenta (debido a la inexistencia de información), pero que influyen en la evaluación de la confiabilidad del sistema.

Por último, se debe hacer conciencia tanto en el INECEL, como en las Empresas Eléctricas Regionales y en los Ingenieros encarga-

dos de la planificación de todo tipo de sistemas eléctricos, la necesidad de realizar estudios de confiabilidad, pues ellos representan un factor fundamental para el desarrollo de los distintos sectores productivos y por lo tanto, en el desarrollo económico de todo el país.

ANEXO A

CONCEPTOS BASICOS DEL ANALISIS DE CONFIABILIDAD POR METODOS PROBABILIS-
TICOS.- [8], [14], [32]

La formulación matemática de los métodos de evaluación de confiabilidad de sistemas eléctricos de tipo industrial, requiere un conocimiento elemental de la teoría de probabilidad. Por lo mismo, algunos conceptos básicos se discuten a continuación, como aquellos que son esenciales para entender y desarrollar las ecuaciones dadas en los métodos de análisis de confiabilidad.

Al.- ESPACIO DE LA MUESTRA

Es el conjunto de todos los posibles resultados de un fenómeno. Así por ejemplo: considerar un sistema de tres lazos de distribución. Asumiendo que cada lazo puede encontrarse tanto en un estado de funcionamiento como en un estado de fuera de servicio, el espacio de la muestra es:

$$S = (1U, 2U, 3U), (1D, 2U, 3U), (1U, 2D, 3U), (1U, 2U, 3D) \\ (1D, 2D, 3U), (1D, 2U, 3D), (1U, 2D, 3D), (1D, 2D, 3D)$$

donde:

U = estado de funcionamiento

D = estado de fuera de servicio

Los posibles resultados de un sistema son llamados también "estados del sistema" y el conjunto de todos los estados se llama: "es-

pacio de estado del sistema".

A2.- EVENTO

Son todos los subconjuntos de un espacio de muestra, por lo tanto, evento es sinónimo de la expresión matemática "subconjunto". Considerando el ejemplo anterior, los resultados (1D, 2D, 3U), (1D, 2U, 3D), (1U, 2D, 3D), (1D, 2D, 3D) definen el evento en que dos o tres líneas están fuera de servicio (estado de falla).

Así, un evento cualquiera A, es por lo mismo un conjunto de estados del sistema y se dice que el evento A ha ocurrido, cuando el sistema se encuentra en un estado, que pertenece al conjunto de estados A.

A3.- PROBABILIDAD

La palabra "probabilidad" es a menudo muy difícil de definirla, dado que, por su misma naturaleza no es concreta. Es importante entonces, tratarla desde el punto de vista técnico, definiéndola como "una medida de un evento".

Por ejemplo, considere que un sistema se energiza al tiempo $t = 0$. Después de haber pasado un tiempo t se registra el estado del sistema. Llámese a esto una observación. Si el citado proceso es repetido N veces y si el sistema se ha encontrado en el estado de falla, N_f veces, entonces, la probabilidad de que el sistema se halle en un estado de falla, al tiempo t es:

$$P_f(t) = \frac{N_f}{N} \quad (1)$$

Los sucesos de falla y de operación son mutuamente excluyentes, esto es, si uno ocurre, el otro no puede ocurrir. Ellos también son eventos complementarios, es decir, el sistema, debe estar en funcionamiento si no está en fuera de servicio, y viceversa.

REGLAS PARA COMBINAR LAS PROBABILIDADES

Ciertas reglas combinatorias de probabilidad de un evento, útiles en el análisis de confiabilidad, se discuten a continuación:

- 1.- Dos eventos se dicen ser "independientes", si la ocurrencia de un evento no afecta la probabilidad de ocurrencia del otro evento.
- 2.- Dos eventos se dicen ser "mutuamente excluyentes", si ellos no pueden ocurrir al mismo tiempo (esto es, operación y falla).
- 3.- La probabilidad de una ocurrencia simultánea de dos o más eventos independientes, es el producto de sus respectivas probabilidades. Así, la probabilidad de que el evento A ocurra al mismo tiempo que el evento B, siendo ellos completamente independientes, viene dada por:

$$p(A \cap B) = P(A) \cdot P(B) \quad (2)$$

- 4.- Si dos o mas eventos son mutuamente excluyentes, entonces la probabilidad de ocurrencia de cualquiera de ellos es la suma de las

respectivas probabilidades.

Así, la probabilidad de ocurrencia del evento A, o del evento B, siendo ellos mutuamente excluyentes, viene dado por:

$$P (A \cup B) = P (A) + P (B) \quad (3)$$

- 5.- Si dos eventos son independientes pero no mutuamente excluyentes, entonces la probabilidad de ocurrencia de cualquiera de ellos o de ambos, se da por:

$$P (A \cup B) = P (A) + P (B) - P (A) \cdot P (B) \quad (4)$$

Si los dos eventos son mutuamente excluyentes, entonces, la probabilidad de la ocurrencia simultánea $P (A) \cdot P (B)$ es por supuesto cero, llegándose a la ecuación del punto 4.

- 6.- Cuando condiciones extras se imponen sobre un cierto número de eventos, entonces, las probabilidades asociadas con aquellos eventos son llamadas probabilidades condicionales.

Así, si la probabilidad de ocurrencia del evento A es afectada por la ocurrencia del evento B, entonces A y B no son independientes. La probabilidad condicional del evento A, dado el caso de haber ocurrido el evento B, se denota por $P (A/B)$

- 7.- La probabilidad de una ocurrencia simultánea de dos eventos es igual al producto de la probabilidad del primer evento y la probabilidad condicional del segundo evento, bajo la asunción de

que el primer evento ha ocurrido.

Así:

$$P(A \cap B) = P(A) \cdot P(B/A) \quad (5)$$

$$P(A \cap B) = P(B) \cdot P(A/B) \quad (6)$$

Y si, los eventos A y B son independientes, entonces:

$$P(B/A) = P(B) \quad (7)$$

$$P(A/B) = P(A) \quad (8)$$

8.- Si la ocurrencia de un evento A es dependiente de un número de eventos B_j que son mutuamente excluyentes, se tiene que:

$$P(A) = \sum_{i=1}^j P(A/B_i) \cdot P(B_i) \quad (9)$$

Por ejemplo, si la ocurrencia de un evento A, depende de solamente dos eventos mutuamente excluyentes del componente B, funcionamiento y falla, designadas por B_x y B_y respectivamente, entonces se tiene:

$$P(A) = P(A/B_x) \cdot P(B_x) + P(A/B_y) \cdot P(B_y)$$

Denotando al evento A como falla del sistema se tiene que:

$$P(A) = P(\text{falla del sistema}) = P(\text{falla del sistema si B está funcionando}) \cdot P(B_x) + P(\text{falla del sistema si B está en falla}) \cdot P(B_y)$$

De forma similar, si el evento A, ahora se lo define como funcionamiento del sistema, se tiene que:

$$P(A) = P(\text{funcionamiento del sistema}) = P(\text{funcionamiento del sistema si B está funcionando}) \cdot P(B_x) + P(\text{funcionamiento del sistema, si B está dañado}) \cdot P(B_y)$$

9.- Complemento. \bar{A} se usa para denotar el complemento del evento A. El complemento \bar{A} , es el conjunto de estados que no son miembros de A. Por ejemplo, si A, denota los estados de falla del sistema, entonces, los estados que no representan este estado, pertenecen a \bar{A} .

$$P(\bar{A}) = 1 - P(A). \quad (10)$$

A4.- VARIABLES ALEATORIAS

Una variable aleatoria puede ser definida como una cantidad que asume valores de acuerdo a leyes probabilísticas. Una variable aleatoria discreta, asume valores discretos; mientras que, una variable aleatoria que asume valores a partir de un intervalo continuo se llama, variable aleatoria continua. Así por ejemplo, el estado de un sistema es una variable aleatoria discreta, y el tiempo entre dos fallas sucesivas es una variable aleatoria continua.

A5.- ESPERANZA MATEMATICA

Considere un modelo de probabilidad de variables aleatorias $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$, con probabilidades de ocurrencia $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$, respectivamente. El valor esperado de la variable X se define como:

$$E(X) = P_1 X_1 + P_2 X_2 + P_3 X_3 + \dots + P_n X_n \quad (11)$$

$$E(X) = \sum_{i=1}^n P_i X_i \quad \text{para una variable discreta} \quad (12)$$

$$E(X) = \int_{-\infty}^{+\infty} x f(x) d_x \quad \text{para una variable continua} \quad (13)$$

La "Esperanza de X", es llamada también, valor medio de X y tiene una relación especial al valor promedio de X, en el hecho de que si una variable aleatoria X, es observada varias veces, el promedio aritmético de X, se aproximará al valor medio, conforme el número de observaciones aumente.

A6.- FUNCION DE DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD

La función de distribución de probabilidad describe la variación de una variable aleatoria:

Para una variable aleatoria discreta X, que asume valores x_i , la función de densidad de probabilidad (o llamada también función masa) se define por:

$$P_X(x) = P(X = x) \quad (14)$$

Y las principales propiedades son:

$$(1) \quad P_X(x) = 0 \quad \text{a menos que } x \text{ sea uno de los valores } x_0, x_1, x_2$$

$$(2) \quad 0 \leq P_X(x_i) \leq 1$$

$$(3) \quad \sum_i P_X(x_i) = 1$$

Otra útil función es la llamada "función de distribución de probabilidad o función de distribución acumulativa" que está definida por:

$$\begin{aligned} F_X(x) &= P(X \leq x) \\ &= \sum_i P_X(x_i) ; x_i \leq x \end{aligned} \quad (15)$$

Para una variable aleatoria continua X, la función de densidad de probabilidad $f_X(x)$, o simplemente $f(x)$ se define mediante la siguiente ecuación:

$$P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(y) dy \quad (16)$$

Así por ejemplo, si X es el tiempo para fallar, la ecuación (16) da la probabilidad de que una falla ocurrirá en el intervalo [a,b]. Así mismo, la función de distribución de probabilidad para una variable continua, está definida por:

$$\begin{aligned} F(x) &= P(-\infty \leq X \leq x) \\ &= \int_{-\infty}^x f(y) dy \end{aligned} \quad (17)$$

Y una de las principales propiedades es:

$$F(x) = \int_{-\infty}^{\infty} f(y) dy = 1 \quad (18)$$

A7.- FUNCION GENERAL DE CONFIABILIDAD

Considerar el caso en el cual, un número fijo N_0 de componentes idénticos están siendo probados.

Hacer que:

$N_s(t)$ = Número de componentes sobrevivientes al tiempo t

$N_f(t)$ = Número de componentes que fallaron al tiempo t

A cualquier tiempo t , la confiabilidad $R(t)$ está dada por:

$$\begin{aligned} R(t) &= \frac{N_s(t)}{N_o} & (19) \\ &= \frac{N_o - N_f(t)}{N_o} \end{aligned}$$

$$R(t) = 1 - \frac{N_f(t)}{N_o} \quad (20)$$

Si se deriva ambos miembros de la igualdad, se obtiene:

$$\frac{dR(t)}{dt} = - \frac{1}{N_o} \frac{dN_f(t)}{dt} \quad (21)$$

El primer término de esta última ecuación, representa la velocidad de falla de los componentes. Como dt tiende a cero, se tendrá la probabilidad instantánea de falla $f(t)$.

Si, $\lambda(t)$ representa la tasa instantánea de falla, se tiene:

$$\lambda(t) = \frac{1}{N_s(t)} \frac{dN_f(t)}{dt}$$

Multiplicando y dividiendo por N_o

$$\lambda(t) = \frac{N_o}{N_s(t)} \frac{1}{N_o} \frac{dN_f(t)}{dt}$$

$$\lambda(t) = \frac{1}{R(t)} * f(t) \quad (22)$$

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = - \frac{1}{R(t)} \frac{dR(t)}{dt} \quad (23)$$

Integrando con respecto al tiempo, se obtiene que:

$$\int_0^t f(t) dt = \int_1^{R(t)} - dR(t) dt$$

$$= 1 - R(t) \quad (24)$$

Y:

$$\lambda(t) = -\frac{1}{R(t)} \frac{dR(t)}{dt}$$

$$\int_0^t \lambda(t) dt = - \int_1^{R(t)} \frac{dR(t)}{dt}$$

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (25)$$

Si se asume que, la tasa de falla $\lambda(t)$, es constante con respecto al tiempo, se tiene:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (26)$$

La asunción hecha es consistente con la realidad, ya que, durante la vida útil o fase normal de operación, la tasa de falla es constante y las fallas se asumen que ocurren puramente al azar. La distribución exponencial (o exponencial negativa) es válida en esta región solamente.

A8.- LA DISTRIBUCION EXPONENCIAL

En el acápite anterior, se ha mostrado que, la probabilidad de supervivencia de un componente a un tiempo t con una tasa de falla

constante λ , se da por la ecuación:

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

Y que la función de densidad de falla es:

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

Por lo que:

$$f(t) = - \frac{d}{dt} (e^{-\lambda t})$$

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (27)$$

Esto se muestra gráficamente, en la fig. 1

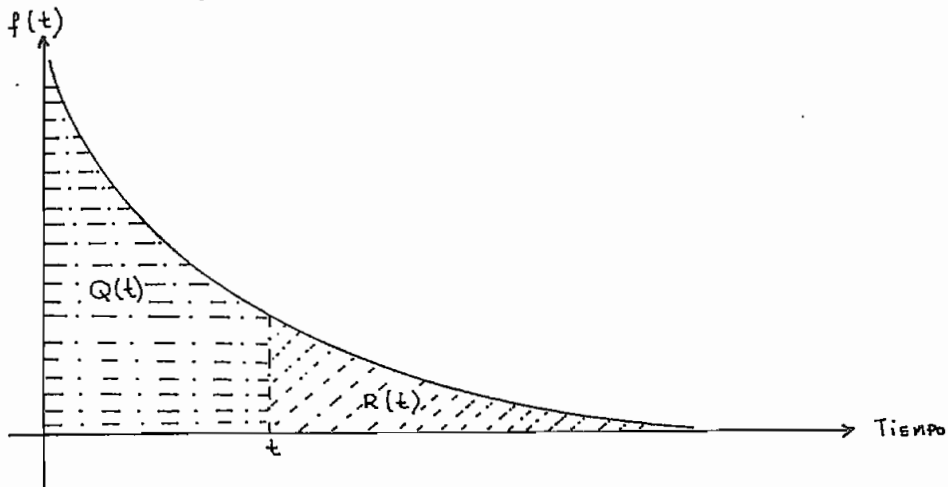


Fig. 1 FUNCION DE DENSIDAD EXPONENCIAL

De donde se puede obtener que:

1) La probabilidad de falla en el tiempo $t = Q(t)$ es

$$Q(t) = \int_0^t \lambda e^{-\lambda t} dt$$

que integrando por partes, resulta:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (28)$$

2) La probabilidad de supervivencia en el tiempo $t = R(t)$ es:

$$R(t) = \int_t^{\infty} \lambda e^{-\lambda t} dt$$

que integrando por partes resulta:

$$R(t) = \frac{e^{-\lambda t}}{\lambda}$$

TIEMPO MEDIO PARA FALLAR.- MITF

Si x es una variable aleatoria continua, con una función de densidad de probabilidad $f(x)$, el valor esperado $E(x)$ viene dado por:

$$E(x) = \int_0^{\infty} x f(x) dx \quad (29)$$

Si algunos casos, esta integral puede no converger, sin embargo, en el caso de la función de densidad de falla en la fase normal de operación, se tiene:

$$E(t) = \text{MITF} = - \int_0^{\infty} t \left(\frac{dR(t)}{dt} \right) dt$$

$$\text{MITF} = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (30)$$

Con lo que si se considera el caso de una distribución exponencial, se tiene:

$$\text{MITF} = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt$$

$$\text{MITF} = \frac{1}{\lambda} \quad (31)$$

Y por lo mismo, el tiempo medio para fallar (tiempo medio antes de la falla) es el área bajo la curva de supervivencia o confiabilidad $R(t)$ en la figura 1.

ANEXO B

DATOS ESTADÍSTICOS DE TASAS DE FALLA Y TIEMPOS DE REPARACION DEL EQUIPO ELÉCTRICO EN PLANTAS INDUSTRIALES.- [7], [22], [23]

Este estudio fue conducido por el Grupo de Trabajo de Confiabilidad del Subcomité de Sistemas de Potencia en Plantas Industriales del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) durante 1971 y 1972.

Sesenta y ocho plantas industriales de los Estados Unidos y Canadá guardaron cuidadosamente registros de 74 categorías de equipo eléctrico, desde simples uniones de conductores, hasta los circuitos de alimentación por parte de las Empresas Eléctricas regionales. En todas ellas, alrededor de 620.000 unidad-años de experiencia y 1982 fallas, fueron registradas y tabuladas.

La siguiente tabla resume los datos de 55 categorías de equipo eléctrico. En general, el término 'unidad' como es usado aquí, representa una pieza o un equipo, tal como un transformador. Note que la tabla da definición especial para cables, barras, etc.

La tabla permite calcular la frecuencia de falla, así por ejemplo, la tasa de falla listada para interruptores automáticos, de voltaje menor a 600V, tipo fijo, con capacidad para 600 amperios es 0,0035. Esto significa que de cada 100 breakers, 0,35 breakers fallarían cada año, o lo que es lo mismo, se puede esperar aproximadamente, una falla cada 3 años para una instalación que contenga, 100 interruptores automáticos.

La columna de la tabla que reporta la experiencia de la interrupción, seguido a una falla muestra tanto los valores promedios como los valores medianos. Una amplia variación entre éstos valores indica que, algunas plantas, reportaron un tiempo de reparación o de reemplazo muchísimo mayor (o menor) que la mayoría de ellas.

El conocimiento de los datos de interrupción es esencial cuando decisiones deben tomarse, en cuanto a que si, el costo adicional para un equipo mas confiable vale la pena, o, si los repuestos deberían tenerse en bodega para aquellos equipos menos confiables. Así, cuando se puede predecir que la interrupción va a ser larga o va a involucrar una gran pérdida económica, se hace muy atractivo instalar un equipo mas confiable, o a su vez duplicar las instalaciones, tales como, una doble subestación, circuitos redundantes para cargas críticas, etc.

Los datos de 'tiempo para reparar' provee guías útiles al personal de la planta industrial que nunca ha experimentado las fallas aquí listadas y es por lo mismo un dato muy importante.

Todas las categorías de equipo eléctrico enumeradas en la tabla, tienen al menos 8 o más fallas. Esto, considera el IEEE, un tamaño adecuado de la muestra, con el objeto de tener una posibilidad razonable de determinar una tasa de falla dentro de un factor de 2.

TABLA No. 1

<u>E Q U I P O</u>	<u>TASA DE FALLA</u> (fallas/unidad-año)	<u>INTERRUPCION REAL POR FALLA</u> (horas)	<u>INDUSTRIA</u> <u>PROMEDIA</u>	<u>INDUSTRIA</u> <u>MEDIANA</u>	<u>REPARACION DEL</u> <u>COMP. FALLOSO</u>	<u>REEMPLAZO CON</u> <u>REPUESTO</u>
TRANSFORMADORES						
- Sumergido en aceite - todos	0,0041	529	219	378	73.4	
601 - 1500 voltios-todas las capacidades	0,0030	174	49	382	74.3	
300 - 750 KVA	0,0037	61	10.7	49	3.7	
751 - 2499 KVA	0,0025	217	54	297	39.7	
≥ 2500 KVA	0,0032	216	60	618	150	
Por encima de los 15000 voltios	0,0130	1076	1260	367	71.5	
- Tipo seco; 0-15000 voltios	0,0036	153	28	67	39.9	
- Rectificador; por encima de 600V	0,0298	380	80	300	20	
INTERRUPTORES AUTOMATICOS						
- Tipo fijo (incluidos de caja moldeada) Todos	0,0052	5.8	4	31.7	4.5	
0 - 600 voltios - Todas las capacidades	0,0044	4.7	4	6	2	
0 - 600 Amperios	0,0035	2.2	1	4	2	
Por encima de 600 Amperios	0,0096	9.6	8	8	2	

Por encima de 600 voltios	0,0176	10,6	3.8	44.5	12
- Tipo blindado. Todos	0,0030	129	7.6	54.2	3.9
0 - 600 voltios. Todas las capacidades	0,0027	147	4.0	47.2	2.9
0 - 600 Amperios	0,0023	3.2	1.0	75.6	1.2
Por encima de 600 Amperios	0,0030	232	5	29.4	4
Por encima de 600 voltios	0,0036	109	168	62.4	5.2
ARRANCADOR DE MOTOR					
- Tipo contactor, 0 - 600 voltios	0,0139	65.1	24.5	8	4.6
Tipo contactor, 601-15000 voltios	0,0153	284	16	23.6	13.8
MOTORES					
- Inducción, 0 - 600 voltios	0,0109	114	18.3	50.2	13
Inducción, 600-15000 voltios	0,0404	76	91.5	71.4	19.7
- Sincrónico, 0 - 600 voltios	0,0007	35.3	35.3	32	10
Sincrónico, 601-15000 voltios	0,0318	175	153	146	18.7
- Corriente continua, todos	0,0556	37.5	16.2	69	5.3
GENERADORES					
- Movidos por turbina de vapor	0,032	165	66.5	234	201
- Movidos por turbina de gas	0,638	23.1	92	190	400

SECCIONADORES						
- Cerrados	0,0601	3.6	2.8	50.1	13.7	
BARRA DE MANIOBRA - INTERIOR Y EXTERIOR						
(Unidad = Número de interruptores automáticos o transformadores de medida)						
- Aislada; 601-15000 voltios	0,0017	261	26.8	41	66	
Barra desnuda, 0 - 600 voltios	0,00034	550	24	41.5	24.5	
Barra desnuda, por encima de 600 voltios	0,00063	17.3	13	20.6	7.3	
Barra en ducto - Exterior e Interior, todos los voltajes (Unidad = 1 pie de longitud)	0,000125	128	9.5	12.9	6	
Conductor desnudo 0-15000 voltios (Unidad = 100 pies de longitud. Por encima de 15000 voltios)	0,0189	42.5	4	4.6	8	
Conductor Aislado - Todos los tipos de aislamiento - Aéreo y por encima de tierra (unidad = 1000 pies de longitud)	0,0075	17.5	12	8	-	
0 - 600 voltios	0,00141	457	10.5	20.8	39.7	
601 - 15000 voltios - Todos	0,01410	40.4	6.9	26.8	60.4	
En canaleta por encima de tierra	0,00923	8.9	8	49.4	119	
En tubo conduit por encima de tierra	0,04918	140	47.5	-	19.8	
Cable aéreo	0.01437	31.6	5.3	10.6	28	

- Bajo tierra y enterrado directamente						
0 - 600 voltios	0,00388	15	24	-	26.8	
601 - 15000 voltios - Todos	0,00617	95.5	35	20.4	26.8	
En ducto o tubo conduit bajo tierra	0,00613	96.8	35	20.9	26.8	
Por encima de 15000 voltios	0,00336	16	16	16	-	
Conductor Aislado, 601 - 15000 voltios (Unidad = 1000 pies de longitud) ' .						
- Termoplástico	0,00387	44.5	10	22.5	29.3	
- Aislamiento térmico	0,00889	168	26	27.2	55.2	
- Aislamiento de papel con pantalla	0,00912	48.9	26.8	17.3	18.3	
- Otros	0,01832	16.1	28.5	23.2	44.8	
Uniones de Cables - Todos los tipos de aislamiento 601 - 15000 V						
En ducto o en tubo conduit bajo tierra	0,000864	36.1	31.2	14.7	5.5	
Uniones de Cables, 601-15000 voltios						
- Termoplástico	0,000754	15.8	8	12.6	22	
- Aislamiento de papel con pantalla metálica	0,001037	31.4	28	30	-	
Terminales de Cables, Todos los tipos						

de aislamiento							
- Por encima de tierra y aéreos							
0 - 600 voltios	0,000217	3,8	4	8	8		
601 - 15000 voltios - Todos	0,000879	198	11,1	34,6	40,6		
Cable aéreo	0,001848	48,5	11,3	15,3	18		
Cable en canaleta por encima de tierra	0,000333	8	9	48,8	58,3		
- Bajo tierra en ducto o en tubo conduit							
601 - 15000 voltios	0,000303	25	23,4	28,8	30		
Terminales de Cables, 601-15000 voltios							
- Termoplástico	0,004192	10,6	11,5	12	12		
- Aislamiento térmico	0,000307	451	11,3	30,2	42,8		
- Aislamiento de papel con cubierta	0,000781	68,8	29,2	39	30		
MISCELANEOS							
- Inversores	1,254	107	185	5	8		
- Rectificadores	0,038	39	52,2	41,5	12		
- Fusibles	0,0019	5,5	1	-	-		
- Reles de protección	0,0002	5	0,5	-	-		

A manera ilustrativa, se dan las estadísticas de confiabilidad de los circuitos de alimentación a las plantas industriales, obtenidas de un estudio adicional llevado a cabo durante el año de 1974 por el IEEE.

Un total de 87 plantas proveyeron datos útiles, con los cuales se alcanzaron los resultados dados en la Tabla No. 2.

TABLA No. 2

CIRCUITO RADIAL

NIVEL DE VOLTAJE	FALLAS POR AÑO			DURACION PROMEDIO (minutos/falla)		
	λ_S	λ_R	λ	r_S	r_R	r
$V \leq 15$ KV	0,905	2,715	3,621	3.5	165	125
$15KV \leq V \leq 35KV$	-	1,657	1,657	-	57	57
$V > 35$ KV	0,527	0,843	1,370	1.5	59	37
Todos	0,556	1,400	1,956	2.3	110	79

CIRCUITO MULTIPLE (ESQUEMA DE MANIOBRA)

Todos los disyuntores cerrados	0,255	0,057	0,312	8.5	136	31
Transferencia manual	0,732	0,118	0,850	8.1	84	19
Transferencia automática	1,025	0,171	1,196	0,6	96	14
Todos	0,453	0,085	0,538	5.2	110	22

CIRCUITO MULTIPLE (NIVEL DE VOLTAJE)

$V \leq 15$ KV	0,640	0,148	0,788	4.7	149	32
$15KV < V \leq 35$ V	0,500	0,064	0,564	4	115	17
$V > 35$ KV	0,357	0,067	0,424	6.1	184	34

CIRCUITO MULTIPLE (TODOS LOS DISYUNTORES CERRADOS)

$V \leq 15 \text{ KV}$	0,175	0,088	0,263	0,7	335	112
$15\text{KV} < V \leq 35\text{KV}$	0,342	0,019	0,361	7	120	13
$V > 35 \text{ KV}$	0,250	0,061	0,311	11	203	19

Las tasas de falla λ y las duraciones promedio γ con subíndices S y R corresponden a aquellas fallas despejadas mediante switching y mediante reparación o reemplazo. Las tasas de falla y las duraciones promedio sin subíndice son los valores promedios.

El tipo de esquema de maniobra 'todos los circuitos cerrados' indica que el servicio eléctrico es suministrado simultáneamente por todos los circuitos de alimentación que ingresan a la planta industrial.

Algo muy importante que hay que señalar, en cuanto se refiere a los circuitos múltiples de alimentación, es que éstos no son completamente independientes. La importancia de este punto se muestra en la Tabla No. 3, donde una comparación de confiabilidad y disponibilidad se hace entre los valores de un sistema real de doble circuito de alimentación y los valores 'calculados' de un sistema real de doble circuito completamente independientes uno del otro.

TABLA No. 3

	λ	$\lambda \cdot \gamma$
	(fallas/año)	(horas forzadas de interrupción por año)
SISTEMA RADIAL REAL	1.956 *	2.582 *
DOBLE CIRCUITO REAL	0.312 *	0.1622 *
DOBLE CIRCUITO 'CALCULADO'	0.0012 **	0.0008 **

- * Tomado de la Tabla No. 3
- ** Valores calculados usando los datos del sistema radial real con las ecuaciones que calculan los índices de confiabilidad de un sistema paralelo

El sistema real de doble alimentación tiene una tasa de falla de cerca de 200 veces mayor a la tasa de falla del sistema 'calculado' de doble alimentación, en el cual los dos circuitos de alimentación son completamente independientes.

Cabe indicar que, todos los valores de los índices de confiabilidad correspondientes a los sistemas de alimentación deben ser mirados como simples ilustraciones, en vista de que, datos de fallas y datos de tiempos de fuera de servicio de los distintos alimentadores si están disponibles en las pocas estadísticas que llevan las Empresas Eléctricas, (en este caso, la Empresa Eléctrica Quito).

ANEXO C

INSTRUCCIONES PARA RECOLECTAR DATOS DEL EQUIPO ELECTRICO EN PLANTAS INDUSTRIALES A UTILIZARSE EN ANALISIS DE CONFIABILIDAD.- [7], [22], [23]C1.- PROPOSITO

Este apéndice intenta dar instrucciones para coleccionar datos de fallas que ocurren en el equipo eléctrico de una planta industrial así como también en sus circuitos de alimentación, cuyas fallas afectan considerablemente las operaciones normales de producción de la industria. El fin de incluir este apéndice es el de determinar no solamente con mayor precisión las tasas de falla y tiempos de reparación sobre un número cada vez mayor de clases de equipos, sino también un mejor conocimiento de las causas de estas fallas, de tal forma, de formular recomendaciones que las minimicen, aumentando así los tiempos de disponibilidad de los equipos.

C2.- INSTRUCCIONES GENERALES

Los datos a ser llenados en los diferentes formularios son tanto en forma de códigos como en forma normal. Es importante referirse a las instrucciones que tiene cada formulario (tarjeta) con el objeto de llenar adecuadamente los casilleros.

A continuación se muestra las columnas de cada tarjeta que requieren un código para ser llenado:

<u>TARJETA</u>	<u>COLUMNAS QUE REQUIEREN CODIGO</u>
1	1 a 10, 36

2	1 a 19, 34 a 37
3	1 a 19, 26, 30, 31 a 54, 58, 59

Puede darse el caso de que, ninguno de estos códigos sea el adecuado para un caso particular que está siendo reportado. En tales eventos el código "otros" se debería usar, mediante un '9' o un '99' de acuerdo al espacio provisto. El vocablo 'otros' significa otra clase de equipo no especificado en la tarjeta. Si esto acontece, se debe explicar al reverso de la tarjeta este hecho.

C3.- CLASES DE EQUIPOS

Un grupo de códigos se usa para especificar una clase de equipo. La clase de equipo consiste de un código principal, dos códigos de subclases, un código de voltaje y un código de capacidad. Estos se explican en las instrucciones dadas más adelante. Así por ejemplo, en la tarjeta 2, este código es como sigue:

<u>CLASE</u>	<u>CODIGO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
PRINCIPAL	20	Transformador
SUBCLASE 1	4	Potencia
SUBCLASE 2	34	Sumergido en aceite
VOLTAJE	2	601 - 15000 voltios
CAPACIDAD	5	300 - 1000 KVA

Cualquier transformador en la planta industrial, que no se ajuste a este ejemplo es de una clasificación diferente y requiere por lo mismo un código distinto.

C4.- TIPOS DE FORMULARIOS (TARJETAS)

Se ha creído conveniente, efectuar la recolección de datos por medio de tres formularios o tarjetas. A continuación se indican los formatos de cada uno de ellos con sus respectivas instrucciones de llenado y características generales.

TARJETA TIPO No. 1

La tarjeta Tipo No. 1 se usa para identificar la industria reportada, y para dar la información general acerca de esa planta. Las primeras 10 columnas se repiten en las tarjetas tipo No. 2 y No. 3 para propósito de identificación. Se recomienda que en éstas últimas las primeras 7 columnas sean llenadas con el fin de evitar problemas futuros debido a casos de pérdida de la Tarjeta Tipo No. 1

INSTRUCCIONES PARA EL LLENADO

<u>COLUMNA</u>	<u>NOMBRE</u>	<u>CODIGO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1	Código de la industria		Llenar en todas las tarjetas Tipo No. 1 una abreviación de 3 letras del nombre de la compañía para identificación.
4	Planta - número		Llenar en todas las tarjetas No. 1 con un número secuencial, comenzando con '1' para la planta 1, '2' para la planta 2, etc.
6	Planta - tipo		Llenar en todas las tarjetas el tipo de planta:
		1	Industria automotriz
		2	Industria del cemento
		3	Industria química

<u>COLUMNA</u>	<u>NOMBRE</u>	<u>CODIGO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
		4	Industria metalúrgica
		5	Industria minera
		6	Industria petrolífera
		7	Industria del papel
		8	Industria plástica y de caucho
		9	Industria textil
		10	Industria de almacenamiento de productos alimenticios
		11	Industria lechera
		99	Otras
8	Localización de la Planta		
		1	Sierra
		2	Costa
		3	Oriente
		4	Región Insular
9	Clima de la planta		
		1	Clima húmedo
		2	Clima seco
10	Atmósfera de la planta (Para la región donde se encuentra localizada)		
		1	De limpia a ligeramente contaminada
		2	Con partículas de sal y partículas químicas corrosivas
		3	Con partículas de sal y polvo o arena
		4	Solamente con partículas de sal
		5	Con partículas químicas corrosivas y polvo y arena
		6	Solamente con partículas químicas corrosivas

<u>COLUMNA</u>	<u>NOMBRE</u>	<u>CODIGO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
		7	Solamente con polvo o arena
		8	Con polvo conductivo
		9	Otros
OPERACION PROGRAMADA DE LA PLANTA			
11	Horas por día		Dar las horas de trabajo normal diario de la planta
13	Días por semana		Dar los días de trabajo normal semanal de la planta
COSTOS DEBIDOS A LA PARALIZACION DE LA PLANTA (ESTIMADOS), SUCRES			
15	Por falla		Gastos extras incurridos debidos solamente una falla (no en función de la duración de la interrupción), tales como en equipo dañado, productos echados a perder, mantenimiento extra, o costos extras de reparación.
20	Por hora de paralización		Valor de la producción perdida en sucres por hora de interrupción. Esto es, el valor de las ganancias estimadas (precios de venta) de los productos que se dejan de fabricar menos los gastos ahorrados en materia prima, combustible, etc. Si este valor, varía con la duración de la paralización de la planta, usar un valor promedio por hora.
25	Demanda máxima de potencia de la planta, KW		Dar la demanda máxima de potencia de la planta industrial en KW.
31	Tiempo en alcanzar las condiciones normales de operación, horas		Dar el tiempo requerido por la planta para alcanzar las condiciones normales de operación después de que el servicio eléctrico es restablecido una vez que su interrupción causó una completa paralización de la producción de la planta, en horas.
DURACION CRITICA DE PERDIDA DE SERVICIO ELECTRICO			
33	Número de unidades		Dar el máximo tiempo de pérdida de

<u>COLUMNA</u>	<u>NOMBRE</u>	<u>CODIGO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
			servicio eléctrico que la planta puede soportar sin que cause una paralización completa, en unidades definidas en la columna 36. En otras palabras, dar la máxima duración de una falla de alimentación que no paralizará la producción.
36	Unidades		Seleccione el código apropiado que den resultados precisos.
		1	días
		2	horas
		3	minutos
		4	segundos
		5	ciclos

TARJETA TIPO No. 2

La segunda tarjeta o Tipo No. 2 se usa para reportar información sobre cada una de las clases de equipo eléctrico existente en la planta industrial.

Estas diferentes clases se muestran en las columnas 11 a 18, las mismas que se incluyen también en la tarjeta Tipo No. 3. Así, habrá tantas tarjetas No. 2, como clases de equipos existan.

Cada tarjeta Tipo No. 2 se usa para reportar información de una clase de equipo específico, incluyendo el número total de unidades instaladas, experiencia de fallas, prácticas de mantenimiento, tiempos de reparación, etc. Los datos de número total de unidades instaladas y de experiencia de fallas son los más esenciales y por lo mismo deben ser recolectados adecuadamente. Así como en la tarjeta anterior, cualquier

CODIGO DE LA INDUSTRIA

4	NUMERO		PLANTA
6	TIPO		
8	LOCALIZACION		
9	CLIMA		
10	ATMOSFERA		CLASE DE EQUIPO
11	PRINCIPAL		
13	SUBCLASE 4		
15	SUBCLASE 2		
17	VOLTAJE		
18	CAPACIDAD NOMINAL		
20	MES	DESDE	PERIODO CUBIERTO POR ESTE REPORTAJE
22	AÑO		
24	MES	HASTA	
26	AÑO		
28	NUMERO DE UNIDADES INSTALADAS		
32	NUMERO DE FALLAS		
34	EDAD PROMEDIO		
35	CICLO NORMAL		MANTENIMIENTO
37	CALIDAD		
38	24 HORAS POR DIA	REPARACION DEL COMPONENTE FALLOSO	HORAS EXACTAS PARA REPARAR UNA FALLA
42	8 HORAS POR DIA		
46	24 HORAS POR DIA	REEMPLAZO CON UN REPUESTO	
49	8 HORAS POR DIA		
52			
79	TIPO DE TARJETA		
80	TARJETA Nº		

TARJETA TIPO Nº2

comentario y/o especificación adicional se deberán escribir sobre el lado reverso.

Los datos correspondientes a las columnas 1 a 10 son los mismos de la tarjeta Tipo No. 1, razón por la cual, las instrucciones de llenado para esta tarjeta comienzan desde la columna 11.

INSTRUCCIONES PARA EL LLENADO

<u>COLUMNA</u>	<u>NOMBRE</u>	<u>CODIGO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
11	Clase principal	10	Circuitos de alimentación a la planta industrial
		20	Transformadores
		30	Interruptores automáticos (disyuntores)
		40	Cables (excluyendo uniones y terminales)
		41	Uniones de cable
		42	Terminales de cable
		43	Botes terminales de cable
		44	Conductor portacable o conducto de barras colectoras
		45	Conductores desnudos
		46	Barras colectoras
		47	Barras de maniobra o switching-aisladas
		48	Barras de maniobra o switching-desnudas
		50	Motores
		60	Generadores
		70	Arrancadores de motores

	80	Seccionadores
	90	Misceláneos
	99	Otros
13	Subclase 1	<u>Para 10 - Circuitos de alimentación a la planta industrial. (Los circuitos múltiples son 100% redundantes).</u>
	1	Circuito simple (ningún otro circuito redundante)
	2	Doble circuito (un circuito redundante)
	3	Tres o más circuitos (dos o más circuitos redundantes).
		<u>Para 20 - Transformadores</u>
	4	Potencia
	5	Otros
		<u>Para 30 - Interruptores automáticos (disyuntores)</u>
	6	Blindados
	7	Tipo fijo, (incluidos los de caja moldeada)
		<u>Para 40-47 - Conductores o barras</u>
	9	Conductor en canaleta (por encima del suelo)
	10	Conductor en tubo conducir (por encima del suelo)
	11	Conductor aéreo
	12	Conductor enterrado directamente
	13	Conductor en ducto o en tubo conduit (enterrado)
	14	Barra - instalación interior
	15	Barra - instalación exterior
	16	Bote terminal interior
	17	Bote terminal exterior

Para 50 - Motores

- 18 Inducción, ac
- 19 Sincrónico, ac.
- 20 Corriente continua, cc.

Para 60 - Generadores

- 21 Movido por turbina a vapor
- 22 Movido por turbina a gas
- 23 Movido por turbina a diesel
- 24 Movido por un motor

Para 70 - Arrancadores de Motor

- 25 Tipo contactor
- 26 Tipo interruptor automático
- 27 Tipo electrónico

Para 80 - Seccionadores

- 28 Abiertos
- 29 Cerrados

Para 90 - Misceláneos

- 30 Fusibles
- 31 Reles de protección
- 32 Baterías
- 33 Inversores
- 34 Rectificadores
- 35 Seccionadores portafusibles
- 36 Seccionador bajo carga
- 37 Seccionadores de barra
- 38 Equipo de transferencia
- 99 Otros

Cuando el servicio interrumpido debido a una falla de un circuito redundante es restablecido

- 1 Automáticamente
- 2 Por control remoto
- 3 Manualmente

Para 20 - Transformadores

- 34 Sumergido en aceite
- 35 Tipo seco
- 36 Rectificador

Para 40 - 51 Conductor aislado
Tipo de aislamiento

- 40 Termoplástico (PVC)
- 41 Termoplástico (polietileno)
- 42 Aislamiento térmico (SBR)
- 43 Aislamiento térmico (caucho butyl)
- 44 Aislamiento térmico (caucho impregnado en aceite)
- 45 Aislamiento térmico (polietileno (cross linked))
- 46 Aislamiento térmico (caucho silicón)
- 47 Aislamiento térmico (etileno - propileno)
- 48 Aislamiento térmico (propileno cloro sulfatado)
- 49 Aislamiento de papel con apantallamiento metálico
- 50 Aislamiento de barniz con apantallamiento metálico
- 51 Aislamiento mineral
- 99 Otros (Aplicar a las columnas 13-15 'todas las clases', sinó están aquí clasificadas)

17	Voltaje	1	0 - 600 voltios (Nota: para transformadores, este es el voltaje primario)
		2	601 - 15000 voltios
		3	Por encima de los 15000 voltios
18	Capacidad		Para la clase principal 10 - Alimentación.
			Para la clase principal 30 - Interruptores.
			Para la clase principal 80 - Seccionadores.
			Para la clase principal 90 - Misceláneos.
		1	0 - 100 amperios
		2	100 - 600 amperios
		3	por encima de los 600 amperios
			<u>Para la clase principal 20 - Transformadores</u>
		4	0 - 300 KVA
		5	301 - 1000 KVA
		6	1001 - 2500 KVA
		7	Por encima a los 2500 KVA
			<u>Para la clase principal 40 - 45 Conductores</u>
		8	Hasta el calibre No. 1 AWG
		9	Desde el calibre No. 2 AWG
			Para la clase principal 50 - Motores.
			<u>Para la clase principal 70 - Arrancadores</u>
		10	0 - 15 HP
		11	16 - 50 HP
		12	51 - 1500 HP
		13	Por encima de los 1500 HP

Para la clase principal 60 - Generadores

		14	Hasta 500 KW
		15	Mayor a 500 KW
	Período cubierto por este reportaje		Dar el mes y año (en números) del período desde el cual los datos están disponibles
20	desde : mes		mes de inicio (procurar desde mes de instalación)
22	desde : año		año de inicio
24	a : mes		último mes (procurar hasta la presente fecha)
26	a : año		último año
28	Número de unidades instaladas		Dar el número de unidades instaladas. Para los conductores aislados o desnudos, dar la longitud del circuito en Km. Para barras o conductores en ductos, dar la longitud en metros. Para barras de maniobra o switching dar el número de interruptores automáticos o disyuntores, o transformadores de medida que a ella estén conectados. Para circuitos de alimentación a la planta industrial, dar el número de circuitos separados uno de otro.
32	Número de fallas		Dar el número total de fallas que ocurrieron durante el período cubierto por este reportaje.
34	Edad promedio		Seleccionar el código para las columnas 30 - 54
		1	Menos de un año
		2	De 1 a 10 años
		3	Más de 10 años
	Mantenimiento		Dar el ciclo normal de mantenimiento preventivo (aún en el caso de que no hayan ocurrido fallas)
35	Ciclo normal, meses	1	Menos de 12 meses
		2	De 12 a 24 meses

		3	Más de 24 meses
		4	Ningún mantenimiento preventivo.
37	Calidad del mantenimiento		Estimar la calidad de las prácticas de mantenimiento preventivo
		1	Excelente (por propio personal)
		2	Malo (por propio personal)
		3	Pobre, inadecuado (por propio personal)
		4	Ninguno
		5	Excelente (por personal ajeno)
		6	Malo (por personal ajeno)
		7	Pobre, inadecuado (por personal ajeno).
	Horas estimadas		Tiempo de reparación (ver definiciones) Dar el tiempo para diagnosticar el problema, localizar el componente falloso, esperar por el equipo de reparación o por las partes de repuesto y restablecer el componente al servicio. Este es su tiempo promedio de reparación
	Reparación de la falla con reparación del equipo falloso		
38	24 horas por día		Sobre la base de horas de emergencia.
42	8 horas por día		Sobre la base de 8 horas normales de trabajo.
	Reparación de la falla por sustitución del equipo falloso con un repuesto		
46	24 horas por día		Sobre la base de horas de emergencia
49	8 horas por día		Sobre la base de 8 horas normales de trabajo.

TARJETA TIPO No. 3

La tarjeta Tipo No. 3 interroga por los datos de cada falla reportada en la tarjeta Tipo No. 2. Así, asociado con cada tarjeta Tipo No. 2, está un conjunto de filas de la tarjeta Tipo No. 3. El número de filas será el mismo que el número de fallas (columna 32) reportado en la tarjeta Tipo No. 2; por ejemplo, si una tarjeta tipo No. 2 tiene un 3 en la columna 32, entonces tres filas de la tarjeta Tipo No. 3 deberían ser llenadas.

Cada fila de la tarjeta Tipo No. 3, reporta información específica de una falla, tales como, su duración, su urgencia de reparación, su causa, las cargas que afecta, su efecto sobre el funcionamiento de la planta, etc.

Al igual que en las tarjetas anteriores (Tipo No. 1 y Tipo No. 2), cualquier observación o especificación adicional deberá escribirse sobre su lado reverso.

Los datos correspondientes a las columnas 1 a 19 son los mismos de la tarjeta Tipo No. 2, razón por la cual, las instrucciones de llenado para esta tarjeta comienzan desde la columna 20.

INSTRUCCIONES PARA EL LLENADO

<u>COLUMNA</u>	<u>NOMBRE</u>	<u>CODIGO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
20	Falla número		Llenar una línea en la tarjeta para cada falla. El número de la última falla en la columna 20, deberá corresponder con el número

total de fallas reportadas en la columna 32 de la tarjeta Tipo No. 2. Si este número es cero, entonces ninguna fila deberá llenarse en la tarjeta Tipo No. 3.

Fecha de la falla		
22	Mes	Poner el mes en el que ocurrió la falla (número)
24	Año	Poner el año en el que ocurrió la falla (número)
26	Aviso de la falla	Para la interrupción de servicio eléctrico por parte de la Empresa Eléctrica solamente.
		1 Si ningún aviso fue dado
		2 Si un aviso fue dado
		Para otros tipos de falla, deje en blanco.
Duración de la falla		
27	Número de unidades	Poner el valor de la duración de la interrupción, de acuerdo a las unidades seleccionadas en la columna 30.
30	Unidades	Seleccionar el código de unidades de tiempo que dé resultados precisos. Para la mayoría de los casos seleccionar las horas como unidad.
		1 días
		2 horas
		3 minutos
		4 segundos
		5 ciclos
31	Método de reparación de la falla	
		1 Reparación del componente falloso en el sitio
		2 Reparación mediante reemplazo con un repuesto

33	Urgencia de la reparación		
		1	Trabajando seguido durante las 24 horas
		2	Trabajando solamente 8 horas diarias y quizá con algún sobretiem- po
		3	Realizando el trabajo de repara- ción sin ninguna urgencia
35	Meses desde el último mantenimiento		Período de tiempo desde el último mantenimiento hasta la falla ac- tual
		1	Menos de 12 meses
		2	De 12 - 24 meses
		3	Mayor a 24 meses
		4	Ningún mantenimiento preventivo.
37	Parte dañada		
		1	Aislamiento - devanado
		2	Aislamiento - Bushing
		3	Aislamiento - otro
		4	Mecánica - soporte
		5	Mecánica - partes móviles
		6	Mecánica - otras
		7	Eléctrica - equipo auxiliar
		8	Eléctrica - equipo de protección
		9	Cambiador de taps - sin carga
		10	Cambiador de taps - bajo carga
		99	Otros
39	Tipo de falla		
		1	Descargas parciales o arcos a tierra
		2	Otro tipo de descargas
		3	Otro defecto eléctrico

		4	Defecto mecánico
		99	Otros
41	Responsabilidad de la falla		Estimar acerca de la responsabilidad de la falla
		1	Fabricante - componente defectuoso
		2	Transporte al sitio de instalación - transporte defectuoso
		3	Aplicación de la Ingeniería - Impropia aplicación
		4	Inadecuada instalación o inadecuadas pruebas
		5	Inadecuado mantenimiento
		6	Inadecuados procedimientos de operación
		7	Personal ajeno a la empresa
		8	Otro personal
		99	Otros
43	Causa inicial de la falla		Ruptura del aislamiento causado por:
		1	Sobrevoltaje transitorio (descarga atmosférica, sobrevoltaje por maniobra, fallas a tierra en un sistema subterráneo)
		2	Sobrevoltaje
		3	Sobrecalentamiento
		4	Otro tipo de ruptura del aislamiento
		21	Ruptura mecánica, abrasión, deformación de partes estáticas o estructurales
		22	Fricción, calcinación mecánica
		23	Daño mecánico causado por agentes extraños (choque de vehículos, excavaciones, etc.)

	41	Cortocircuitos con objetos metálicos o herramientas
	42	Cortocircuitos por animales, pájaros, etc.
	51	Pérdida del control de potencia
	52	Mal funcionamiento del equipo de protección o del equipo de emergencia
	61	Bajo voltaje
	62	Baja frecuencia
	99	Otros
44		Causa que contribuye a la falla
	1	Sobrecarga persistente
	2	Temperatura por encima de la normal
	3	Temperatura por debajo de la normal
	4	Exposición a agentes químicos o solventes
	5	Exposición a humedad anormal o agua
	6	Exposición a fuego
	8	Obstrucción de la ventilación mediante objetos extraños
	9	Normal deterioro debido a envejecimiento
	10	Vientos severos u otras condiciones
	11	Reles de protección mal instalados
	12	Pérdida o deficiencia del lubricante
	13	Pérdida o deficiencia del aceite u otro medio de enfriamiento
	14	Pérdida o deficiencia del aceite u otro medio aislante

	15	Operación o pruebas erróneas
	16	Exposición al polvo u otros contaminantes
	99	Otros
47		Circuito de alimentación a la planta industrial (seleccionar el código)
	1	Falla de un circuito (ningún otro circuito)
	2	Falla de un circuito en un sistema de doble alimentación redundante
	3	Falla de ambos circuitos en un sistema de doble alimentación redundante
	4	Falla de todos los circuitos en un sistema de 3 o más alimentaciones redundantes
	5	Falla parcial en un sistema de 3 o más alimentaciones redundantes
		<u>Transformadores (seleccionar el código)</u>
	6	Remosión automática mediante equipo de protección
	7	Falla parcial que reduce la capacidad
	8	Remosión manual
		<u>Interruptores Automáticos (seleccionar el código)</u>
	9	No cerró cuando debía hacerlo
	10	Falló mientras abría
	11	Abrió cuando no debía hacerlo
	12	Se dañó por sucesivas operaciones
	13	Se dañó mientras cerraba

	14	Falló mientras operaba (no mientras abría o cerraba)
		<u>General (seleccionar el código)</u>
	15	Falló (eso se aplica a todos los casos)
	16	Falló durante las pruebas o mantenimiento
	20	Falla parcial
	99	Otros
Cargas Perdidas		Que cargas se perdieron debido a la falla (1 = si; 0 = no; 9 = no se conoce). Aún cuando la potencia se restablezca rápidamente
49	Computador	Uno o más computadores o equipos de control de estado sólido que operan incorrectamente
50	Motor	Uno o más motores
51	Alumbrado	Cargas del alumbrado
52	Bobinas	Una o más bobinas que operan equipos, tal como una bobina que opera una válvula
53	Otras	Pérdida de otras cargas
54	Producción pérdida (%)	
	0	Ninguna
	1	0 - 30%
	2	Más del 30%
55	Número de unidades	Poner el valor de tiempo en base a las unidades seleccionadas en la columna 58
58	Unidades	Seleccionar el código de unidades de tiempo que dé resultados precisos. Para la mayoría de los casos seleccionar las horas como unidad
	1	días
	2	horas

	3	minutos
	4	segundos
	5	ciclos
59	Servicio restablecido	Dar el método para restablecer el servicio
	1	Selectivo primario - manual
	2	Selectivo primario - automático
	3	Selectivo secundario - manual
	4	Selectivo secundario - automático
	5	Operación del equipo de protección de la red
	6	Reparación del componente falloso
	7	Reemplazo del componente falloso con un repuesto
	8	Restablecimiento de servicio por medio de la empresa eléctrica
	9	Otros, explicar

C5.- REAJUSTE DE DATOS

Al llenar los casilleros, los números deben terminar en la columna derecha del campo asignado. Esto significa que si en un espacio de 3 casilleros se debe insertar un número de dos dígitos, entonces el número debería ser llenado desde el lado derecho hacia el lado izquierdo.

BIBLIOGRAFIA

- [1] IEEE COMMITTEE REPORT, "Proposed definitions of terms for reporting and analyzing Outages of Electrical Transmission and Distribution Facilities and Interruptions", Trans PAS, vol. 87, pp 1318 - 1323, Mayo, 1968

- [2] CHILECTRA, "Criterios de evaluación de la calidad de servicio", CIER, Subcomité de Ingeniería de Sistemas Eléctricos, 1975.

- [3] COHEN E., CASTRO H., "Método Probabilístico para la determinación del Grado de Indisponibilidad en Sistemas de Subtransmisión", CIER, Subcomité de Ingeniería de Sistemas Eléctricos, Junio, 1976

- [4] PATTON A.D., "Power System Reliability I: Measures of Reliability and Methods of Calculation", Trans PAS, vol. 83, pp 727-737, Julio, 1964

- [5] EGLY D., ESSER W., "Reliability analysis and what it means", Trans IGA, vol. 5, pp 578 - 581, Septiembre/Octubre, 1968.

- [6] HEISING CH., "Reliability and Availability comparison of com-com Low-Voltage Industrial Power Distribution Systems", Trans IGA, vol. 6, pp 416 - 424, Septiembre/Octubre, 1970.

- [7] DICKINSON W., "Report on Reliability of Electric Equipment in Industrial Plants", Trans AIEE, vol. 81, pp 132 - 151, Julio, 1962.

- [8] IEEE COMMITTEE, "Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems", Norma 493, 1980.

- [9] OREJUELA V., "Análisis de Confiabilidad de Líneas de Transmisión", CIER, Subcomité de Ingeniería de Sistemas Eléctricos, Mayo, 1976.

- [10] REICH F., "Aspectos fundamentales del Análisis de la Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia", CIER, Subcomité de Ingeniería de Sistemas Eléctricos, Abril, 1976.

- [11] BILLINTON R., GROVER M., "Quantitative Evaluation of Permanent Outages in Distribution Systems", Trans PAS, vol. 94, pp 733 - 741, Mayo/Junio, 1975.

- [12] CHRISTIAANSE W., "Reliability calculations including the effects of Overloads and Maintenance", Trans PAS, vol. 90, pp 1664 - 1676, Julio/Agosto, 1971.

- [13] PATTON A., "System Reliability Evaluation Considering Post-Fault Switching and Incomplete Redundancy", Trans IA, vol. 14, pp 306 - 308, Julio/Agosto, 1978.

- [14] MENA A., "Confiabilidad de Sistemas de Potencia ", Colección Escuela Politécnica Nacional, 1983.

- [15] PATTON A., "Determination and Analysis of Data for Reliability Studies", Trans PAS, vol. 87, pp 84 - 99, Enero, 1968.

- [16] GANGEL M., RINGLEE R., "Distribution System Reliability Performance", Trans PAS, vol. 87, pp 1657 - 1665, Julio, 1968.
- [17] COUVREUR M., "Differentiating the Reliability Requirements of Industrial Plant Power Supply", IEE, pp 210 - 215, 1978.
- [18] POTOCHNEY G., STEBBINS W., "The Application of Statistical Reliability Data in the Selection of a Utility Power Supply Scheme for an Industrial Plant, Trans IA, vol. 15, pp 554 - 559, Septiembre/Octubre, 1979.
- [19] HEISING CH., JOHNSTON J., "Reliability Considerations in Systems Application of Uninterruptible Power Supplies", Trans IA, vol. 8, pp 104 - 107, Marzo/Abril, 1972.
- [20] IEEE COMMITTEE, "Recommended practice for Emergency and Standby Power Systems", Norma 446, 1980.
- [21] ALACCHI J., "Reliability Considerations in Cement Plant Power Distribution", Trans IA, vol. 15, pp 221 - 227, Marzo/Abril, 1979.
- [22] IEEE COMMITTEE, "New Report provides data on equipment failure rate", Electrical Construction and Maintenance, pp 76 - 79, Diciembre, 1973.
- [23] IEEE COMMITTEE REPORT, "Report on Reliability Survey of Indus-

trial Plants, Part I: Reliability of Electrical Equipment", Trans IA, vol. 10, pp 213 - 235, Marzo/Abril, 1974.

- [24] HEISING CH., "Quantitative Relationship Between Scheduled Electrical Preventive Maintenance and Failure Rate of Electrical Equipment", Trans IA, vol. 18, pp 268 - 272, Mayo/Junio, 1982.

- [25] SHELIGA D., "Calculation of Optimum Preventive Maintenance Intervals for Electrical Equipment", Trans IA, vol. 17, pp 490 - 495, Septiembre/Octubre, 1981.

- [26] REYSEN S., "Reliability Worth Guides Distribution System Design", Trans IA, vol. 15, pp 368 - 375, Julio/Agosto, 1979.

- [27] CHANG N., "Evaluate Distribution System Design by Cost Reliability Indices", Trans PAS, vol. 96, pp 1480 - 1490, Septiembre/Octubre, 1977.

- [28] REGULY Z., "Cost Evaluation of Power Supply Reliability "IEE, Conference Publication Number 148, pp 13 - 17, 1980.

- [29] CHANG N., "Cost - Reliability Evaluation of Commercial and Industrial Underground Distribution System Design", IEEE, Winter Meeting, 1979.

- [30] LARRAIN C., MACLEAN D., "Determinación del Costo de las Res-

tricciones Forzadas de suministro", CIER, Subcomité de Planificación de Sistemas Eléctricos, Octubre, 1975.

- [31] JAMES J., "Fixed Charge rates aid in decision making", Power Engineering, 1977.

- [32] BILLINTON R., "Power System Reliability Evaluation", Gordon and Breach Science Publishers, 1970.