



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA
MECANICA Y ELECTRICA**

Sección de Estudios de Postgrado e Investigación

**ANALISIS DE LA CONFIABILIDAD Y SU IMPACTO EN EL
TIEMPO DE INTERRUPCION AL USUARIO
EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA**

TESIS

**Que para obtener el grado de
MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD
EN INGENIERIA ELECTRICA**

Presenta

FELIPE MARTINEZ CRUZ

México, D. F.

Mayo 2010





INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL SECRETARIA DE INVESTIGACION Y POSGRADO

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:00 horas del día 4 del mes de marzo del 2010 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E. ZAC para examinar la tesis de grado titulada:

“ANALISIS DE LA CONFIABILIDAD Y SU IMPACTO EN EL TIEMPO DE INTERRUPCION AL USUARIO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ”

Presentada por el alumno:

MARTÍNEZ

Apellido paterno

CRUZ

materno

FELIPE

nombre(s)

Con registro:

B	7	8	0	2	4	4
---	---	---	---	---	---	---

aspirante al grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACION DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISION REVISORA

Director de tesis

M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

Presidente

DR. DANIEL OLSGUIN SALINAS

Segundo Vocal

DR. ELMER SANTOS MORA

Tercer Vocal

M. EN C. RAUL MENDEZ ALBORES

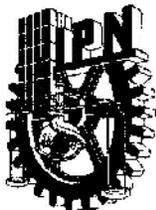
Secretario

DR. RICARDO OCTAVIO ARTURO MOTA PALOMINO

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. JAIME ROBLES GARCÍA SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION





INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

COORDINACION DE POSTGRADO E INVESTIGACION

CARTA CESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 4 de marzo de 2010, el que suscribe Felipe Martínez Cruz, alumno del Programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica, con número de registro B780244, adscrito a la Sección de Postgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es el autor intelectual del trabajo de tesis titulado **ANALISIS DE LA CONFIABILIDAD Y SU IMPACTO EN EL TIEMPO DE INTERRUPCION AL USUARIO EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA**, elaborado bajo la dirección del M. en C. Gilberto Enriquez Harper, y que cede los derechos del mismo al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor o del director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones f.martinezcruz@prodigy.net.mx o gilberto.enriquez@cfe.gob.mx, respectivamente. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente.


Felipe Martínez Cruz

DEDICO ESTA TESIS:

Al pueblo de MEXICO, al INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL y a la ESIME, 33 años después de mi primera titulación. Ahora con más conciencia, convicción y agradecimiento.

A LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, por haberme brindado la oportunidad de crecer como ingeniero y como persona, así como por permitirme luchar por ella unos años antes de que corazones amargados se confabularan para su asesinato, después de 108 años de existencia. A sus fundadores y a todos los que le aportaron su empeño y su creatividad.

A Don Arcadio y Doña Lidia, mis padres, quiénes después de llegar de la septentrional sierra poblana, se dieron a la tarea de construir una familia honesta, empeñosa y confiable, por su sacrificio, su amor y sus **principios**.

Al Ing. Adolfo García García, por haber sembrado en mí muchas cosas buenas, entre ellas el culto a la confiabilidad y cómo conseguir la credibilidad de los demás.

Al M. en C. Gilberto Enríquez Harper por su apoyo, por sus orientaciones para mejorar este trabajo y por su ejemplo de profesionista humano y nacionalista.

A Natalia Carlock Sosa, mi esposa, por haber aceptado el reto de acompañarme en el último tramo de mi vida.

A mis hijas Lidia Adriana, Irene y Ena. A mis hijos Luis Felipe y Juan Carlos.

A mis nietos x, xx y Yael.

A mis sobrinos.

A mis hermanas, hermanos y a sus respectivas parejas.

Fraternalmente, al Ing. Fidel Romero Licón, al C.P. Mauricio Salinas Herrera, al Ing. Adrián Vizuet Nava y al Lic. Benjamín Méndez Martínez.

Al Ing. Andrés Chávez Sañudo, por haberme obsequiado la oportunidad de ser funcionario de Luz y Fuerza del Centro, y por ese medio, servir a mi País.

Al Ing. Jaime F. Galindo Salgado, quien dio un impulso determinante a los cursos de confiabilidad y a la Semanas de la Calidad y Confiabilidad, laboratorios donde germinaron muchísimas ideas útiles para Luz y Fuerza del

Centro, para sus hombres, sus mujeres y donde se realizaron varios desarrollos originales en este campo de la ingeniería que fueron la simiente de este trabajo.

Al Ing. Juan Antonio Yebra Morón, por su extrema gentileza y el haberme enseñado qué es posible aprender sin maestro de los libros que están en espera de ser leídos, estudiados, comprendidos y aplicados.

A los Ingenieros Raúl Méndez Albores, Arturo López Malo Lorenzana, Miguel Angel Villaseñor Cardoza y Jesús Enrique Chong Quero, por haberme dado la oportunidad de volver a ser útil al Instituto Politécnico Nacional, a Luz y Fuerza del Centro y al Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey.

A mis maestros, desde la primaria hasta la maestría, incluyendo los facilitadores de los cursos de actualización y desarrollo, por haberme compartido sus conocimientos, su amor por la vida y sus secretos profesionales.

A mis compañeros de trabajo y colaboradores de cada una de las empresas donde me desempeñé, quienes me enseñaron que hay objetivos que no se pueden lograr individualmente y me apoyaron en la realización de muchos sueños.

A los Ingenieros José Antonio Navarrete Prado, René Taboada San Martín, Juan Manuel López Torres, Humberto Basilio González, Jaime Pérez Carrillo y sus estimadas esposas e hijos, agradeciéndoles su amistad y finas atenciones, en las aulas, en las canchas y en sus hogares.

A los compañeros y amigos: Miguel Angel Guzmán Melgarejo, Antonio Guadarrama Saucedo, José Antonio Castro Alarcón, Alvaro Vega Machorro, Raúl Carretero Aguas y Emilia Peña, todos ellos miembros de la Comisión Técnica del Sindicato Mexicano de Electricistas en el periodo 1987-1993, grupo de élite que gestó el sueño de revitalizar a Luz y Fuerza del Centro.

A los Ingenieros Felipe Pérez Flores, Conrado García Pastrana, José Luis Martínez Menchaca, Arturo Avila Ruiz, Ma. de la Luz Villanueva L. y Ernesto Mota Palomino, miembros de otro grupo de élite, en los albores de nuestra fantástica aventura por Luz y Fuerza del Centro.

Al Ing. Jaime Marín Crispín (+), a su apreciable esposa e hijas, como un recuerdo de quien fungió siempre como el hermano mayor que nunca tuve.

A mis amigos Ing. Víctor Montoya Fernández, Ing. Rubén Aduato Martínez y Lic. Enrique Cardiel Pérez, por todos los momentos felices que hemos vivido durante los 50 años de nuestra amistad.

Al Ing. Víctor Jesús Ramírez Montufar, quien siempre me apoyó con su aliento, sus sugerencias atinadas y paquetes de programación necesarios para que mis colaboradores trabajaran de manera más eficiente.

Al Ing. Francisco Javier Corza Plancarte, quien en toda circunstancia me brindó su amistad y me proporcionó la información técnica necesaria para presentar propuestas de solución sólidas, antes y después de mi jubilación.

A Rosalva y Angelia por compartirme su tiempo, energía, entusiasmo y cariño.

A mis dos grandes amigas Angelina Carlock Sosa y Pía Tinajero Franco, quienes en dos diferentes etapas de mi vida, me regalaron su aprecio, su respaldo y su ánimo.

A mis alumnos de 30 generaciones.

Por último y muy especialmente a todas las mujeres trabajadoras de Luz y Fuerza del Centro, por su ejemplo de honestidad, entrega y profesionalismo, como un homenaje a esos seres humanos incorruptibles, que lucharon con una gran fuerza y convicción por su fuente de trabajo después de su extinción, arriesgando incluso su vida.

AGRADECIMIENTOS ESPECIALES.

A todos los ingenieros que aportaron sus ideas y entusiasmo para que la teoría de la confiabilidad fuera una herramienta real de trabajo en la tarea de mejorar el servicio que ofreció la extinta Luz y Fuerza del Centro.

A los miembros del jurado, Dr. Daniel Olguín Salinas, Dr. Elmer Santos Mora, M. en C. Raúl Méndez Albores, Dr. Ricardo Mota Palomino, por las correcciones sugeridas, las cuales hicieron posible una mejora substancial de esta tesis.

Fallan las estadísticas y los pronósticos,
Fallan los equipos, los aparatos y los instrumentos.
Fallan las estrategias, los sistemas sociales y las estructuras administrativas, y
Falla el hombre,
especialmente cuando se ve sujeto a condiciones de poca exigencia, a condiciones muy demandantes, a sentimientos de rencor o envidia, o bien, a jugosas tentaciones,
Pero hay algo que nunca falla: **LOS PRINCIPIOS.**

fmc - mayo de 2010

RESUMEN.

En este trabajo de tesis, con base a la técnica de cortes mínimos y a la de frecuencia y duración, se desarrollan algunas metodologías, que en conjunto con otras de dominio general, se usan para evaluar la confiabilidad individual y combinada de los subsistemas de transmisión y distribución en términos del tiempo de interrupción al usuario (TIU).

En el subsistema de transmisión, se desagregan los efectos de la red y de las subestaciones de distribución. En la parte de la red, se evalúan varias estructuras anilladas y diferentes grados de reserva en la capacidad de transformación de las subestaciones fuente. Por otro lado, en la parte de las subestaciones de distribución, se analizan los arreglos más usados en el sistema eléctrico mexicano, considerando la combinación de arquitecturas y tecnologías de fabricación de los interruptores, así como de nueva cuenta, la reserva de transformación.

Con la finalidad de evaluar la confiabilidad del sistema de potencia lo más globalmente posible, se propone la adecuación del método tradicional para el cálculo de la confiabilidad de redes de distribución, con el propósito de incluir los efectos de la red de transmisión y de la subestación de distribución. En todos los casos, la herramienta de cálculo es la hoja electrónica.

Al final del trabajo, se hacen algunas propuestas a nivel del subsistema de distribución, enfocadas a la reducción del tiempo de interrupción por usuario. En cada una de ellas, se realiza un análisis económico para su comparación y selección, usando para ello, además de los indicadores tradicionales, el indicador "Incremento Unitario del Costo Inicial (IUCI)", desarrollado en el trabajo.

ABSTRACT.

In this thesis, using minimal cuts plus frequency and duration technique, some approaches have been developed, which with some others that are known, are applied for the evaluation of the individual and combined reliability of transmission and distribution subsystems in terms of the user average curtailment time.

In transmission, the effects of network and distribution substations have been disjointed. In the portion of the network some ringed structures and different transformation capacity reserves in the source substations are evaluated. In the other hand, in distribution substations, the most used arrangements in Mexican electric system have been analyzed, considering the combination of architecture and manufacturing technology of the circuit breakers, as well as the transformation capacity reserve, again.

In order to calculate the power system reliability more globally, it is proposed some changes in the traditional distribution subsystem reliability evaluation approach to include the effects of the transmission network and the distribution substation. In all the cases, the calculation tool was the electronic sheet.

At the end, some proposals in the distribution subsystem are offered in order to reduce the user average curtailment time. In all of them, it is accomplished an economic evaluation to compare and select them, using, in addition to traditional indexes, the Initial Cost Unitary Increment, developed in the thesis.

CONTENIDO.

	Pág.
Resumen	i
Abstract	ii
Contenido	iii
Nomenclatura	vi
Glosario	viii
Lista de figuras	xi
Lista de tablas	xiii
CAPITULO 1 Introducción.	
1.1 Objetivo	1
1.2 Justificación	1
1.3 Estado del arte	2
1.4 Aportaciones de la tesis	4
1.5 Estructura de la tesis	4
CAPITULO 2 Metodologías.	
2.1 Contextualización	7
2.2 Definición de confiabilidad	9
2.3 Indicadores de confiabilidad	11
2.4 Aplicaciones de los indicadores de confiabilidad	11
2.5 Aspectos introductorios a la teoría de la confiabilidad	12
2.6 Confiabilidad de los componentes reparables	17
2.7 Confiabilidad de sistemas simples	19
2.8 Confiabilidad de sistemas complejos	21
2.9 Procesos continuos de Markov	23
2.10 Método de frecuencia y duración	26
2.11 Método de frecuencia y duración. Evaluación aproximada	30
2.12 Combinación del método de cortes mínimos con el método de frecuencia y duración	35

**CAPITULO 3 Confiabilidad del Subsistema de Transmisión.
Arquitecturas anilladas.**

3.1	Enfoque tradicional de los estudios de confiabilidad	37
3.2	Caso de Estudio 0. Redes anilladas con una sola fuente infalible	39
3.3	Caso de Estudio I. Redes anilladas con fuentes infalibles	42
3.4	Caso de Estudio II. Red de doble anillo con fuentes finitas y falibles	45
3.5	Caso de Estudio III. Red de anillo sencillo con fuentes finitas y falibles	48
3.6	Caso de Estudio IV. Red de doble anillo con fuentes finitas y falibles múltiples	54
3.7	Efecto del nivel de reserva del equipo de transformación	58
3.8	Conclusiones del capítulo	59

CAPITULO 4 Confiabilidad de las Subestaciones de Distribución.

4.1	El enfoque intuitivo versus el enfoque cuantitativo.	61
4.2	Efecto de la arquitectura	62
4.3	Efecto de la tecnología	67
4.4	Efecto de la alternancia	69
4.5	Confiabilidad de la subestación completa	70
4.6	Efecto de la reserva de la capacidad de transformación	76
4.7	Combinaciones “arquitectura-tecnología”	79
4.8	Aplicación de interruptores extraíbles	81
4.9	Conclusiones del capítulo	84

CAPITULO 5 Confiabilidad del Conjunto “Transmisión-Subestación-Red de Distribución”.

5.1	Metodología para evaluar la confiabilidad de un sistema aéreo de distribución	85
5.2	Indicadores de confiabilidad para el subsistema de distribución	86
5.3	Confiabilidad del conjunto “transmisión-subestación-red de distribución”	86
5.4	Algunas acciones inútiles	91
5.5	Algunas variantes adicionales interesantes	93
5.6	Resumen de casos	94
5.7	Propuestas para la reducción del TIU	95
5.8	Conclusiones del capítulo	100

CAPITULO 6 Evaluación económica.

6.1	La confiabilidad y la ingeniería económica	101
6.2	Magnitud de las interrupciones	102
6.3	Costo de las interrupciones	103
6.4	Costo global de una alternativa técnica	107
6.5	Incremento unitario del costo inicial (IUCI)	109
6.6	Relación beneficio-costos (RBC)	112

6.7	Evaluación económica de las alternativas propuestas para reducir el TIU	114
6.8	Conclusiones del capítulo	120

CAPITULO 7 Conclusiones y recomendaciones.

7.1	Conclusiones	121
7.2	Recomendaciones	122

Referencias bibliográficas 125**APENDICE I Conceptos Básicos de la Teoría de la Probabilidad.**

I.1	Procesos aleatorios, desarrollo histórico y aplicaciones	133
I.2	Espacio muestral, eventos y diagramas de Venn	135
I.3	Eventos compuestos y especiales	136
I.4	Definiciones de probabilidad, eventos mutuamente excluyentes y la regla de la suma de las probabilidades	137
I.5	Principio fundamental del conteo	143
I.6	Algunos teoremas para eventos compuestos	144
I.7	Probabilidad condicional, eventos independientes y la regla de la multiplicación de las probabilidades	146
I.8	Variables aleatorias	148
I.9	Distribuciones de probabilidad	150
I.10	La distribución exponencial	152
I.11	Cadenas de Markov	155

APENDICE II Indicadores de Confiabilidad de los Subsistemas de Distribución.

II.1	Indicadores asociados con interrupciones permanentes	162
II.2	Indicadores asociados con la carga	164
II.3	Indicadores asociados con interrupciones momentáneas	165

NOMENCLATURA.

CONFIABILIDAD.

Símbolo	Concepto	Capítulo
A	Disponibilidad: $A=1-U$	2
$E(y)$	Valor esperado de la variable aleatoria (y)	AI
$f(x)$	Función de densidad o distribución de probabilidades	AI
$F(X)$	Función de probabilidad acumulada	AI
'm	Tiempo medio de operación Tiempo medio a la falla ($m=MTTF$)	2
' m_i	Duración del i-ésimo intervalo de operación	2
M	Tiempo acumulado de operación	2
'p	Probabilidad de éxito o de funcionamiento	2
P_0	Indisponibilidad , probabilidad límite de falla o probabilidad de falla de largo plazo	2
P_1	Disponibilidad , probabilidad límite de operación o probabilidad de operación de largo plazo	2
$P_0(t)$	Probabilidad de falla en el tiempo (t)	2
$P_1(t)$	Probabilidad de estar operable en el tiempo (t)	2
'q	Probabilidad de fracaso o de falla	2
$Q(t)$	Función de inconfiabilidad	2
'r	Tiempo medio de reparación (o falla) Tiempo medio a la reparación ($r=MTTR$) Tiempo de interrupción de una sección del alimentador Tiempo de interrupción promedio	2 2 5 5
' r_i	Duración del i-ésimo intervalo de reparación	2
R	Tiempo acumulado de falla, Indisponibilidad anual en horas	2
$R(t)$	Función de confiabilidad o supervivencia	2
't	Tiempo del ciclo "operación-falla": $t=m+r$ Tiempo medio entre fallas ($MTBF=m+r$)	2
T	Intervalo de observación de un componente 'no reparable	2
T	Periodo de observación de un componente 'reparable= $M+R$	2

TIU	Tiempo de interrupción al usuario	
U	Indisponibilidad (como probabilidad)	2
U	Indisponibilidad anual en horas = λr	2
λ	Tasa de fallas: $\lambda=1/m$	2
μ	Tasa de reparación: $\mu=1/r$	2

INGENIERIA ECONOMICA.

Símbolo	Concepto	Capítulo
A	Costo anual de las interrupciones	6
E	Energía interrumpida	6
f(i,n)	Factor de conversión de (n) anualidades a valor presente	6
IUCI	Incremento unitario del costo inicial	6
Ki	Factor de impacto económico	6
P	Valor presente de los costos anuales de interrupción	6
RBC	Relación beneficio-costo	6

GLOSARIO.

A. COMPONENTES DEL SISTEMA DE POTENCIA.

Subestación fuente.- Conjunto de equipos cuya finalidad es transformar el voltaje de 400 a 230 kV.

Subestación de distribución.- Conjunto de equipos que transforman el voltaje de 230 a 23 kV.

Red de transmisión.- Conjunto de líneas de transmisión con voltajes de operación de 400 o 230 kV.

Red de distribución.- Conjunto de alimentadores con voltaje de operación de 23kV.

B. CONFIABILIDAD.

Consumidor/usuario.- Un punto de servicio medido de energía eléctrica para el cual se tiene activada una cuenta para facturación.

Disponibilidad.- Fracción del tiempo en el que un componente o un sistema desarrolla la función para el que fue creado.

Evento Mayor.- Aquel cuya características exceden los límites de diseño y/u operación del sistema eléctrico de potencia.

Indisponibilidad.- Fracción del tiempo en el que un componente o un sistema se encuentra en el estado de falla en un periodo dado.

Interrupción.- La pérdida del servicio por uno o más consumidores. Es el resultado de la salida de uno o más componentes, dependiendo de la configuración del sistema.

Interrupción momentánea.- Una operación única de un dispositivo de interrupción (por ejemplo un restaurador) que resulta en un voltaje cero, la cual deja sin servicio a uno o más consumidores.

Interrupción no planeada.- Aquella que es originada por una salida no planeada.

Interrupción sostenida o permanente.- Cualquier interrupción no clasificada como momentánea; esto es, una interrupción con duración mayor a 5 minutos.

Interrupción planeada.- La pérdida de energía eléctrica que resulta cuando un componente se pone fuera de servicio en un tiempo y una duración previamente seleccionados, generalmente para fines de construcción, mantenimiento preventivo o reparación.

Salida forzada.- El estado de un componente cuando no está disponible para desarrollar su función debido a un evento no planeado directamente asociado con el componente.

Salida planeada.- El estado de un componente cuando no está disponible para desarrollar su función debido a un evento planeado, asociado directamente con el componente.

Tasa de fallas.- Parámetro que define la rapidez con que un componente o sistema va a fallar. En términos prácticos es el número de fallas por unidad de tiempo.

Tasa de reparación.- Parámetro que define la rapidez con que un componente o sistema va a ser reparado. En términos prácticos es el número de reparaciones que ocurrirían en un periodo dado.

Tiempo de interrupción al usuario (TIU).- Es un valor estadístico igual al promedio del tiempo en que un usuario de un sistema eléctrico ha dejado de recibir el servicio de energía eléctrica, considerando el total de los usuarios del sistema y **excluyendo las fallas con duración igual o menor a cinco minutos.**

Tiempo medio de operación.- Es el valor promedio en que un componente se encuentra en funcionamiento, antes de que tenga la siguiente falla.

Tiempo medio de reparación.- Es el valor promedio en que un componente tarda en entrar en funcionamiento, después de una falla.

C. INGENIERIA ECONOMICA.

Relación Beneficio/Costo (RBC).- Indicador usado para la selección de alternativas que resulta del cociente de los beneficios o ahorros asociados con la alternativa entre la inversión adicional necesaria.

Incremento Unitario del Costo Inicial (IUCI).- Indicador que resulta de dividir la diferencia de costos iniciales por MVA de carga, entre la diferencia de tiempos de interrupción, tomando como alternativa de referencia la que

tenga un tiempo de interrupción más próximo a 100 minutos. Sus unidades es [pesos/MVA/min de TIU].

LISTA DE FIGURAS

Figura	Descripción	Pág.
Figura 2.1	Interrelación entre los campos de la calidad, la confiabilidad y la seguridad	7
Figura 2.2	Función de Confiabilidad $R(t)$ e Inconfiabilidad $Q(t)$	13
Figura 2.3	Probabilidad de falla de un componente en $T < t < 2T$	14
Figura 2.4	Variabilidad de la tasa de fallas durante la vida útil de un componente	17
Figura 2.5	Estados e historia de un componente reparable	18
Figura 2.6	Red de confiabilidad de n elementos en serie	20
Figura 2.7	Red de confiabilidad de n elementos en paralelo	20
Figura 2.8	Espacio de estados de un componente reparable	23
Figura 2.9	Espacio de estados de dos componentes reparables	28
Figura 2.10	Equivalente serie de dos componentes	31
Figura 2.11	Equivalente paralelo de dos elementos	34
Figura 3.1	Efecto de cada segmento en la confiabilidad del servicio	37
Figura 3.2	Red para el caso de estudio I	39
Figura 3.3	Red de confiabilidad para los puntos de carga C_1 y C_3	40
Figura 3.4	Red de confiabilidad para los puntos de carga C_1 y C_3 , con la línea L_5 en servicio	41
Figura 3.5	Arquitectura de anillo sencillo con fuentes infalibles	43
Figura 3.6	Equivalente de confiabilidad para cada punto de carga	44
Figura 3.7	Arquitectura de doble anillo con fuentes infalibles	45
Figura 3.8	Arquitectura de doble anillo con fuentes falibles	46
Figura 3.9	Red de cortes mínimos para cada punto de carga	47
Figura 3.10	Arquitectura de anillo sencillo con fuentes falibles	48
Figura 3.11	Red de cortes mínimos que producen una afectación de 330MVA	49
Figura 3.12	Red de cortes mínimos que producen una afectación de 2.5x330MVA	49
Figura 3.13	Red de cortes mínimos que producen una afectación de 2x330MVA	49
Figura 3.14	Estados de afectación parcial de un sistema	52
Figura 3.15	Arquitectura de doble anillo con fuentes múltiples	54
Figura 3.16	Red de cortes mínimos que producen una afectación de 275MVA	55
Figura 3.17	Red de cortes mínimos que producen una afectación de 220MVA	55

Figura 3.18	Resumen de casos	57
Figura 3.19	Efecto de la reserva de transformación	58
Figura 4.1	Arquitecturas típicas de subestaciones.	62
Figura 4.2	Arquitectura de doble barra y su simplificación	63
Figura 4.3	Arquitectura en anillo con alternancia total	65
Figura 4.4	Arquitectura de interruptor y medio con diferentes alternancias	69
Figura 4.5	Arquitectura de la subestación del caso de estudio IX	70
Figura 4.6	Estados de falla y cortes mínimos de la subestación del caso de estudio IX	72
Figura 4.7	Estados de falla y cortes mínimos de la subestación del caso de estudio X	76
Figura 4.8	Estados de falla y cortes mínimos de la subestación del caso de estudio XI	77
Figura 4.9	Efecto del nivel de carga sobre la confiabilidad de la subestación	78
Figura 4.10	Arquitecturas de alta y media tensión	94
Figura 4.11	Arreglo "H" con interruptores extraíbles en alta tensión	96
Figura 5.1	Arquitectura del alimentador base	87
Figura 5.2	Alimentador con respaldo por enlace	89
Figura 5.3	Áreas servidas por subestaciones grandes y pequeñas	95
Figura 5.4	Efecto de incrementar el número de alimentadores por SE	96
Figura 5.5	Arquitectura de alimentadores redundantes	97
Figura 5.6	Detalle de la transferencia en baja tensión	97
Figura 5.7	Cobertura con alimentadores redundantes	98
Figura 6.1	El costo de la confiabilidad y el costo global óptimo	101
Figura 6.2	Distribución del tiempo de interrupción por subsistema	103
Figura 6.3	Diagrama de flujo de efectivo de 30 anualidades	108

LISTA DE TABLAS

Tabla	Descripción	Pág.
Tabla 2.1	Tasas de entrada y salida de cada estado	29
Tabla 2.2	Probabilidades y frecuencia de cada estado	30
Tabla 3.1	Resultados de confiabilidad del caso de estudio I, sin la línea L ₅	40
Tabla 3.2	Resultados de confiabilidad del caso de estudio I, con la línea L ₅ en servicio	42
Tabla 3.3	Parámetros de confiabilidad para el equivalente serie de los 15 cortes	47
Tabla 3.4	Resultados de confiabilidad para cada estado de falla	50
Tabla 3.5	Parámetros globales preliminares	51
Tabla 3.6	Parámetros homologados y globales finales	53
Tabla 3.7	Tiempo medio de falla por estado y global	54
Tabla 3.8	Resultados para cada estado de falla con reserva del 20%	56
Tabla 3.9	Tasa de falla global con reserva del 20%	56
Tabla 3.10	Resultados finales con reserva del 20%	56
Tabla 3.11	Resultados para cada estado de falla con reserva del 30%	58
Tabla 3.12	Tasa de falla global con reserva del 30%	59
Tabla 3.13	Resultados finales con reserva del 30%	59
Tabla 4.1	Parámetros de confiabilidad e indisponibilidad anual de interruptores	62
Tabla 4.2	Probabilidad de los estados de la subestación del caso de estudio V	64
Tabla 4.3	Tiempo anual de los estados de la subestación del caso de estudio V	64
Tabla 4.4	Probabilidad de los estados de la subestación del caso de estudio VI	66
Tabla 4.5	Tiempo anual de los estados de la subestación del caso de estudio VI	66
Tabla 4.6	Probabilidad de los estados de la subestación del caso de estudio VII	67
Tabla 4.7	Tiempo anual de los estados de la subestación del caso de estudio VII	68
Tabla 4.8	Combinaciones "Arquitectura-Tecnología". Indisponibilidades globales del servicio	68

Tabla 4.9	Costo de inversión de las nueve combinaciones	69
Tabla 4.10	Parámetros de confiabilidad de los componentes de la subestación	71
Tabla 4.11	Resumen de los parámetros de los cortes	73
Tabla 4.12	Parámetros de los estados de falla y globales del caso de estudio IX	75
Tabla 4.13	Parámetros de los estados de falla y globales del caso de estudio X	77
Tabla 4.14	Parámetros de los estados de falla y globales del caso de estudio XI	78
Tabla 4.15	Combinación de arquitecturas y tecnologías	79
Tabla 4.16	Indicadores de confiabilidad de las subestaciones con carga al 80%	80
Tabla 4.17	Costos de inversión	80
Tabla 4.18	Indicadores de confiabilidad de las subestaciones con carga al 60%	81
Tabla 4.19	Resultados para el arreglo "H"- Transformadores al 80%- Interruptores neumáticos	82
Tabla 4.20	Resultados para el arreglo "H"- Transformadores al 80%- Interruptores en SF ₆	83
Tabla 4.21	Resultados para el arreglo "H"- Transformadores al 80%- Interruptores extraíbles	83
Tabla 4.22	Resultados para el arreglo "H"- Transformadores al 60%- Interruptores neumáticos	83
Tabla 4.23	Resultados para el arreglo "H"- Transformadores al 60%- Interruptores en SF ₆	83
Tabla 4.24	Resultados para el arreglo "H"- Transformadores al 60%- Interruptores extraíbles	83
Tabla 5.1	Parámetros de confiabilidad de los componentes	86
Tabla 5.2	Evaluación de la confiabilidad del alimentador del caso de estudio XIII	88
Tabla 5.3	Confiabilidad del conjunto "Transmisión-Subestación-Red de Distribución"	88
Tabla 5.4	Confiabilidad con enlace a una fuente infalible alterna	89
Tabla 5.5	Confiabilidad del alimentador con enlace, monitoreo y telecontrol	90
Tabla 5.6	Confiabilidad del alimentador con enlace, telecontrol y subestación infalible	91
Tabla 5.7	Confiabilidad del alimentador con telecontrol, sin enlace	92
Tabla 5.8	Confiabilidad del alimentador con enlace, telecontrol y una subestación de baja confiabilidad	93
Tabla 5.9	Confiabilidad del alimentador radial con la mitad de longitud	94
Tabla 5.10	Resumen de resultados	94
Tabla 5.11	Confiabilidad del alimentador 1	99

Tabla 5.12	Confiabilidad del alimentador 2	99
Tabla 5.13	Confiabilidad con el respaldo recíproco de los alimentadores 1 y 2	100
Tabla 6.1	Las doce interrupciones mayores en Estados Unidos en el periodo 1974-1979	102
Tabla 6.2	Costos de interrupción en los servicios industriales (EUA)	104
Tabla 6.3	Costos de interrupción industriales	105
Tabla 6.4	Costos de interrupción comerciales	105
Tabla 6.5	Costos de interrupción residenciales	105
Tabla 6.6	Factores de impacto económico (Ki) y costo de las Interrupciones	106
Tabla 6.7	Valores típicos del factor de impacto económico (Ki)	107
Tabla 6.8	Costo y confiabilidad de las subestaciones analizadas en el capítulo 4	110
Tabla 6.9	Diferencia de costos, de las confiabilidades y el IUCI resultante	111
Tabla 6.10	Costo global y RBC de las subestaciones estudiadas	113
Tabla 6.11	Datos fuente para la evaluación de la Alternativa B	114
Tabla 6.12	Evaluación económica de 8 y 16 alimentadores por SE (Alternativa B)	115
Tabla 6.13	Resultados finales para la Alternativa B	115
Tabla 6.14	Datos fuente para la evaluación económica de de la Alternativa C	115
Tabla 6.15	Evaluación económica del caso de estudio XIV	116
Tabla 6.16	Indicadores de decisión para la Alternativa C	116
Tabla 6.17	Datos generales de la instalación de la planta de emergencia	117
Tabla 6.18	Evaluación de la alternativa D	118
Tabla 6.19	Resultados para la alternativa D con diferentes valores de TIU	118
Tabla 6.20	Comparación del IUCI para diferentes opciones de reducción del TIU	119

Capítulo 1.

INTRODUCCION.

En este documento se reportan los resultados de la tesis “Análisis de la Confiabilidad y su Impacto en el Tiempo de Interrupción al Usuario en Sistemas Eléctricos de Potencia”.

1.1 OBJETIVO.

Evaluar individualmente y de manera combinada la confiabilidad de los subsistemas de transmisión y de distribución de un sistema eléctrico de potencia. El primero de ellos con estructuras anilladas, y el segundo, en su modalidad aérea, con la finalidad de explorar y analizar alternativas que conduzcan a la reducción del tiempo de interrupción al usuario.

1.2 JUSTIFICACION.

Las presiones y exigencias de los usuarios de la energía eléctrica para recibir un servicio con máxima continuidad se intensifican cada vez más; esto obliga a explorar nuevas soluciones en las arquitecturas de los sistemas de potencia y en el diseño de los equipos componentes. Para ello, es necesario contar con métodos cuantitativos que proporcionen la confiabilidad de los diferentes segmentos de un sistema de potencia, con los que será posible diseñarlos o rediseñarlos con base a criterios de planeación probabilísticos, abandonando los métodos deterministas muy usados en México, los cuales poseen un alto grado de empirismo e intuición.

Estas metodologías probabilísticas obligarán a las empresas eléctricas a construir y mantener estadísticas de falla de los diversos componentes, las cuales, junto con los métodos de evaluación, indicarán de manera natural la detección de puntos débiles del sistema y las causas de falla recurrentes, generando la posibilidad de atender y aprovechar todas estas áreas de oportunidad.

Con frecuencia, los resultados que se obtienen por esta vía son sorprendentes, como se verá a lo largo de este trabajo.

1.3 ESTADO DEL ARTE.

El origen del desarrollo de la teoría de la confiabilidad puede ubicarse en la Segunda Guerra Mundial (1939-1945), cuando se reportó la primera evaluación formal de confiabilidad en el mundo, mediante la explicación sobre el pobre desempeño de los misiles alemanes V1 y V2, los cuales estaban contruidos con un número grande de componentes considerados altamente confiables. El resultado fundamental de esta experiencia fue que “la confiabilidad de un sistema donde la falla de cualquier componente puede causar la falla del sistema, es el producto de las confiabilidades de los componentes (independientes), de modo que la confiabilidad global es mucho menor que la peor de las confiabilidades individuales”. Hoy día, este resultado es de todos conocido, pero en ese entonces, ello fue una gran revelación [1].

Después de la guerra, las siguientes aplicaciones de los estudios de confiabilidad fueron en las industrias electrónica, nuclear y espacial donde se demandaba una alta confiabilidad debido a la creciente complejidad de los sistemas y a las consecuencias de las fallas, siendo la teoría de la confiabilidad el medio para satisfacer estas necesidades. Puesto que en la mayoría de estos campos, el tiempo a la primera falla era de importancia central, la teoría de los componentes y sistemas **no reparables** tuvo un fuerte desarrollo. Actualmente, los estudios de confiabilidad son llevados a cabo en prácticamente todos los campos de la ingeniería y se tienen disponibles en la literatura descripciones de una amplia variedad de aplicaciones, involucrando tanto sistemas reparables como no-reparables.

Los primeros estudios de confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia fueron enfocados al dimensionamiento de la capacidad de reserva de generación. La necesidad de tales estudios basados en una técnica probabilística, fue consignada en varias publicaciones en los años 1930's, ocurriendo la primera contribución significativa en 1937 bajo la autoría del ingeniero Calabrese [2]. Propuestas posteriores fueron integradas en un reporte del Comité de la American Institute of Electrical Engineers (AIEE) en 1960 [3] y a principios de esa década, algunos de estos métodos se convirtieron en procedimientos de rutina en varias empresas eléctricas de los Estados Unidos. Simultáneamente, se hicieron esfuerzos para extender las investigaciones a los subsistemas de transmisión y distribución, utilizando técnicas analíticas más complejas, tales como los Procesos de Markov [4, 5].

Los estudios de confiabilidad de los sistemas de potencia, recibieron un nuevo impulso en Estados Unidos después del disturbio de noviembre de 1965 cuando grandes extensiones del oriente de ese país y de Canadá sufrieron la falta de suministro por varias horas. Como consecuencia directa de este evento, grupos de empresas eléctricas interconectadas formaron nueve grupos

de estudio, conjuntados en el Consejo Nacional de Confiabilidad Eléctrica (National Electric Reliability Council- NERC). Estos grupos, cuya membresía incluía a la mayoría de empresas eléctricas de ambos países, coordinaron a partir de ese momento los planes de expansión y procedimientos de operación de los sistemas miembros y promovieron el desarrollo de criterios y métodos de cálculo de la confiabilidad.

Durante el periodo 1968-1978, las investigaciones se extendieron en prácticamente todos los aspectos de la confiabilidad de los sistemas de potencia, incluyendo los métodos para la evaluación de la capacidad de reserva de generación. Mientras las investigaciones norteamericanas continuaron a favor de técnicas analíticas, en Europa varios programas fueron desarrollados utilizando técnicas de simulación de Monte Carlo.

El desarrollo de las técnicas de cálculo de la confiabilidad de los sistemas de potencia ha sido documentado en innumerables publicaciones; una buena orientación sobre la basta literatura que se ha acumulado a lo largo de los años se proporciona en la referencia [6], trabajo elaborado por el ingeniero Roy Billington. Es precisamente a este personaje a quién se le deben innumerables contribuciones al desarrollo de la teoría de la confiabilidad aplicada a los sistemas eléctricos de potencia, iniciando en 1970 con su libro “POWER SYSTEM RELIABILITY EVALUATION” [7] y continuando con varios textos más, destacando la que tiene por título “RELIABILITY EVALUATION OF ENGINEERING SYSTEMS, publicada en 1983 [8] y donde se muestra a la técnica de cortes mínimos como una herramienta de cálculo sencilla, práctica y con precisión suficiente.

Con relación a la confiabilidad de subestaciones se ha escrito mucho [9-12], sin embargo, no se aborda el problema completo, incluyendo en el mismo análisis la parte de alta tensión, la transformación y el equipo de media tensión, con la finalidad de ver donde está la parte débil de la subestación. A finales de los años 90's, el autor de esta tesis participó en estudios de confiabilidad con este último enfoque [13].

En el campo de los métodos para evaluar la confiabilidad de los sistemas aéreos de distribución, la primera publicación que presentó la técnica de frecuencia y duración fue la referencia [14], la cual data de 1973. En 1981 se presentó el artículo [15] en el que se aplicó este método a alimentadores con arquitectura triangular y protegidos con restauradores y seccionadores y finalmente en el año 2000, en la referencia [16] se aplicó la hoja electrónica para facilitar la evaluación, comparación y selección de las alternativas.

Recientemente, en la Sección de Postgrado e Investigación de la ESIME-IPN se han realizado aportaciones importantes al campo de la confiabilidad de redes aéreas de distribución, enfocándose los esfuerzos a la definición de la cantidad y localización de equipos de seccionamiento y restauración [17-19]

Finalmente, en el aspecto de convertir los resultados de los análisis de confiabilidad en valores y decisiones económicas, hay innumerables trabajos, entre los que pueden mencionarse las referencias [20, 21]

1.4 APORTACIONES DE LA TESIS.

En la tesis se desarrollan varios métodos de evaluación de la confiabilidad originales. El primero para calcular la confiabilidad de redes de transmisión anilladas con subestaciones fuente inicialmente infalibles, continuando con una visión más realista, como el caso de subestaciones fuente, finitas y falibles. El segundo método está dirigido a determinar la confiabilidad de las subestaciones de distribución y el tercero, a obtener la evaluación del conjunto “red de transmisión-subestación-red de distribución” en términos del tiempo de interrupción al usuario, tomando como base metodologías del dominio público.

El método que se refiere a la evaluación de la confiabilidad de las subestaciones permite determinar con precisión el tiempo de interrupción al usuario, dependiendo del arreglo, del tipo de interruptores y de la capacidad de reserva en los transformadores.

Se analiza la factibilidad económica de varias alternativas de solución a nivel del subsistema de distribución, enfocadas a reducir el tiempo de interrupción al usuario; entre ellas, el incremento de alimentadores por subestación y un esquema de alimentadores redundantes con fuentes independientes para servir a zonas y clientes que requieren una alta confiabilidad, como pueden ser zonas industriales.

Dentro de este último rubro se propone, además de las técnicas tradicionales, la utilización de un indicador económico denominado “Incremento Unitario del Costo Inicial (IUCI)”, el cual permite comparar alternativas técnicas en diferentes segmentos del sistema de potencia, como puede ser entre una acción en la red de transmisión, contra el mejoramiento de las subestación o de la red de distribución.

1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS.

En el capítulo 1 se presenta el proyecto de investigación de este trabajo de tesis, así como su objetivo y justificación. Se muestra el estado del arte en esta área de investigación y se plantea la importancia de su desarrollo.

En el capítulo 2 se aborda la importancia del mejoramiento de la confiabilidad del servicio de energía eléctrica y se describen los métodos clásicos de cálculo para sistemas serie-paralelo y sistemas más complejos, destacando el método de cortes mínimos y el método de frecuencia y duración, los cuales son combinados en los capítulos posteriores con el fin de obtener tanto la frecuencia de las fallas como su duración promedio.

En el capítulo 3 se desarrolla la metodología para evaluar la confiabilidad de redes de transmisión anilladas con subestaciones fuente infalibles, y posteriormente, con subestaciones fuente finitas y falibles.

En el capítulo 4 se hace lo propio para las subestaciones de distribución, considerando la combinación de diferentes arquitecturas con diferentes tecnologías de los interruptores.

En el capítulo 5 se describe la metodología para calcular la confiabilidad de una red aérea de distribución, que es de dominio general y se desarrolla la manera de integrar la confiabilidad equivalente de la red de transmisión y de las subestaciones.

En el capítulo 6 se revisa la metodología para establecer los costos debidos a las interrupciones de energía eléctrica y se realiza el análisis económico de las soluciones propuestas, combinando los costos de las interrupciones y los costos de inversión, proponiéndose como uno de los parámetros de selección al indicador “Incremento Unitario de Costo Inicial (IUCI)”.

En el capítulo 7 se presentan las conclusiones de la tesis. En ellas se muestra que los objetivos iniciales han sido satisfactoriamente alcanzados. No obstante, durante su desarrollo, han aparecido nuevas áreas de estudio que pueden ser abordadas en tesis posteriores.

Finalmente, en el Apéndice I se incluyen los conceptos básicos de la teoría de la probabilidad para una consulta rápida y directa, y en el Apéndice II un compendio de los indicadores de confiabilidad normalizados para subsistemas de distribución.

Capítulo 2. METODOLOGÍAS.

2.1 CONTEXTUALIZACION.

El estudio de los sistemas eléctricos de potencia se ha dividido en “sectores” con la finalidad de disminuir su dimensión y su complejidad; y de ese modo ir logrando su comprensión. Así se habla de estudios de flujos, estudios de corto circuito, estudios de estabilidad, estudios de coordinación de aislamiento, estudios de confiabilidad, etc. Esta sección tiene la finalidad de revisar las áreas relacionadas con la temática de la tesis y lograr el doble objetivo de ubicar y delimitar los alcances de la misma.

2.1.1 La calidad, la confiabilidad y la seguridad.

La calidad de la energía eléctrica, la confiabilidad o continuidad de su suministro y la seguridad del sistema de potencia tienen áreas en común, pero son campos que se pueden considerar “independientes”. La figura 2.1 intenta describir la interrelación entre estas tres áreas de estudio.

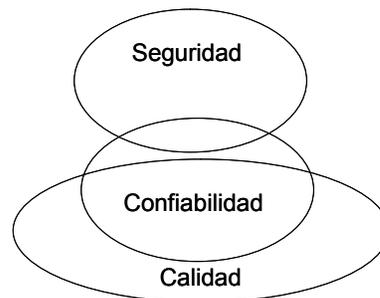


Figura 2.1

Interrelación entre los campos de la calidad, la confiabilidad y la seguridad.

La figura sugiere que ante todo está la seguridad del sistema, ya que si éste se desintegra, no habrá ni confiabilidad, ni calidad. Por otro lado, aunque la confiabilidad se considera parte de la calidad, la primera es más importante, ya que en general se prefiere un suministro de energía eléctrica con deficiencias en sus parámetros, que la ausencia total del servicio.

La seguridad de un sistema eléctrico de potencia está enfocada en saber en cual de varios estados posibles se encuentra el sistema, siendo éstos el estado normal, el de alerta, de emergencia, extremis o el restaurativo. En el estado normal todo transcurre sin alteraciones; por el contrario, en el estado extremis, se han perdido una o más unidades generadoras, uno o más elementos de la red y los parámetros como voltaje y frecuencia están fuera de sus rangos admisibles y se ha colapsado parcial o totalmente el sistema. El campo de la seguridad tiene que ver con condiciones de operación de alto riesgo que pueden llevar al sistema a interrupciones de grandes proporciones.

Por otro lado, los estudios de confiabilidad se refieren a “predecir” el desempeño de un sistema en cuanto a la continuidad de su funcionamiento, incluyendo interrupciones permanentes y momentáneas, mientras que el concepto de “calidad de la energía” tiene que ver con los eventos indeseables que causan afectaciones a los usuarios o consumidores, tales como [22]:

- Magnitud del voltaje en estado estable (regulación).
- Desbalance de voltaje entre fases.
- Sobrevoltajes con duración máxima de un minuto (swells).
- Subvoltajes entre 10 y 90% del voltaje nominal (sags) con duración máxima de un minuto.
- Distorsión armónica.
- Desviación de la frecuencia (+/- 0.05 Hz)
- Ruido eléctrico (200 kHz)

Existen alteraciones adicionales, tales como los “flickers”, “spikes”, “notches”, etc. [23]

Finalmente, se comenta que existen zonas de traslape entre la seguridad y la confiabilidad, ya que la falla de equipos de protección, tales como apartarrayos, relevadores, transformadores de instrumento, etc. han terminado en el colapso. Otro caso posible, es el de una falla normal en una línea de transmisión que provoca la sobrecarga de la red con disparos en cascada de las líneas restantes hasta el apagón de bastas zonas geográficas.

2.1.2 Planificación de la expansión de los sistemas eléctricos en mercados de energía competitivos.

Los métodos para planificar la expansión de los sistemas eléctricos de potencia en ambientes desregulados, se han convertido en un tópico prioritario en los últimos años. La industria eléctrica se ha movido de los mercados de electricidad monopólicos hacia los mercados competitivos. En un mercado competitivo, el precio y la calidad de la energía entregada, incluyendo calidad del voltaje y confiabilidad del servicio, son los factores principales para el éxito

del negocio. Un factor clave en los ambientes competitivos es la orientación hacia las necesidades de los usuarios y la voluntad de ellos para pagar la calidad. En este contexto, la planificación de la expansión se enfoca al problema de ampliar y fortalecer la red de transmisión y el parque de generación existentes para satisfacer **óptimamente** el crecimiento de la demanda, satisfaciendo un conjunto de condiciones económicas y técnicas. El problema consiste en minimizar el costo sujeto a la condición del nivel de confiabilidad. Para ello se dispone de varias técnicas, entre las que destacan la denominada en inglés “branch and bound” y los algoritmos genéticos. Estas técnicas son probabilísticas, se enfocan a la confiabilidad nodal del sistema en términos del indicador LOLE (Loss of Load Expectancy), en español, Valor Esperado de la Pérdida de Carga, las cuales substituyen o complementan los criterios de confiabilidad determinísticos, tales como el análisis de contingencia sencilla y doble contingencia [24].

2.1.3 Las protecciones, la confiabilidad y la calidad de la energía.

Las nuevas condiciones de los mercados desregulados también han afectado el diseño de los sistemas de protección con la finalidad de evitar o reducir alteraciones de corta duración a la calidad del suministro [23]. Así mismo, se está prestando cada vez más atención al impacto de las fallas de los equipos de protección sobre la confiabilidad y la seguridad del suministro. En este último renglón, se ha determinado que el impacto de la falla de las protecciones sobre el valor global de la confiabilidad es del orden del 4% [25]. Ello se debe a que los relevadores son equipos de muy alta confiabilidad, pero que sin embargo cuando fallan las consecuencias suelen de gran magnitud.

2.1.4 ¿Porqué usar el TIU como medida de la confiabilidad?

La literatura establece un sin número de indicadores de confiabilidad para los subsistemas de distribución, tanto para fallas permanentes como temporales o momentáneas (ver Apéndice II) [26]. Se ha elegido como indicador principal de la confiabilidad en esta tesis al tiempo de interrupción al usuario (TIU) por ser el aplicado actualmente como indicador oficial y único en el sistema eléctrico mexicano, indicador que equivale al SAIDI usado internacionalmente y que solo considera fallas permanentes con duración igual o mayor a 5 minutos. Sin embargo la caracterización de la confiabilidad se complementa en todos los casos con parámetros tales como la tasa o frecuencia esperada de las fallas y el tiempo medio de las mismas.

2.1.5 El alcance del trabajo.

El presente trabajo de tesis se enfoca únicamente a la evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia en términos del tiempo de

interrupción al usuario, incluyendo el desempeño de los subsistemas de transmisión y distribución ante fallas permanentes, con la finalidad de definir la estructura topológica de los mismos. Por lo tanto, excluye aspectos adicionales de la calidad de la energía, el efecto de las protecciones, de las condiciones meteorológicas adversas, interrupciones momentáneas y los demás índices normalizados de confiabilidad, usados para el monitoreo y la comparación de los sistemas de distribución.

2.2 DEFINICION DE CONFIABILIDAD.

Cuando se va a proyectar un nuevo sistema eléctrico, son nueve las consideraciones básicas que deben tomarse en cuenta: (1) Confiabilidad, (2) Seguridad, (3) Simplicidad de la operación, (4) Facilidades de mantenimiento, (5) Regulación de voltaje, (6) Flexibilidad (capacidad de expansión), (7) Eficiencia, (8) Impacto ambiental y (9) Costo global. El presente trabajo se enfoca hacia el primero y el último de estos requisitos.

Se define como confiabilidad a la probabilidad de que un componente o sistema desarrolle su función adecuadamente, en el periodo establecido y bajo las condiciones de operación establecidas [1].

Se enfatiza el hecho de que la confiabilidad se define mediante el concepto matemático de “probabilidad”. Esta es un aspecto fundamental, dado el carácter aleatorio del desempeño de cualquier sistema físico. Con lo anterior, el “grado de confianza” en el componente o sistema es cuantificado como la probabilidad de éxito, siendo posible también conocer la probabilidad de falla, que bien puede considerarse una medida de la “inconfiabilidad”.

El “**desempeño esperado**” puede ser muy diferente en diferentes aplicaciones. La definición anterior implica una clase especial de desempeño, donde un dispositivo o componente es exitoso si no ha fallado durante el tiempo establecido de servicio. La posibilidad de reparaciones después de una falla y de reanudar el servicio después de la reparación no está considerada todavía. Más bien, la definición anterior nace a partir del estudio de dispositivos no-reparables. En consecuencia, la confiabilidad de un dispositivo reparable necesita expresarse mediante otra u otras medidas distintas a la anterior. Un indicador de la confiabilidad típica en estos casos de elementos reparables, es la “disponibilidad”, la cual se define como: **La proporción de tiempo, en el largo plazo, que está en, o listo para, el servicio.**

Nuevamente, en la definición de la disponibilidad, existe una estrecha conexión con el “desarrollo de la función”. La disponibilidad, también es una medida probabilística: es la probabilidad de que el componente no se

encuentre en el estado de falla en un momento aleatoriamente seleccionado en el futuro lejano.

2.3 INDICADORES DE CONFIABILIDAD.

En la mayoría de los casos un solo indicador no describe totalmente el desempeño de un dispositivo o sistema, por ello aparece la necesidad de utilizar dos o más de diferente tipo. Un amplio número de indicadores generales y específicos se han definido en la teoría de la confiabilidad, los cuales pueden clasificarse en las siguientes categorías:

- ❑ **Probabilidades**, tales como la disponibilidad.
- ❑ **Frecuencias**, tales como el número promedio de fallas al año (tasa de fallas).
- ❑ **Duraciones**, como el tiempo medio a la falla, el tiempo medio entre fallas, la duración promedio de la fallas y el tiempo promedio (anual) de interrupción al usuario (TIU).
- ❑ **Valores esperados**, tales como la energía interrumpida promedio al año y el número de días con fallas del servicio al año.

Los valores esperados, como el de la energía interrumpida, ayudan a considerar el “peso” que tienen las fallas mayores en la confiabilidad, comparadas con las fallas marginales. **Todos los indicadores son cantidades probabilísticas.**

En la predicción de la confiabilidad, al igual que en todos los pronósticos, es **imposible** establecer cantidades exactas o certeras, ya que las afirmaciones acerca de los eventos futuros solo pueden hacerse en términos de valores promedio y de probabilidades asociadas con los posibles resultados. Esto explica porqué la probabilidad matemática tiene tan importante rol en la teoría de la confiabilidad. Por ello, se dedica en el Apéndice I un espacio extenso para abordar los conceptos básicos de esta herramienta matemática y en el Apéndice II se presentan los indicadores de confiabilidad normalizados para los subsistemas de distribución, cuya aplicación será extendida a las redes de transmisión y a las subestaciones de distribución.

2.4 APLICACIONES DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD.

Una vez que los indicadores de confiabilidad de un componente o del sistema quedan determinados, el diseñador puede darles diferentes aplicaciones, algunas de las cuales pueden ser:

- ❑ Si se cuenta con estándares mínimos de confiabilidad, a partir del desempeño del componente o sistema, éstos pueden aprobarse o rechazarse, o en su caso, corregirse.
- ❑ Hacer comparaciones de las diferentes alternativas de diseño como punto de partida para seleccionar la mejor.
- ❑ Los indicadores resultantes de estudios detallados de confiabilidad **pueden evidenciar puntos débiles del diseño** que motiven las acciones correctivas correspondientes.
- ❑ Los indicadores de confiabilidad pueden combinarse con consideraciones de costo y desempeño para realizar un juicio más global, antes de proceder a la selección final de la alternativa idónea.

De hecho, la confiabilidad es muy pocas veces vista de manera aislada, y por lo tanto, las decisiones en los ámbitos de planeación, diseño, operación y mantenimiento, están basadas invariablemente en varios factores, de los cuales uno de ellos es la confiabilidad. Uno de los propósitos del presente trabajo es mostrar las metodologías para generar la “entrada” de confiabilidad para estos procesos de decisión económica en el ámbito de los sistemas eléctricos de potencia.

2.5 ASPECTOS INTRODUCTORIOS A LA TEORIA DE LA CONFIABILIDAD.

2.5.1 Notación matemática.

Cuando se estén usando probabilidades independientes del tiempo, (p) representará la probabilidad éxito o de funcionamiento y (q) la probabilidad de fracaso o de falla. Cuando las cantidades en uso sean probabilidades que son función del tiempo, $R(t)$ representa a la confiabilidad y $Q(t)$ a la inconfiabilidad. Finalmente, cuando el número de una ecuación aparece sombreada, es indicio de que ya fue desarrollada con anterioridad y está siendo invocada nuevamente.

2.5.2 La distribución exponencial y la confiabilidad de los componentes no reparables.

2.5.2.1 Ley exponencial de la confiabilidad.

Generalmente la duración (t) o tiempo de vida útil de un componente, como puede verse en la sección (I.10) del Apéndice (I), es una variable aleatoria con distribución exponencial [8, 27, 28]. Si el componente empieza a trabajar en el

tiempo $t=0$, entonces la **probabilidad de falla o inconfiabilidad** del componente, durante el intervalo $t=T$, está dada por la ecuación (I.29):

$$Q(T) = P(t < T) = F(T) = 1 - e^{-\lambda T} \quad (2.1)$$

Y la probabilidad de que el componente no falle en ese intervalo, denotada por $R(T)$, será la probabilidad complementaria:

$$R(T) = P(t > T) = e^{-\lambda T} \quad (2.2)$$

A esta expresión se le llama **ley exponencial de la confiabilidad, función de confiabilidad, función de supervivencia**, o simplemente, confiabilidad del elemento (no reparable).

2.5.2.2 Confiabilidad e inconfiabilidad.

Otra forma de definir la **función de confiabilidad**, es:

$$R(T) = P(t > T) = \int_T^{\infty} \lambda e^{-\lambda t} dt = e^{-\lambda T} \quad (2.3)$$

Y la **función de inconfiabilidad**:

$$Q(T) = P(t < T) = \int_0^T \lambda e^{-\lambda t} dt = 1 - e^{-\lambda T} \quad (2.4)$$

Estas funciones se muestran en la figura 2.2. En la primera parte, las funciones $R(T)$ y $Q(T)$ son áreas bajo la curva, y en la segunda, son las ordenadas de cada función:

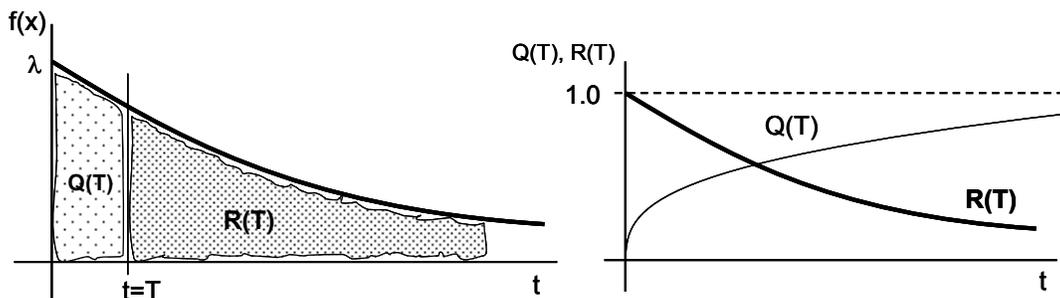


Figura 2.2
Función de Confiabilidad $R(t)$ e Inconfiabilidad $Q(t)$.

2.5.2.3 Propiedad característica de la ley exponencial de la confiabilidad. Probabilidad de falla a posteriori.

La probabilidad de falla **a priori** en el intervalo $t=T$, sin más información que el saber que en el tiempo $t=0$ inició su trabajo, está dada por la ecuación (2.4). Ahora, se trata de saber la probabilidad de que el componente falle en el siguiente intervalo de duración (T), **dado** que no ha fallado en el **primer intervalo** de duración (T). Gráficamente, esta probabilidad se representaría como sigue:

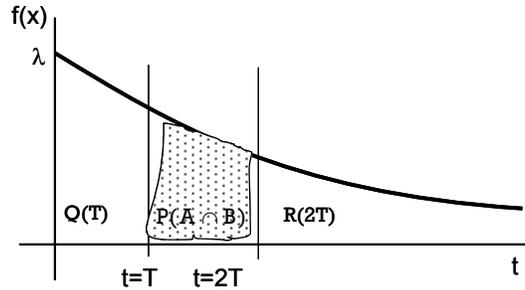


Figura 2.3

Probabilidad de falla de un componente en $T < t < 2T$.

Este problema puede resolverse aplicando el concepto de probabilidad condicional (ver sección I.7 del Apéndice I):

Probabilidad buscada: Probabilidad que falle en el segundo intervalo (Evento A), **dado** que no ha fallado en el primer intervalo (evento B). Matemáticamente, usando la ecuación (I.15) del Apéndice I, se tiene:

$$P(A \setminus B) = \frac{P(T < t < 2T)}{P(t > T)} = \frac{R(T) - R(2T)}{R(T)} = \frac{e^{-\lambda T} - e^{-2\lambda T}}{e^{-\lambda T}}$$

$$P(A \setminus B) = 1 - e^{-\lambda T}$$

A esta probabilidad se le puede llamar “**probabilidad a posteriori**” ($Q'(T)$) de que el componente falle en el siguiente intervalo de duración (T), dado que no ha fallado en el intervalo anterior:

$$Q'(T) = 1 - e^{-\lambda T} \tag{2.5}$$

Observando que la probabilidad a priori dada por la ecuación (2.4) y la probabilidad a posteriori por (2.5) son iguales, se concluye que: **La probabilidad de falla en cualquier intervalo de duración (T) es independiente del tiempo de operación previo y solo depende de la longitud del intervalo (T).** Esta importante propiedad de la distribución

exponencial conduce al concepto de que **esta distribución carece de memoria.**

Expandiendo la expresión (2.5) mediante una serie de Maclaurin [29], se tiene:

$$e^x = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots + \frac{x^n}{n!} \quad (2.6)$$

$$Q(T) = Q'(T) = 1 - e^{-\lambda T} = 1 - \left[1 - \lambda T + \frac{(-\lambda T)^2}{2!} + \frac{(-\lambda T)^3}{2!} + \dots \right]$$

Si $\lambda T \ll 1$, entonces:

$$Q(T) \cong \lambda T \quad (2.7)$$

$$R(T) \cong 1 - \lambda T \quad (2.8)$$

2.5.3 La tasa de fallas.

A partir de la ecuación (I.21) del Apéndice I, puede demostrarse que la derivada de la función de probabilidad acumulada $F(X)$ de una variable continua, proporciona la distribución de probabilidades $f(x)$ [8]. Para el caso de la función de inconfiabilidad $Q(T)$, su derivada proporciona la distribución $f(t)$:

$$f(t) = \frac{dQ(T)}{dT} = - \frac{dR(T)}{dT} \quad (2.9)$$

Para el caso exponencial:

$$f(t) = \frac{dQ(T)}{dT} = \frac{d(1 - e^{-\lambda T})}{dT} = +\lambda e^{-\lambda T}$$

Con el fin de completar el esquema establecido hasta ahora, se requiere de una función adicional, la cual es muy conocida, pero difícil de interpretar: La “**tasa de falla (failure rate)**” o “**tasa de riesgo (hazard rate)**”, designada por $\lambda(t)$.

En términos de falla, la tasa de riesgo es una medida de la cantidad de fallas que ocurren. Sin embargo, no es simplemente el número de fallas en un periodo dado, debido a que este número depende del tamaño de la muestra de componentes sobrevivientes. Por ejemplo, el número de fallas en un conjunto de 10 componentes sobrevivientes es menor al que se tendría en otro de 100 componentes, para el mismo periodo; sin embargo, la tasa de falla podría ser la misma. De igual manera, si en el primer caso se tienen condiciones de

operación más severas, es muy posible que la tasa de falla fuera mayor que para el segundo caso.

Por lo anterior, la **tasa de fallas** se define como el **número de fallas en un periodo dado, en por unidad del número de componentes expuestos a la falla:**

$$\lambda(t) = \frac{\text{número de fallas por unidad de tiempo}}{\text{número de componentes expuestos a la falla}} \quad (2.10)$$

Sean:

N_0 = número **inicial** de componentes idénticos en el periodo.

$N_s(t)$ = número de componentes sobrevivientes en el tiempo (t) (al final del periodo).

$N_f(t)$ = número de componentes fallados en el tiempo (t).

Aplicando el concepto clásico de probabilidad dado en la sección (I.4) del Apéndice I, la función de confiabilidad o de supervivencia en cualquier tiempo (t), está dada por:

$$R(t) = \frac{N_s(t)}{N_0} \quad (2.11)$$

Similarmente, la función de inconfiabilidad:

$$Q(t) = \frac{N_f(t)}{N_0} \quad (2.12)$$

A partir de las ecuación (2.9) y (2.12):

$$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = \frac{1}{N_0} \frac{dN_f(t)}{dt} \quad (2.13)$$

A partir de la ecuación (2.10):

$$\lambda(t) = \frac{1}{N_s(t)} \frac{dN_f(t)}{dt} = \frac{N_0}{N_0} \frac{1}{N_s(t)} \frac{dN_f(t)}{dt} = \frac{N_0}{N_s(t)} \frac{1}{N_0} \frac{dN_f(t)}{dt}$$

$$\lambda(t) = \frac{1}{R(t)} f(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (2.14)$$

La ecuación (2.14) es válida para cualquier distribución de probabilidades.
Para el caso de la distribución exponencial:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\lambda e^{-\lambda t}}{e^{-\lambda t}} = \lambda$$

Del resultado anterior, se concluye que el parámetro (λ) de la distribución exponencial no es otra cosa que la **tasa de fallas y que para esta función en particular, tiene un valor constante.**

La tasa de fallas a lo largo de la existencia de un componente, tiene una forma característica, frecuentemente referida como “**la curva tina de baño**” por evidentes razones, pudiéndose apreciar tres regiones distintas:

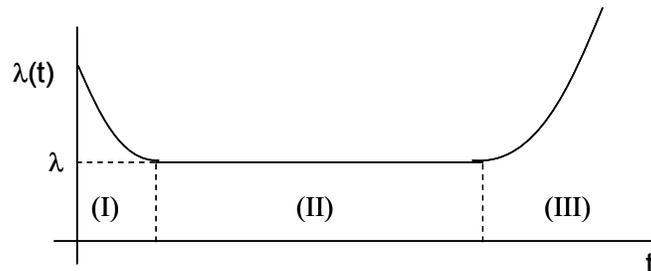


Figura 2.4

Variabilidad de la tasa de fallas durante la vida útil de un componente.

La región (I) se le conoce como “mortalidad infantil” o “fase de depuración de errores de diseño y/o manufactura”. En esta región la tasa de fallas es decreciente. A la región (II) se le conoce como “vida útil” del componente y se caracteriza por una tasa de fallas constante. En esta región las fallas ocurren al azar y **esta es la única región donde es válida la distribución exponencial.** La región (III) representa la fase de desgaste o fatiga y se caracteriza por una tasa de fallas rápidamente creciente.

2.6 CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES REPARABLES.

Hasta el momento sólo se han considerado componentes no reparables, tales como lámparas, diodos, chumaceras, etc. Ahora se analizarán aquellos componentes que son susceptibles de reparación después de la falla, para después continuar con su trabajo. Como se verá, los conceptos estudiados para componentes no reparables son el punto de partida para el caso de componentes reparables [14].

El análisis de la confiabilidad de los componentes reparables inicia con la historia o estadística de la sucesión alternada de intervalos en el estado de

operación (m_i) y de falla (r_i). El estado de operación se designa como (1) y el de falla como (0), tal como se muestra en la siguiente figura:

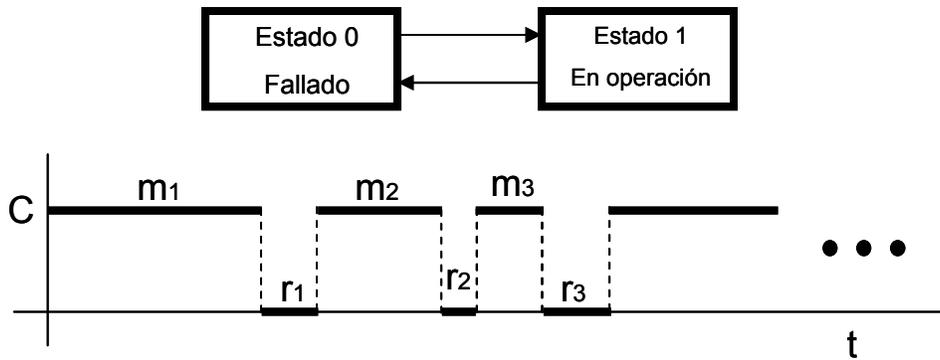


Figura 2.5

Estados e historia de un componente reparable.

En el estado (0) el componente está fuera y en el estado (1) está dentro o disponible, con su capacidad total (C). Ambas variables aleatorias, el **tiempo de operación** (m) y el **tiempo de reparación** (r) en el periodo de vida útil del componente, tienen una distribución exponencial. A partir de esta historia y de (n) ciclos “operación-falla”, pueden calcularse los siguientes parámetros:

Tiempo acumulado de operación en el periodo de observación (T):

$$M = \sum_{i=1}^n m_i \quad (2.15)$$

Tiempo acumulado de reparación en el periodo de observación (T):

$$R = \sum_{i=1}^n r_i \quad (2.16)$$

Tiempo medio de operación o tiempo medio a la falla (En inglés: Mean time to failure (MTTF)):

$$m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n m_i = \text{MTTF} \quad (2.17)$$

Tiempo medio de reparación o tiempo medio a la reparación (En inglés: Mean time to rapair (MTTR)):

$$r = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n r_i = \text{MTTR} \quad (2.18)$$

Tiempo medio del ciclo o tiempo medio entre fallas (En inglés: Mean time between failures (MTBF)):

$$t = m + r = \text{MTBF} \quad (2.19)$$

La disponibilidad del componente (A) ó probabilidad de largo plazo de que el componente esté en el estado de operación ($P_1=p$), puede obtenerse aplicando el concepto frecuencial de probabilidad, calculando el cociente entre el número de horas en el estado de operación entre el número de horas de observación, haciendo este último número lo más grande posible:

$$A = P_1 = p = \frac{M}{T} = \frac{M}{M+R} \quad (2.20)$$

Si el numerador y denominador se dividen entre el número de ciclos (n):

$$A = P_1 = p = \frac{m}{m+r} = \frac{m}{t} \quad (2.21)$$

Similarmente, **la indisponibilidad (U) o probabilidad de largo plazo de que el componente esté en el estado de falla ($P_0=q$), es:**

$$U = P_0 = q = \frac{R}{T} = \frac{R}{M+R} = \frac{r}{m+r} = \frac{r}{t} \quad (2.22)$$

2.7 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS SIMPLES.

Con el desarrollo matemático realizado hasta el momento, es posible analizar la confiabilidad de corto y largo plazos de sistemas sencillos. Para el corto plazo se usarían las funciones de probabilidad dependientes del tiempo y para el largo plazo, las probabilidades de largo plazo ($P_0=q$) y ($P_1=p$) [8]. Estos sistemas pueden ser serie, paralelo o serie-paralelo.

2.7.1 Sistemas serie.

Desde el punto de vista de la confiabilidad, en un sistema serie la condición de falla del conjunto de componentes se presenta cuando uno solo de ellos pasa al estado de falla. **La topología o arreglo físico de los componentes no siempre coincide con la red equivalente desde el punto de la confiabilidad.**

Matemáticamente lo anterior se traduce en la **probabilidad de que todos los componentes estén operando**, lo que conduce a la intersección de los eventos de operación, es decir, al producto de las disponibilidades individuales, asumiendo que son eventos independientes.

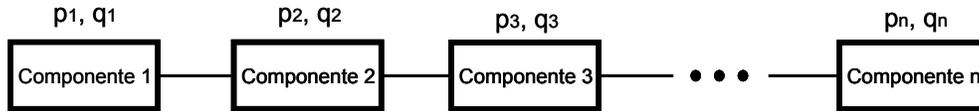


Figura 2.6
Red de confiabilidad de n elementos en serie.

$$P_1 = p = P(O_1 \cap O_2 \cap O_3 \cap \dots \cap O_n) = P(O_1)P(O_2)P(O_3)\dots P(O_n)$$

$$P_1 = p = p_1 p_2 p_3 \dots p_n = \prod_{i=1}^n p_i \quad (2.23)$$

2.7.2 Sistemas paralelo.

En el caso de la confiabilidad, un sistema paralelo requiere solamente que cualquiera de los componentes se mantenga en el estado de operación para que el sistema también lo esté, y cuando fallen todos los componentes, se provocará la falla del sistema. **La topología o arreglo físico de los componentes no siempre es paralelo, desde el punto de vista eléctrico.**

Matemáticamente lo anterior se traduce en la **probabilidad de que todos los componentes estén fallados**, lo que conduce a la intersección de los eventos de falla, es decir, al producto de las indisponibilidades individuales, asumiendo que son eventos independientes.

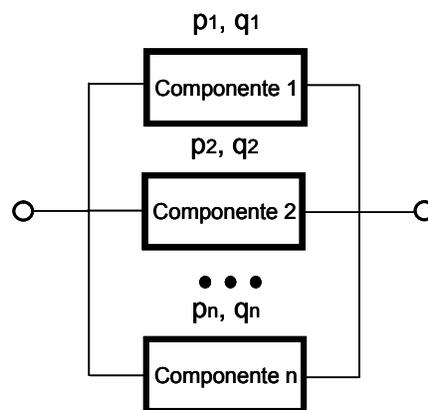


Figura 2.7
Red de confiabilidad de n elementos en paralelo.

$$P_0 = q = P(F_1 \cap F_2 \cap \dots \cap F_n) = P(F_1)P(F_2)\dots P(F_n)$$

$$P_0 = q = q_1 q_2 \dots q_n = \prod_{i=1}^n q_i \quad (2.24)$$

2.7.3 Sistemas serie-paralelo.

Con los métodos vistos en los dos puntos anteriores, es posible evaluar la confiabilidad de combinaciones serie-paralelo un poco más complejas, como la que se presenta en el ejemplo siguiente.

2.8 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS COMPLEJOS.

Cuando la red de confiabilidad resulta en una estructura que no es serie-paralelo, la metodología de la sección anterior ya no es aplicable. Se hace entonces necesario usar otras técnicas más elaboradas [8]. Algunas de ellas son: Arbol de Eventos, Cortes Mínimos, Enlaces Mínimos, Método de la Probabilidad Condicional, Matriz de Conexión, Arbol de Fallas y Modos Multifalla. En este trabajo solo se verán las dos primeras por su aplicabilidad, eficacia, claridad y relativa sencillez.

2.8.1 Método del Arbol de Eventos.

Un árbol de eventos es la representación gráfica de todos los estados en los cuales puede estar un sistema. Tiene el nombre de “árbol” porque el dibujo se extiende como en ramas, conforme se va aumentando el número de eventos. El método puede usarse tanto para sistemas donde todos los componentes son de operación continua, como en aquéllos donde algunos o todos los componentes pueden estar en “standby”, tales como los sistemas de control y protección de un sistema eléctrico.

2.8.2 Método de Cortes Mínimos.

El método de cortes mínimos es una técnica poderosa por dos razones [1, 8]:

- (1) Convierte una red de confiabilidad insoluble mediante reducciones serie-paralelo a una red serie-paralelo.
- (2) El conjunto de cortes están relacionados directamente con los modos de falla de un sistema y por lo tanto, identifica las diferentes maneras en las que un sistema puede fallar, lo cual permite detectar las debilidades del sistema.

Un corte se define como el conjunto de componentes del sistema, los cuales al fallar, provocan la falla del sistema, es decir, aquellos componentes que al fallar, interrumpen la trayectoria entre la entrada y la salida de la red de confiabilidad. Y **un corte mínimo es el conjunto de componentes del sistema, los cuales al fallar, producen la falla del sistema, pero cuando cualquiera de ellos se restablece, desaparece el estado de falla del sistema.**

Para evaluar la confiabilidad de un sistema, los cortes mínimos identificados a partir de la red de confiabilidad, deben combinarse. Como la definición de un corte mínimo establece que todos los componentes que lo integran deben fallar, entonces estos componentes deben conectarse **en paralelo**. Ahora bien, si el sistema puede fallar de varias maneras, los cortes mínimos asociados con cada una, tendrán que conectarse **en serie**.

Es común introducir en este método dos simplificaciones:

- (1) Ignorar en la combinación de los cortes, las probabilidades correspondientes a las intersecciones, suponiendo que los cortes mínimos son mutuamente excluyentes. Esta simplificación no introduce un error apreciable porque la probabilidad de las intersecciones implica el producto de dos o más probabilidades pequeñas; además, algunos términos de las intersecciones se suman y otros se restan, haciendo más pequeño su efecto. Después de esto:

$$q = P(C_1 \cup C_2 \cup C_3 \cup \dots \cup C_n) \cong P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) \dots P(C_n) \quad (2.25)$$

- (2) Eliminar los cortes mínimos de tercer orden, dado que al multiplicar tres probabilidades de falla, el resultado es un número muy próximo a cero.

Comentarios finales sobre el método de cortes mínimos:

- (1) Los cortes mínimos definen los diferentes modos de falla del sistema. Por lo tanto, no solo proporciona el valor de confiabilidad, sino como contribuyen a este valor cada uno de los modos de falla. Esta información es muy importante puesto que así se identifican áreas débiles o críticas del sistema donde se hace necesario posibles inversiones para su fortalecimiento. Esta información es un valor agregado de este método, ya que no es posible obtenerla a partir de los métodos de reducción.
- (2) La inversión mencionada en el punto anterior puede hacerse en varias vertientes, tales como el aumento de la calidad (y confiabilidad) de los componentes, en la disponibilidad de refacciones, en el grado de

redundancia, en acciones para mejorar el tiempo de reparación, etc. Cada alternativa debe evaluarse para elegir la más rentable.

En resumen, **es de un gran valor saber cuales componentes y/o áreas del sistema requieren de atención, así como las alternativas de solución disponibles.**

2.9 PROCESOS CONTINUOS DE MARKOV.

Normalmente, los problemas de confiabilidad con componentes reparables son **discretos en el espacio** (varios estados) y **continuos en el tiempo**. Para resolverlos, son de utilidad los procesos continuos de Markov **estacionarios**, en los que la probabilidad condicional de falla (o de reparación) durante cualquier intervalo de tiempo (T) definido, **es constante** [8]. Esto implica que la distribución de probabilidad de falla y de reparación sean exponenciales. Como se vio en la sección 2.1, si las distribuciones son del tipo exponencial, las probabilidades de cambio de estado son constantes y no dependen del tiempo de residencia en el estado.

2.9.1 Tasas de transición.

Sea el caso de un componente reparable para el cual las tasas de falla y reparación son constantes. El diagrama del espacio de estados en este caso, es:

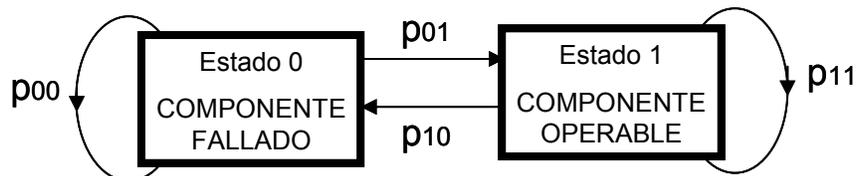


Figura 2.8

Espacio de estados de un componente reparable.

Para obtener el comportamiento de este **proceso estocástico** se definen las siguientes cantidades (la definición de proceso estocástico puede verse en la sección I.11 del Apéndice I):

$P_0(t)$ = Probabilidad de que el componente esté **fallado** en el tiempo (t)

$P_1(t)$ = Probabilidad de que el componente esté **operable** en el tiempo (t)

λ = tasa de fallas

μ = tasa de reparación

$f_1(t) = \lambda e^{-\lambda t}$ = función de distribución del tiempo a la falla

$f_0(t) = \mu e^{-\mu t}$ = función de distribución del tiempo a la reparación

Los parámetros (λ) y (μ) se les llama **tasas de transición** de estado debido a que representan la medida en la que el sistema cambia de un estado a otro. En la sección (2.4) se definió el tiempo medio a la falla (MTTF) y dado que la tasa de fallas (λ) es precisamente el recíproco del valor medio de la variable aleatoria “tiempo a la falla”, se tiene:

$$\lambda = \frac{1}{\text{MTTF}} = \frac{1}{m} \quad (2.26)$$

De manera similar:

$$\mu = \frac{1}{\text{MTTR}} = \frac{1}{r} \quad (2.27)$$

2.9.2 Probabilidades de estado dependientes del tiempo.

Con base en las ecuaciones (2.7) y (2.8) se pueden establecer las siguientes **probabilidades de transición o permanencia**, anotadas en el diagrama de espacio de estados del inciso anterior:

- Probabilidad de que estando el componente operable, falle durante un intervalo de tiempo (Δt):

$$p_{10} = \lambda(\Delta t)$$
- Probabilidad de que estando el componente operable, permanezca en ese estado durante un intervalo de tiempo (Δt):

$$p_{11} = 1 - \lambda(\Delta t)$$

De manera similar:

- Probabilidad de que estando el componente fallado, sea reparado durante un intervalo de tiempo (Δt):

$$p_{01} = \mu(\Delta t)$$
- Probabilidad de que estando el componente fallado, permanezca en ese estado durante un intervalo de tiempo (Δt):

$$p_{00} = 1 - \mu(\Delta t)$$

Si el intervalo de tiempo (Δt) se hace lo suficientemente pequeño para que la probabilidad de dos o más cambios de estado sea despreciable, entonces, la **probabilidad de que el componente se encuentre operable en el tiempo ($t + \Delta t$)**, está dada por:

$P_1(t)$ = la probabilidad de que el componente esté **operable** en el tiempo (t) **Y no** falle en el intervalo (Δt) + la probabilidad de que estando **fallado** en el tiempo (t) **sea reparado** en el intervalo (Δt)

Matemáticamente:

$$P_1(t + \Delta t) = P_1(t)(1 - \lambda\Delta t) + P_0(t)(\mu\Delta t) \quad (2.28)$$

Similarmente:

$$P_0(t + \Delta t) = P_0(t)(1 - \mu\Delta t) + P_1(t)(\lambda\Delta t) \quad (2.29)$$

De la ecuación (2.28):

$$P_1(t + \Delta t) = P_1(t) - P_1(t)\lambda\Delta t + P_0(t)(\mu\Delta t)$$

$$\frac{P_1(t + \Delta t) - P_1(t)}{\Delta t} = -P_1(t)\lambda + P_0(t)(\mu)$$

$$\left. \frac{P_1(t + \Delta t) - P_1(t)}{\Delta t} \right|_{\Delta t \rightarrow 0} = \frac{dP_1(t)}{dt} = P_1'(t) = -\lambda P_1(t) + \mu P_0(t) \quad (2.30)$$

Similarmente:

$$P_0'(t) = \lambda P_1(t) - \mu P_0(t) \quad (2.31)$$

El sistema de ecuaciones diferenciales lineales (2.30) y (2.31), pueden resolverse usando la Transformada de Laplace. Después de ese proceso, y considerando que en $t=0$, el componente estaba operable, se obtiene:

$$P_0(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (2.32)$$

$$P_1(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (2.33)$$

Es muy importante no confundir los conceptos de “**función de confiabilidad $R(t)$** ”, dada por la ecuación (2.3) y la “**probabilidad de encontrar al componente en el estado operable $P_1(t)$** ”, dada por la ecuación (2.33). La primera proporciona la probabilidad de que el componente no falle en un intervalo de duración (t) dado que no ha fallado en $t=0$, y la segunda, la probabilidad de que el componente esté en el estado operable exactamente en el tiempo (t). En un ejemplo numérico que se verá en la siguiente sección se mostrará la gráfica de cada función, lo que ayudará a diferenciarlas.

2.9.3 Probabilidades límite de estado.

Las probabilidades límite del estado o “steady state” no son cero para un proceso continuo de Markov, dado que el sistema es “**ergódico**” (ver definición en la sección I.10 del Apéndice I).

Para un solo componente reparable, las probabilidades límite de estado pueden obtenerse a partir de las ecuaciones (2.32) y (2.33), haciendo que (t) se aproxime al infinito, por lo que también se les llama probabilidades de largo plazo:

$$P_0 = P_0(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.34)$$

$$P_1 = P_1(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.35)$$

Usando las ecuaciones (2.26) y (2.27), las cuales relacionan los tiempos medios con las tasas de transición (λ) y (μ), las probabilidades límite son:

$$P_0 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{1/m}{(1/m) + (1/r)} = \frac{r}{m+r} \quad (2.36)$$

$$P_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{1/r}{(1/m) + (1/r)} = \frac{m}{m+r} \quad (2.37)$$

Ecuaciones que coinciden con las ecuaciones (2.21) y (2.22), obtenidas mediante un procedimiento diferente. Una manera más de obtener estas ecuaciones es utilizando la **matriz estocástica de transición** y el concepto de **vector fijo**, tal como se indicó en la sección I.10 del Apéndice I.

2.10 METODO DE FRECUENCIA Y DURACION.

2.10.1 Justificación del método. Conceptos básicos.

Los conceptos básicos asociados con el método de frecuencia y duración pueden describirse utilizando el componente reparable utilizado en el proceso continuo de Markov [8]. Para ello, se retomarán las probabilidades de residir en el estado operable, denominada **disponibilidad** y la de residir en el estado de falla, denominada **indisponibilidad**, dadas por las ecuaciones (2.34) y (2.35).

El problema de describir el comportamiento de un sistema únicamente mediante las probabilidades de estado dadas por las ecuaciones (2.34) y (2.35), es que se pierde parte de la información, por ejemplo, la frecuencia de las fallas. Si un sistema está constituido por un componente que tiene tasas de

transición λ y μ , y otro, con tasas de transición 2λ y 2μ , ambos sistemas tienen la misma disponibilidad e indisponibilidad, sin embargo el segundo sistema falla el doble de ocasiones y es reparado dos veces más rápido. Esta situación puede tener un impacto importante en la operación del sistema y en su economía. En consecuencia, es muy importante evaluar no solo la disponibilidad e indisponibilidad, sino la frecuencia y duración de los diferentes estados del sistema.

En el caso de un sistema con dos estados, como el caso de un componente reparable, la frecuencia de cada estado es la misma y es igual a:

$$f = \frac{1}{t} = \frac{1}{MTBF} = \frac{1}{m+r} \quad (2.38)$$

Para sistemas con más de dos estados, la frecuencia de cada uno de ellos, será generalmente diferente.

En las ecuaciones (2.34) y (2.35) se observa que la probabilidad de residir en cualquiera de los dos estados, es igual al tiempo medio de residencia en el estado (m ó r) dividido por el tiempo medio del ciclo ($t=m+r$). **Este concepto aunque evidente para el sistema de dos estados, es aplicable a todos los sistemas reparables, independientemente del número de estados.** Entonces, si $P(S)$ es la probabilidad de residir en el estado (S), $m(S)$ es el tiempo medio de residencia en ese estado y $T(S)$ es el tiempo medio entre encuentros del estado (S), se tiene:

$$P(S) = \frac{m(S)}{T(S)} \quad (2.39)$$

También de las ecuaciones (2.34) y (2.35):

$$P_0 = \frac{r}{r+m} = \frac{r}{t} = \frac{1}{\mu t} = \frac{f}{\mu} \quad (2.40)$$

$$P_1 = \frac{m}{r+m} = \frac{m}{t} = \frac{1}{\lambda t} = \frac{f}{\lambda} \quad (2.41)$$

Despejando a la frecuencia de estas dos ecuaciones e igualando:

$$f = P_0\mu = P_1\lambda \quad (2.42)$$

Lo cual en palabras puede expresarse: **“La frecuencia de encontrar cierto estado es igual a la probabilidad de ese estado por la tasa de partida del mismo e igual a la probabilidad de no estar en ese estado por la tasa de llegada al mismo”**

Este concepto solo es válido en el comportamiento de largo plazo o promedio del sistema y no aplica para frecuencias y probabilidades dependientes del tiempo.

Si $f(S)$ es la frecuencia del estado (S), $P(S)$ la probabilidad del estado, $P_c(S)$ la probabilidad de que el sistema no esté en el estado (S), $\lambda_d(S)$ la tasa de partida del estado y $\lambda_e(S)$ la tasa de llegada al estado, entonces:

$$f(S) = P(S)\lambda_d(S) = P_c(S)\lambda_e(S) \quad (2.43)$$

Finalmente, de las ecuaciones (2.38) y (2.42) y dado que $T(S)=1/f(S)$ y $m(S)=1/\lambda_d(S)$, se tiene:

$$m(S) = P(S)T(S) = \frac{P(S)}{f(S)} = \frac{1}{\lambda_d(S)} \quad (2.44)$$

Esta última ecuación muestra que la duración media de un estado es igual a la probabilidad de residencia entre la frecuencia del estado. Esta conclusión se vuelve importante cuando estados individuales se combinan o acumulan para obtener índices de los diferentes estados del sistema.

2.10.2 Sistema de dos componentes reparables. Probabilidades límite.

Si ahora el sistema está conformado por dos componentes reparables, el diagrama del espacio de estados, incluyendo las probabilidades y tasas de transición, es:

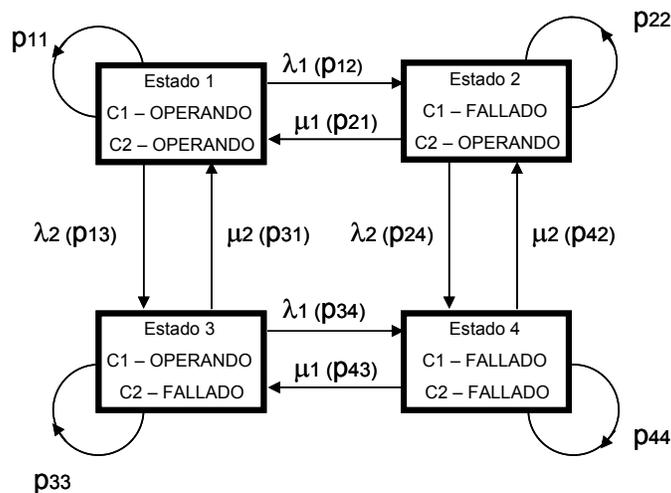


Figura 2.9
Espacio de estados de dos componentes reparables.

Si el interés fuera conocer las probabilidades de estado dependientes del tiempo, tendría que hacerse un análisis similar al de la sección (2.7). Como **el primer paso** del método de frecuencia y duración es evaluar las probabilidades límite de estado, tal análisis no es necesario.

A partir de las ecuaciones (2.36) y (2.37), la probabilidad de encontrar a los dos componentes operando es igual a la probabilidad de que el componente (1) esté operando **Y** el componente (2) también, lo que es igual al producto de las dos probabilidades:

$$P_1 = \frac{\mu_1}{\lambda_1 + \mu_1} \frac{\mu_2}{\lambda_2 + \mu_2} = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.45)$$

Similarmente, para los otros tres estados:

$$P_2 = \frac{\lambda_1}{\lambda_1 + \mu_1} \frac{\mu_2}{\lambda_2 + \mu_2} = \frac{\lambda_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.46)$$

$$P_3 = \frac{\mu_1}{\lambda_1 + \mu_1} \frac{\lambda_2}{\lambda_2 + \mu_2} = \frac{\mu_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.47)$$

$$P_4 = \frac{\lambda_1}{\lambda_1 + \mu_1} \frac{\lambda_2}{\lambda_2 + \mu_2} = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.48)$$

2.10.3 Frecuencia de cada estado.

El segundo paso del método es evaluar la frecuencia de cada estado. Esto se logra utilizando la ecuación (2.43); las probabilidades de estado están dadas por las ecuaciones (2.45) a (2.48) y las tasas de partida y de entrada de cada estado pueden obtenerse del diagrama del espacio de estados, resultando:

Tabla 2.1
Tasas de entrada y salida de cada estado

Estado	Componente 1	Componente 2	Partida	Entrada
1	operando	operando	$\lambda_1 + \lambda_2$	$\mu_1 + \mu_2$
2	fallado	operando	$\lambda_2 + \mu_1$	$\lambda_1 + \mu_2$
3	operando	fallado	$\lambda_1 + \mu_2$	$\lambda_2 + \mu_1$
4	fallado	fallado	$\mu_1 + \mu_2$	$\lambda_1 + \lambda_2$

La frecuencia del estado (1) es entonces:

$$f_1 = P_1 \lambda_{d1} = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} (\lambda_1 + \lambda_2) = \frac{\mu_1 \mu_2 (\lambda_1 + \lambda_2)}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.49)$$

O bien:

$$f_1 = P_c(\mathbf{S})\lambda_e(\mathbf{S}) = P_2\mu_1 + P_3\mu_2 = \frac{\lambda_1\mu_2\mu_1}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} + \frac{\mu_1\lambda_2\mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)}$$

$$f_1 = \frac{\mu_1\mu_2(\lambda_1 + \lambda_2)}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)}$$

Similares desarrollos pueden hacerse para las otras tres frecuencias; los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2.2
Probabilidades y frecuencias de estado

Estado No.	Probabilidad	Frecuencia
1	$\mu^1\mu^2 / D$	$\mu^1\mu^2 (\lambda^1+\lambda^2) / D$
2	$\lambda^1\mu^2 / D$	$\lambda^1\mu^2 (\mu^1+\lambda^2) / D$
3	$\mu^1\lambda^2 / D$	$\mu^1\lambda^2 (\lambda^1+\mu^2) / D$
4	$\lambda^1\lambda^2 / D$	$\lambda^1\lambda^2 (\mu^1+\mu^2) / D$
Donde	$D = (\lambda^1+\mu^1)(\lambda^2+\mu^2)$	

2.10.4 Duración media de cada estado.

El tercer paso del método es determinar la duración media de cada estado. Esto se logra usando la ecuación (2.44), calculando el inverso de las tasas de partida obtenidas en la sección anterior:

$$m_1 = \frac{1}{(\lambda_1 + \lambda_2)} \tag{2.50}$$

$$m_2 = \frac{1}{(\lambda_2 + \mu_1)} \tag{2.51}$$

$$m_1 = \frac{1}{(\lambda_1 + \mu_2)} \tag{2.52}$$

$$m_1 = \frac{1}{(\mu_1 + \mu_2)} \tag{2.53}$$

2.11 METODO DE FRECUENCIA Y DURACION. EVALUACIÓN APROXIMADA.

La técnica de frecuencia y duración, basada en los Procesos de Markov, se vuelve complicada a medida que el sistema crece. Por ello, se presenta un métodos alterno, el cual continúa basado en los procesos markovianos, pero

que utiliza ecuaciones aproximadas aplicables a los sistemas serie y paralelo, las cuales pueden usarse en conjunto con las redes de confiabilidad descritas en la sección (2.7) de este capítulo [8].

2.11.1 Sistemas serie.

Sea el caso de dos componentes reparables conectados en serie. La probabilidad de que el sistema se encuentre operando, es decir de que los componentes estén en buen estado está dada por la ecuación (2.45):

$$P_{op} = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.54)$$

Es necesario encontrar ahora las tasas de falla y reparación, λ_s y μ_s , del componente equivalente a los dos componentes en serie, como se muestra a continuación:

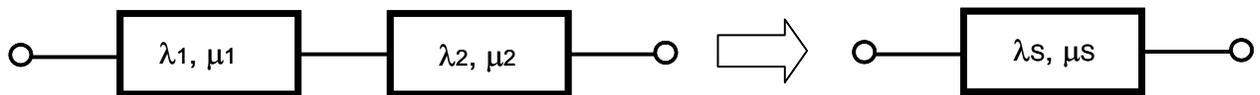


Figura 2.10
Equivalente serie de dos elementos

La probabilidad de que el componente equivalente esté operando está dada por la ecuación (2.35):

$$P_{op} = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s} \quad (2.55)$$

Igualando (2.54) y (2.55):

$$\frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s} \quad (2.56)$$

Para los dos componentes en serie, la tasa de fallas equivalente es la suma de las tasas de fallas individuales:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (2.57)$$

Reemplazando en (2.56) las tasas de reparación por el inverso de los tiempos medios de reparación:

$$\frac{\lambda_s + \mu_s}{\mu_s} = \frac{(\lambda_1 \mu_1)(\lambda_2 \mu_2)}{\mu_1 \mu_2}$$

$$r_s \left(\lambda_s + \frac{1}{r_s} \right) = \left(\lambda_1 + \frac{1}{r_1} \right) \left(\lambda_2 + \frac{1}{r_2} \right) r_1 r_2$$

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2}{\lambda_s} \quad (2.58)$$

En muchos casos el producto $(\lambda_i r_i)$ es muy pequeño, por lo tanto el término $(\lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2)$ puede despreciarse; con ello, la ecuación (2.58) se reduce a:

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} \cong \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s} \quad (2.59)$$

Aunque la ecuación (2.59) es una aproximación, es una expresión exacta si se considera que la falla simultánea de los dos componentes no puede ocurrir. Esto sucede en la práctica cuando al fallar el primer componente, la tasa de falla de los componentes restantes y que no trabajan, se vuelve despreciable.

Usando la lógica de las ecuaciones (2.57) y (2.59), las expresiones para un sistema serie de (n) componentes son:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n = \sum_{i=1}^n \lambda_i \text{ [fallas/año]} \quad (2.60)$$

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \dots + \lambda_n r_n}{\lambda_s} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s} \text{ [hs/falla]} \quad (2.61)$$

La ecuación anterior también puede escribirse como:

$$r_s = \frac{\lambda_1}{\lambda_s} r_1 + \frac{\lambda_2}{\lambda_s} r_2 + \dots + \frac{\lambda_n}{\lambda_s} r_n \quad (2.61a)$$

A partir de esta ecuación puede afirmarse que el tiempo de falla (o reparación) equivalente (r_s) es el promedio ponderado de los tiempos de falla de los componentes del sistema serie, con base a su tasa de fallas, teniendo mayor “peso” el tiempo de falla del componente que falla más.

Si los (n) elementos son iguales:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n = n\lambda \quad (2.62)$$

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \dots + \lambda_n r_n}{\lambda_s} = \frac{n\lambda r}{n\lambda} = r \quad (2.63)$$

Por otro lado, puesto que el tiempo medio de reparación (r) es mucho menor al tiempo medio entre fallas (MTBF=m+r), entonces:

$$f = \frac{1}{t} = \frac{1}{m+r} \cong \frac{1}{m} = \lambda \quad (2.64)$$

En consecuencia, la indisponibilidad (U) o probabilidad de tener al sistema en el estado de falla, usando la ecuación (2.43), está dada por:

$$f(\text{falla}) = P(\text{fallado}) \text{ tasa(reparación)} = U\mu_s$$

$$U_s = \frac{f(\text{falla})}{\mu_s} = f(\text{falla}) \frac{1}{\mu_s} \cong \lambda_s r_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (2.65)$$

Si las unidades de tiempo de λ_s y r_s son la mismas, U_s es estrictamente una probabilidad, pero si λ_s se expresa en fallas/año y r_s en horas, U_s se convierte en el tiempo esperado de interrupción al año en horas.

2.11.2 Sistemas paralelo.

Partiendo del caso de un sistema de dos componentes, la probabilidad de que el sistema esté fallado es igual a la probabilidad de que los dos componentes se encuentren fuera de servicio, la cual está dada por la ecuación (2.48):

$$P_f = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.66)$$

El objetivo es ahora encontrar la tasa de falla λ_p y la tasa de reparación μ_p del componente equivalente a los dos componentes en paralelo, como se muestra en la figura 2.11.

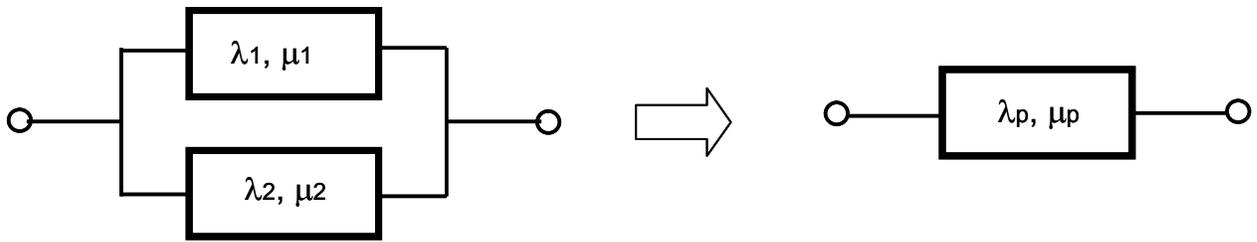


Figura 2.11
Equivalente paralelo de dos elementos.

La probabilidad de que el componente equivalente esté fallado, está dado por la ecuación (2.36):

$$P_f = \frac{\lambda_p}{\lambda_p + \mu_p} \quad (2.67)$$

Igualando (2.66) y (2.67):

$$\frac{\lambda_p}{\lambda_p + \mu_p} = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.68)$$

La tasa de reparación equivalente μ_p , o tasa de transición del estado de falla al estado operación está dada por:

$$\mu_p = \mu_1 + \mu_2 \quad (2.69)$$

Usando los tiempo medios de reparación;

$$\frac{1}{r_p} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \quad (2.70)$$

Resultando:

$$r_p = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \text{ [hs / falla]} \quad (2.71)$$

El valor de r_p representa el tiempo medio en que ambos componentes se encuentran coincidentemente fuera de servicio, es decir, el tiempo medio en que las dos fallas se traslapan.

Sustituyendo el resultado dado por la ecuación (2.71) en (2.68):

$$\lambda_p(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2) = \lambda_1\lambda_2(\lambda_p + \mu_p) = \lambda_1\lambda_2(\lambda_p) + \lambda_1\lambda_2(\mu_p)$$

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1\lambda_2(r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1r_1 + \lambda_2r_2} \quad (2.72)$$

Como los términos λ_1r_1 y λ_2r_2 son mucho menores a 1, entonces:

$$\lambda_p \cong \lambda_1\lambda_2(r_1 + r_2) \quad (2.73)$$

Es muy importante destacar que en la ecuación (2.73), los tiempos medios de reparación (r) deben estar en (años/falla) para ser compatibles con las unidades de las tasas de falla que están en (fallas/año).

Si los tiempos medios están dados en horas/falla, la ecuación (2.73) se transforma en:

$$\lambda_p \cong \lambda_1\lambda_2(r_1 + r_2) / 8760 \text{ [fallas/año]} \quad (2.74)$$

Finalmente, la indisponibilidad del componente equivalente, es:

$$U_p = \lambda_p r_p = \lambda_1\lambda_2(r_1r_2) = (\lambda_1r_1)(\lambda_2r_2) = U_1U_2 \quad (2.75)$$

Si los dos elementos en paralelo tienen parámetros idénticos:

$$r_p = \frac{r_1r_2}{r_1 + r_2} = \frac{r_1}{2} \quad (2.76)$$

$$\lambda_p = \lambda_1\lambda_2(r_1 + r_2) = \lambda_1^2(2r_1) / 8760 \quad (2.77)$$

2.12 COMBINACION DEL METODO DE CORTES MINIMOS CON EL METODO DE FRECUENCIA Y DURACION.

Una vez que el método de cortes mínimos ha generado la red de confiabilidad a resolver, el método de frecuencia y duración puede aplicarse, calculando la confiabilidad equivalente del circuito serie-paralelo en términos de la tasa de falla (λ) y el tiempo medio de reparación (r) de cada uno de los componentes. El siguiente ejemplo ilustra la combinación de estos dos métodos.

Capítulo 3. CONFIABILIDAD DEL SUBSISTEMA DE TRANSMISION. ARQUITECTURAS ANILLADAS.

3.1 ENFOQUE TRADICIONAL DE LOS ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD.

3.1.1 Confiabilidad del sistema de potencia por segmentos.

Es común que al evaluar la confiabilidad de un sistema de potencia, el análisis se haga por segmentos, es decir, separando los subsistemas de generación, transmisión y distribución, enfocando la atención a uno de ellos y suponiendo infalibles a los otros dos. Una visión resumida del impacto de cada segmento en la confiabilidad a nivel usuarios se muestra a continuación, sin incluir al segmento de generación, el cual tiene un efecto menor al 1%:

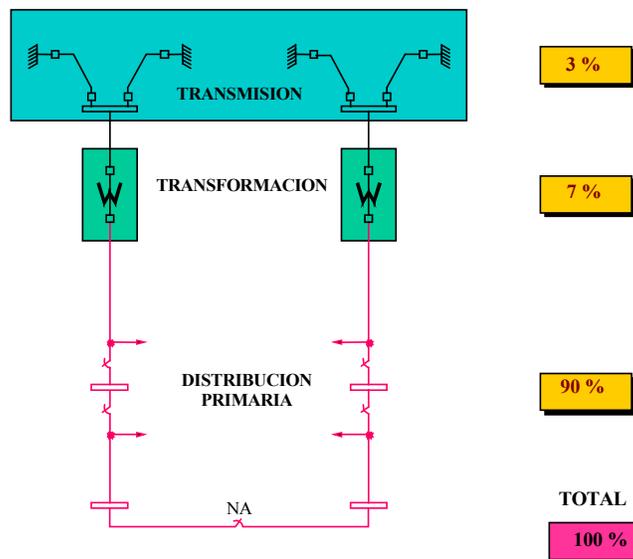


Figura 3.1

Efecto de cada segmento en la confiabilidad del servicio.

En el presente trabajo se consigue combinar el impacto de los dos sistemas con mayor probabilidad de falla: transmisión y distribución, incluyendo en el primero de ellos a las subestaciones.

3.1.2 Breve análisis de la confiabilidad del subsistema de generación.

En este tipo de estudios, como ya se dijo, solo se incluyen las unidades generadoras, considerando “**perfectamente**” **confiable**” el resto del sistema. De hecho se supone que la red de transmisión es capaz de entregar la energía desde cualquier configuración de generación, sin pérdidas, sin sobrecargas y sin deterioro de los voltajes nodales, y por lo tanto, el sistema opera exitosamente siempre que haya generación disponible suficiente para satisfacer la demanda. En estas condiciones, el criterio de éxito del sistema para un determinado momento es “**si la potencia de generación disponible iguala o excede a la carga**” y el sistema fallará en caso contrario [11].

El indicador básico en este caso es la **magnitud de la capacidad de reserva** requerida para mantener el riesgo de no poder suministrar la carga por debajo de un nivel predeterminado, a lo largo de un año. Estos estudios, por lo tanto, auxilian a los ingenieros de planeación en la programación de las expansiones del parque de generación para satisfacer la demanda que crece año con año.

Dado que en este tipo de estudios la generación disponible se compara con la demanda, todas las técnicas de evaluación necesitan dos modelos matemáticos, uno para los estados de generación y el otro para las variaciones de la carga. La combinación o **convolución**, como frecuentemente se le llama, de los dos modelos, resulta en una representación “completa” del sistema, cuya solución proporciona los indicadores de confiabilidad requeridos. Los diferentes modelos para la generación y la carga, difieren ampliamente en el grado de sofisticación. Por ejemplo, los modelos usados en el método inicial para evaluar la **Probabilidad de Pérdida de Carga** (Loss of Load Probability - LOLP), eran muy simples, reflejando el desarrollo de las técnicas de la época (Calabrese, Lyman y otros en 1947 [12]); posteriormente aparecieron modelos más refinados, tales como el **método de frecuencia y duración** (Ringlee, Wood y co-autores en 1968-69 [30]), o los modelos de carga con factores de exposición multiniveles (Billington and Singh en 1972 [31]), representando el estado del arte cuando fueron expuestos por primera vez. Mediante los métodos iniciales, solamente podía calcularse la probabilidad de no satisfacer la demanda, mientras que los más recientes proporcionan la **probabilidad, la frecuencia y la duración media** de los diferentes estados de falla.

3.1.3 Confiabilidad del subsistema de transmisión.

Una red de transmisión moderna, raramente es radial, por el contrario, la mayoría de las veces tiene una configuración anillada, precisamente para incrementar su confiabilidad. En las siguientes secciones se analizan tres variantes de estos sistemas: (a) Redes anilladas con una sola fuente, (b) Redes

anilladas con fuentes infalibles y (c) Redes anilladas con fuentes finitas y falibles.

3.2 CASO DE ESTUDIO 0. REDES ANILLADAS CON UNA SOLA FUENTE INFALIBLE.

En la red de 85kV de la figura 3.2, se ha instalado una quinta línea idéntica a las cuatro existentes, uniendo los centros de carga C_1 y C_2 . Se desea conocer (a) la tasa de fallas, (b) el tiempo medio de falla y (c) el tiempo de interrupción esperado al año en cada uno de los puntos de carga, antes y después de la instalación de esa quinta línea.

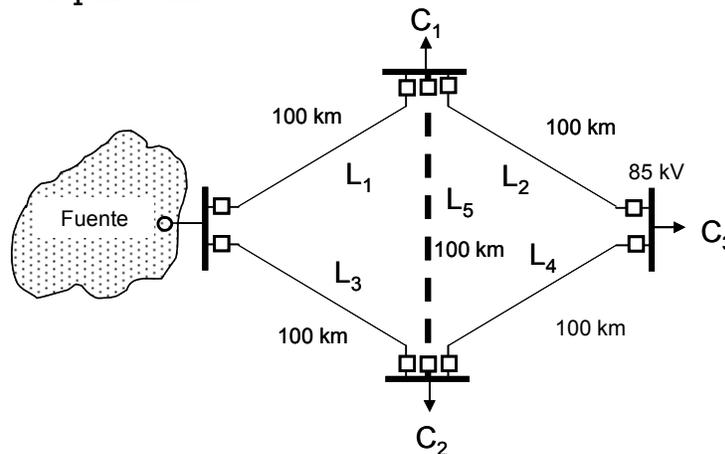


Figura 3.2
Red para el caso de estudio I.

1.- Los parámetros de confiabilidad de los componentes del sistema son [32]:

Interruptores:

$$\lambda = 0.02 \text{ fallas/año.}$$

$$r = 466 \text{ hs/falla.}$$

Líneas de transmisión:

$$\lambda = (0.019 \text{ fallas/año - km})(100 \text{ km}) = 1.9 \text{ _ fallas/año.}$$

$$r = 6.1 \text{ _ hs / falla.}$$

2.- El equivalente serie del conjunto “interruptor-línea-interruptor”, usando las ecuaciones (2.60) y (2.61), son:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n = 0.02 + 1.9 + 0.02 = 1.94 \text{ _ fallas/año}$$

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \dots + \lambda_n r_n}{\lambda_s} =$$

$$= \frac{(0.02 \text{ _fallas / año})(466 \text{ _hs}) + (1.9)(6.1) + (0.02)(466)}{1.94}$$

$$= \frac{9.32 + 11.59 + 9.32}{1.94} = \frac{30.23 \text{ _fallas - hs / año}}{1.94 \text{ _fallas / año}} = 15.58 \text{ _hs / falla}$$

3.- Sin la línea L₅, las redes de confiabilidad son:

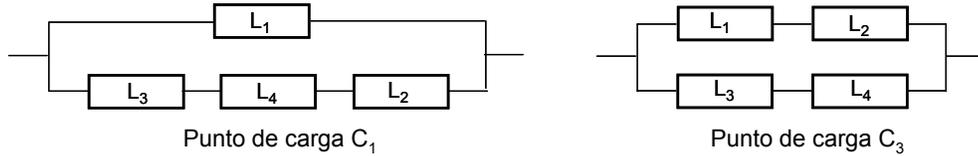


Figura 3.3

Redes de confiabilidad para los puntos de carga C₁ y C₃.

4.- Usando las ecuaciones (2.60) y (2.61) para los equivalentes serie y las ecuaciones (2.71) y (2.74) para los equivalentes paralelo, los resultados de confiabilidad solicitados, sin la línea L₅, son

Tabla 3.1

Resultados de confiabilidad del caso de estudio I, sin la línea L₅

Línea	Parámetros	L1-L2	L3-L4	L3-L4-L2	C1	C3	
L1	÷ [fallas]	1.940	3.880	3.880	5.820	0.040	0.054
	r [hs/falla]	15.580	15.580	15.580	15.580	7.790	7.790
	U=÷r [hs/año]	30.225	60.450	60.450	90.676	0.313	0.417
L2	÷	1.940				18.8	25.0
	r	15.580				min/año	min/año
	U=÷r	30.225					
L3	÷	1.940					
	r	15.580					
	U=÷r	30.225					
L4	÷	1.940					
	r	15.580					
	U=÷r	30.225					

Como muestra, se presentan los cálculos para el punto de carga C₁.

□ Equivalente serie de las líneas L₃, L₄ y L₂:

$$\lambda_{S342} = \lambda_{L3} + \lambda_{L4} + \lambda_{L2} = (1.94)(3) = 5.820 \text{ _fallas / año}$$

$$r_{S342} = \frac{\lambda_{L3}r_{L3} + \lambda_{L4}r_{L4} + \lambda_{L2}r_{L2}}{\lambda_{S342}} = \frac{(1.94)(15.58)(3) \text{ _hs / año}}{5.820 \text{ _fallas / año}} = 15.58 \text{ _hs / falla}$$

- Equivalente paralelo de la trayectoria L_1 con el equivalente serie de las líneas L_3 , L_4 y L_2 :

$$\lambda_{C1} \cong \lambda_{L1} \lambda_{S342} (r_{L1} + r_{S342}) / 8760 =$$

$$= (1.94)(5.82)(15.58 + 15.58) / 8760 = 0.040 \text{ _ fallas / año}$$

$$r_{C1} = \frac{r_{L1} r_{S342}}{r_{L1} + r_{S342}} = \frac{(15.58)(15.58)}{15.58 + 15.58} = \frac{15.58}{2} = 7.79 \text{ _ horas / falla}$$

- Y la indisponibilidad anual del servicio en este punto de carga es:

$$U_{C1} = \lambda_{C1} r_{C1} = (0.040)(7.79) = 0.313 \text{ _ hs / año} = 18.8 \text{ _ min / año}$$

COMENTARIOS:

- (1) Por la simetría del sistema, los puntos de carga C_1 y C_2 tienen la misma confiabilidad.
- (2) Los puntos de carga C_1 y C_3 tienen confiabilidades similares, pero diferentes, debido a su posición en el sistema. Los puntos más cercanos a la fuente tienen una indisponibilidad del servicio de 18.8 minutos al año y el más alejado, de 25.0 minutos al año.
- (3) En este caso la fuente se considera infalible. A los tiempos anteriores habrá que agregar la indisponibilidad de la fuente. En los próximos casos de estudio, se incluirán fuentes falibles.

5.- Con la línea L_5 , las redes de confiabilidad ya no caen directamente dentro de la categoría de estructuras serie-paralelo, por lo que habrá de usarse la técnica de los cortes mínimos.

El corte CO_1 ocurre con la falla simultánea de las líneas L_1 y L_3 y así sucesivamente, mientras que el suministro se interrumpe en el punto de carga C_3 con los cortes CO_1 **o** CO_2 **o** con el CO_3 , etc., por lo tanto, se tiene una **unión de cortes, es decir, una conexión serie de los mismos**. En consecuencia, las redes de confiabilidad son:

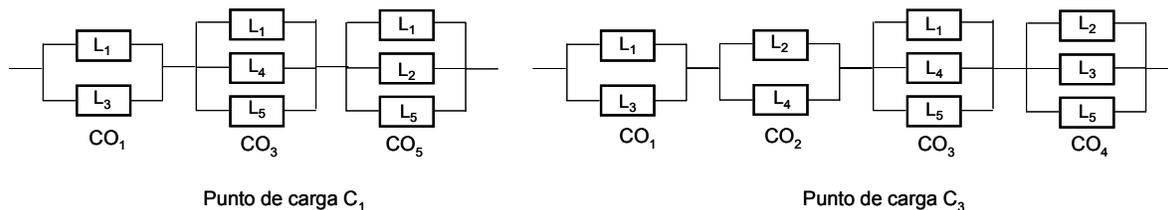


Figura 3.4

Redes de confiabilidad para los puntos de carga C_1 y C_3 , con la línea L_5 en servicio.

6.- Usando las ecuaciones (2.60) y (2.61) para los equivalentes serie y las ecuaciones (2.71) y (2.74) para los equivalentes paralelo, los resultados de confiabilidad solicitados, con la adición de la línea L₅, son

Tabla 3.2

Resultados de confiabilidad del caso de estudio I, con la línea L₅ en servicio

Línea	Parámetros		CO ₁	CO ₂	CO ₃	C ₁	C ₃
L1	λ [fallas]	1.940	0.013	0.013	0.000069	0.014	0.027
	r[hs/falla]	15.580	7.790	7.790	5.193333	7.763	7.777
	U=λr[hs/año]	30.225	0.104	0.104	0.000360	0.105008	0.209296
L2	λ	1.940			min/año	6.30	12.56
	r	15.580	CO ₄	CO ₅	Sin cortes de tercer orden	C ₁	C ₃
	U=λr	30.225					
L3	λ	1.940	0.000069	0.000069			0.013
	r	15.580	5.193333	5.193333		7.790	7.790
	U=λr	30.225	0.000360	0.000360		0.104288	0.208576
L4	λ	1.940				6.26	12.51
	r	15.580				min/año	min/año
	U=λr	30.225			Error (%)	0.69	0.34

Como muestra, se presentan los cálculos para el punto de carga C₃, despreciando los cortes de tercer orden:

□ Parámetros de los cortes CO₁ y CO₂:

$$\lambda_{CO1} \cong \lambda_{L1} \lambda_{L3} (r_{L1} + r_{L3}) / 8760 =$$

$$= (1.94)(1.94)(15.58 + 15.58) / 8760 = 0.013 \text{ _ fallas / año}$$

$$r_{C1} = \frac{r_{L1} r_{S342}}{r_{L1} + r_{S342}} = \frac{(15.58)(15.58)}{15.58 + 15.58} = \frac{15.58}{2} = 7.79 \text{ _ horas / falla}$$

□ Parámetros para el punto de carga C₃:

Si se desprecian los cortes de tercer orden, el equivalente serie de los cortes CO₁ y CO₂, es el equivalente global de confiabilidad en el nodo de carga C₃:

$$\lambda_{C3} = \lambda_{CO1} + \lambda_{CO2} = (0.013)(2) = 0.027 \text{ _ fallas / año}$$

$$r_{C3} = \frac{\lambda_{CO1} r_{CO1} + \lambda_{CO2} r_{CO2}}{\lambda_{C3}} = \frac{(0.013)(7.79)(2) \text{ _ hs / año}}{0.027 \text{ _ fallas / año}} = 7.79 \text{ _ hs / falla}$$

□ Y la indisponibilidad anual del servicio en este punto de carga es:

$$U_{C3} = \lambda_{C3} r_{C3} = (0.027)(7.79) = 0.210 \text{ _ hs / año} = 12.5 \text{ _ min / año}$$

COMENTARIOS:

(1) Por la simetría del sistema, los puntos de carga C_1 y C_2 tienen la misma confiabilidad.

(2) Los puntos de carga C_1 y C_3 ven incrementada su confiabilidad con la entrada de la línea L_5 , viendo reducido el tiempo anual de interrupción de 18.8 a 6.3 minutos y de 25.0 a 12.5 minutos, respectivamente.

3.3 CASO DE ESTUDIO I. REDES ANILLADAS CON FUENTES INFALIBLES.

En este caso, la red principal está constituida por un anillo sencillo, donde se intercalan fuentes y cargas, como se muestra en la figura 3.5. El procedimiento que se presenta a continuación, proporciona abundante información, tanto de la metodología, como de los niveles de confiabilidad característicos, **enfatizando que dicha metodología es totalmente original y desarrollada para este trabajo de tesis.**

Se requiere calcular la confiabilidad en cada uno de los nodos de carga del sistema, el cual cuenta con cuatro fuentes infalibles y cuatro puntos de carga. Se asume que cada una de las líneas que convergen en un nodo de carga tiene la capacidad suficiente para alimentar la carga de ese nodo.

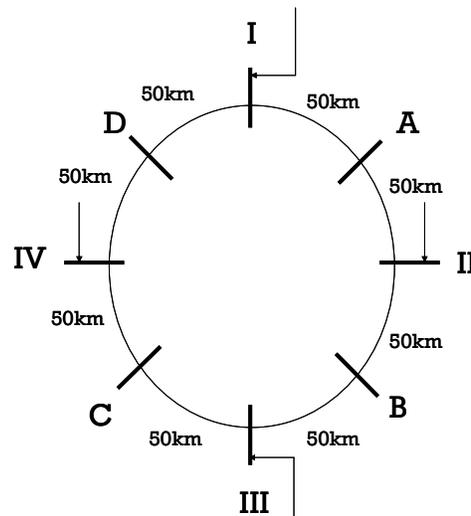


Figura 3.5

Arquitectura de anillo sencillo con fuentes infalibles.

Los parámetros de confiabilidad de los componentes del sistema son [32]:

Líneas de 230kV:

$$\lambda=0.4565 \text{ fallas/año/100km}$$

$$r=11.7 \text{ horas/falla.}$$

Equipo terminal (incluyendo protecciones):

$$\lambda = 0.1883 \text{ fallas/año/100km}$$

$$r = 8.7 \text{ horas/falla.}$$

Obteniendo la **confiabilidad total** de una línea de 50 kilómetros, usando las ecuaciones (2.60) y (2.61) obtenidas para una configuración serie, dado que cualquiera de los eventos produce la salida de la línea, se tiene:

$$\lambda_1 = \lambda_1 + \lambda_2 = (0.4565 / 2) + (0.1883 / 2) = 0.3224 \text{ fallas / año}$$

$$r_1 = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1} = \frac{(0.4565 / 2 \text{ fallas / año})(11.7 \text{ horas}) + (0.1883 / 2 \text{ fallas / año})(8.7 \text{ horas})}{0.3224 \text{ fallas / año}} = 6.68 \text{ horas}$$

Con base en la simetría del problema, se concluye que todos los nodos de carga tienen la misma confiabilidad. Partiendo del hecho de que las cuatro fuentes (I, II, III y IV) son infalibles, la red de confiabilidad para cada nodo de carga es:

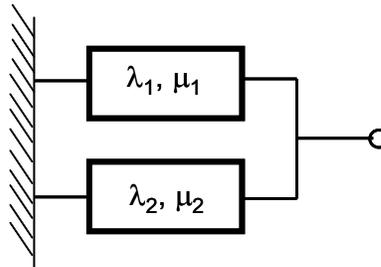


Figura 3.6

Equivalente de confiabilidad para cada punto de carga.

El nodo de la izquierda del diagrama anterior representa a un “**bus infinito de confiabilidad**”, es decir, un nodo infalible, o mejor aún, una fuente infalible.

Obteniendo el equivalente paralelo de las dos líneas idénticas que alimentan a cada carga, mediante las ecuaciones (2.71) y (2.74), se tiene:

$$\lambda_p \cong \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) / 8760 = \lambda_1^2 (2r_1) / 8760 = (0.3224)^2 \frac{(2 \times 6.68)}{8760}$$

$$\lambda_p = 0.00016 \text{ _ fallas / año}$$

$$r_p = \frac{r_1 r_1}{r_1 + r_1} = \frac{r_1^2}{2r_1} = \frac{r_1}{2} = \frac{6.68}{2}$$

$$r_p = 3.34 \text{ _hs/falla}$$

La indisponibilidad anual del servicio en cada nodo de carga es:

$$U = \lambda_p r_p = (0.00016)(3.34) = 0.0005 \text{ _hs/año} = 1.9 \text{ _s/año}$$

COMENTARIOS:

- (1) Para las condiciones planteadas, se tendrá en cada uno de los nodos de carga una falla cada 6306 años (el inverso de 0.00016 fallas/año) con duración promedio de 3.34 horas y una falta de servicio promedio de **1.9 segundos al año**.
- (2) Sin embargo, si solamente se tuviera una línea por nodo, ocurriría en promedio una falla cada 3.1 años (el inverso de 0.3224 fallas/año) con duración promedio de 6.68 horas y una falta de servicio de 2.15 horas (129 minutos) al año.
- (3) Los mismos resultados se obtendrían para el sistema de doble anillo mostrado a continuación:

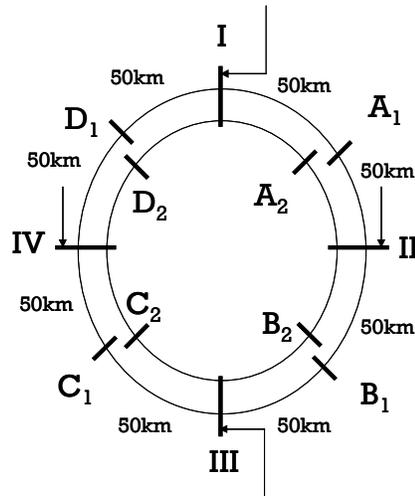


Figura 3.7

Arquitectura de doble anillo con fuentes infalibles.

3.4 CASO DE ESTUDIO II. RED DE DOBLE ANILLO CON FUENTES FINITAS Y FALIBLES.

En la práctica, las subestaciones fuente no son infalibles, ni tienen una capacidad infinita, sino que su confiabilidad y capacidad dependen fundamentalmente de la de los transformadores. En estas condiciones, la confiabilidad en los nodos de carga del sistema de transmisión se ve reducida.

Se requiere calcular la confiabilidad en los nodos de carga (A) y (B), alimentados por el sistema de transmisión de 230kV mostrado en la figura 3.8, el cual tiene una configuración de doble anillo, con dos fuentes finitas y falibles (I) y (II). Se asume que cada una de las líneas que convergen en un nodo de carga tiene la capacidad suficiente para alimentar la mitad de la carga total del nodo y que cada uno de los transformadores de 400 a 230kV no admiten sobrecarga.

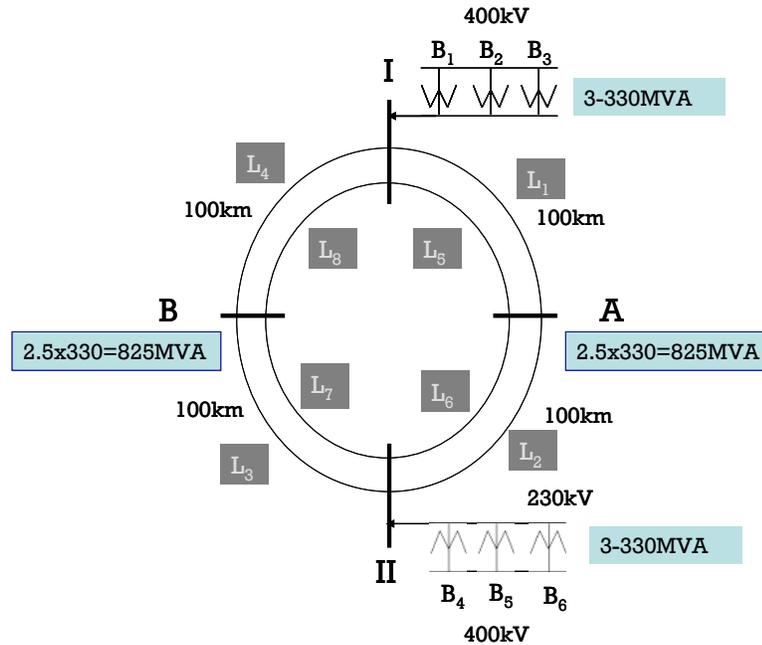


Figura 3.8

Arquitectura de doble anillo con fuentes falibles.

En este caso, se aplica el método de **cortes mínimos**, despreciando los cortes de tercer orden y superiores. La carga total es de 1650MVA y la capacidad de transformación es de $6 \times 330 = 1980$ MVA. La reserva de transformación resulta de $1980 - 1650 = 330$ MVA (20%) y permite soportar la falla de un transformador sin pérdida de carga. Por otro lado, dada la capacidad de las líneas de transmisión, ningún corte de segundo orden en ellas produce afectación a la carga. Por lo tanto, no hay ningún corte mínimo de orden (1) y los cortes de orden (2) que prevalecen en el análisis corresponden a los transformadores cuando ocurre una falla simultánea de dos de ellos.

Mediante el principio fundamental del conteo (ver sección I.5 en el Apéndice I), la cantidad de cortes de segundo orden para los 6 bancos o transformadores, son:

$$NC = (6 \times 5) / 2 = 15$$

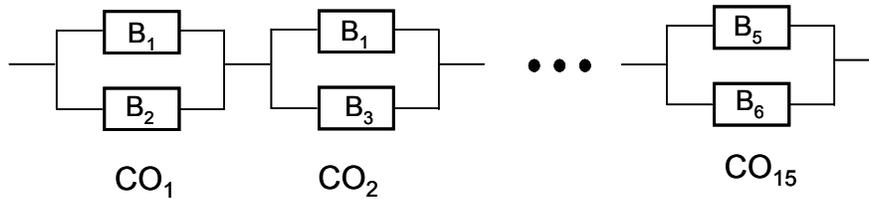


Figura 3.9

Red de cortes mínimos para cada punto de carga.

Cada uno de estos 15 cortes produce un corte de carga de 330MVA. Tomando los parámetros de confiabilidad para los bancos de 400/230kV de la referencia [32] y aplicando las ecuaciones para obtener el equivalente serie-paralelo de los 15 cortes usando las ecuaciones (2.60), (2.61), (2.71), (2.74), se obtiene:

Tabla 3.3

Parámetros de confiabilidad para el equivalente serie de los 15 cortes

Elemento	λ (fallas/año)	r (hs/falla)	$U=\lambda r$ (hs/año)
Banco de 400/230kV	0.0886	426.80	18.91
Equipo terminal	0.0466	46.90	2.19
Conjunto	0.1352	156.01	21.09
-	-	-	-
Corte de dos bancos	0.00065	78.01	0.05
-	-	-	-
Equiv. de los 15 cortes	0.009766	78.01	0.76

Los valores anteriores indican que se tendrá un corte de 330 MVA, 0.009766 veces al año con una interrupción anual a ese bloque de carga de 0.76 horas ó 45 minutos. Esto equivale a una interrupción anual referida a toda la carga de:

$$U = \frac{\text{Energía interrumpida}}{\text{Potencia}} = \frac{(330 \text{ MVA})(0.76 \text{ hs/año})}{5 \times 330 \text{ MVA}}$$

$$U = \frac{0.76 \text{ horas}}{5} = 0.15 \text{ hs/año - MVA}$$

COMENTARIOS:

(1) El sistema experimentará en promedio una interrupción promedio de 0.15 hs/año o **9.1 min/año**, resultado bastante diferente a los 1.9 segundos del Caso de Estudio 0. Casi 300 veces más de indisponibilidad del servicio.

(2) Toda la indisponibilidad del servicio proviene de la inconfiabilidad de los transformadores de la subestación fuente, ya que ningún corte de líneas quedó incluido en la red de confiabilidad equivalente.

3.5 CASO DE ESTUDIO III. RED DE ANILLO SENCILLO CON FUENTES FINITAS Y FALIBLES.

Se requiere ahora calcular la confiabilidad en cada uno de los nodos de carga (A) y (B) del sistema de transmisión de 230kV mostrado en la figura 3.10, el cual tiene una configuración de anillo sencillo, con dos fuentes finitas y falibles (I) y (II). Se asume que cada una de las líneas que convergen en un nodo de carga tiene la capacidad suficiente para alimentar la carga total del nodo y que cada uno de los transformadores de 400 a 230kV no admiten sobrecarga.

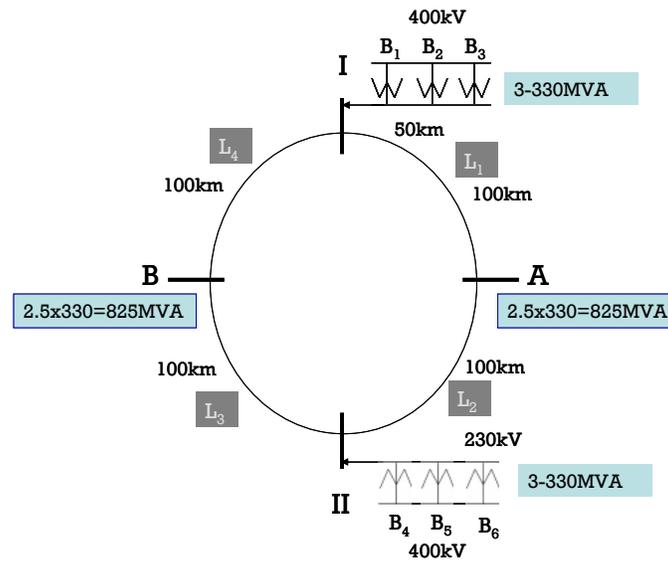


Figura 3.10

Arquitectura de anillo sencillo con fuentes falibles.

Como la salida de una línea o de un banco no produce interrupción, los cortes de primer orden no intervienen. Por lo tanto, solo prevalecen los cortes de segundo orden, los cuales para la arquitectura planteada de 4 líneas y 6 bancos (10 elementos), son:

$$NC = (10 \times 9) / 2 = 45$$

De ellos, los siguientes no producen interrupción: (a) Los 4x6=24 cortes formados por la falla simultánea de una línea y un banco, (b) Los 2 cortes de las líneas nones (L1 y L3) y de líneas pares (L2 y L4); de manera que solo quedan 45-24-2= 19 cortes de orden (2) que producen interrupción, presentándose tres estados de falla:

ESTADO 1.- Interrupción de 330MVA, debido a los 15 cortes por falla simultánea de dos bancos:

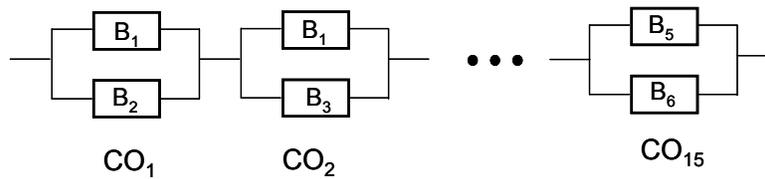


Figura 3.11

Red de cortes mínimos que producen una afectación de 330MVA.

ESTADO 2.- Interrupción de 2.5x330MVA, debido a 2 cortes por falla simultánea de las líneas que convergen en un **nodo de carga**:

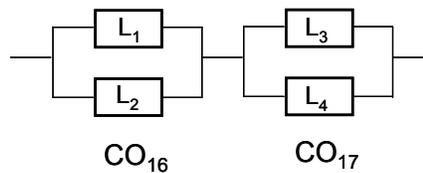


Figura 3.12

Red de cortes mínimos que producen una afectación de 2.5x330MVA.

ESTADO 3.- Interrupción de 2x330MVA, debido a 2 cortes por falla simultánea de las líneas que convergen en un **nodo fuente**:

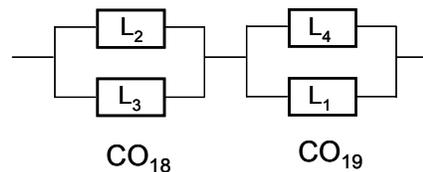


Figura 3.13

Red de cortes mínimos que producen una afectación de 2x330MVA.

De manera similar a la solución del caso de estudio anterior, para cada estado de falla se obtiene la tasa de fallas (λ), el tiempo medio de interrupción (r) y la indisponibilidad anual (U):

Tabla 3.4

Resultados de confiabilidad para cada estado de falla

Elemento	λ (fallas/año)	r (hs/falla)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)
Banco de 400/230kV	0.0886	426.8	18.90724
Equipo terminal	0.0466	46.9	2.18554
Conjunto	0.1352	156.012	21.09278
-	-	-	-
Línea 230kV (100km)	0.4565	11.7	2.670525
Equipo terminal	0.1883	8.7	1.63821
Conjunto	0.6448	6.682	4.308735
-	-	-	-
Corte de dos bancos	0.00065	78.01	0.0508
Corte de dos líneas	0.00063	3.34	0.0021
-	-	-	-
Edo 1 - Int a 330MVA	0.00977	78.01	0.7618
Edo 2 - Int a 2.5x330MVA	0.00127	3.34	0.0042
Edo 3 - Int a 2x330MVA	0.00127	3.34	0.0042

COMENTARIOS:

(1) La tasa de falla asociada al equipo de transformación (estado 1) es 7.7 (0.00977/0.00127) veces mayor que la tasa de fallas asociada al equipo de transmisión (estados 2 y 3), debido a la menor redundancia de bancos.

(2) El tiempo medio de interrupción debido al equipo de transformación (estado 1) es 23 (78.01/3.34) veces mayor que el tiempo medio de interrupción asociado al equipo de transmisión (estados 2 y 3), debido al tiempo mayor de reparación de los transformadores.

(3) Combinando estas dos situaciones, la indisponibilidad anual del bloque de carga interrumpido por falla del equipo de transformación es de 181 (0.7618/0.0042) veces mayor que la correspondiente a los bloques de carga interrumpidos por la falla de las líneas de transmisión, pudiéndose afirmar que el equipo de transformación es “el eslabón” más débil del sistema.

Ahora, el reto es obtener indicadores de confiabilidad a nivel sistema, combinando los resultados para los tres estados de falla. Estos resultados no pueden combinarse directamente porque cada estado tiene diferente nivel de afectación. En consecuencia se procederá a referir los resultados a la carga total del sistema, como se hizo en el caso de estudio anterior.

Para el estado 1:

$$U = \frac{\text{Energía interrumpida}}{\text{Potencia}} = \frac{(330_MVA)(0.7618_hs/año)}{5 \times 330_MVA}$$

$$U = \frac{0.7618_hs/año}{5} = 0.1524_hs/año$$

Para el estado 2:

$$U = \frac{\text{Energía interrumpida}}{\text{Potencia}} = \frac{(2.5 \times 330 \text{ MVA})(0.0042 \text{ hs/año})}{5 \times 330 \text{ MVA}}$$

$$U = \frac{2.5 \times 0.0042 \text{ hs/año}}{5} = 0.0021 \text{ hs/año}$$

Para el estado 3:

$$U = \frac{\text{Energía interrumpida}}{\text{Potencia}} = \frac{(2 \times 330 \text{ MVA})(0.0042 \text{ hs/año})}{5 \times 330 \text{ MVA}}$$

$$U = \frac{2 \times 0.0042 \text{ hs/año}}{5} = 0.0017 \text{ hs/año}$$

Los cálculos anteriores se integran en la siguiente tabla:

Tabla 3.5
Parámetros globales preliminares

Carga interrumpida (MVA)	λ (fallas/año)	r (hs/falla)	U (hs/año)	%
330	0.00977	78.01	0.1524	97.6
825	0.00127	3.34	0.0021	1.4
660	0.00127	3.34	0.0017	1.1
TOTAL	-	-	0.1562	100.0

COMENTARIOS:

(1) Como las indisponibilidades ya están referidas a una base común, ya pueden sumarse. Con ello, cada MVA de carga del sistema experimentará 0.1562 horas de interrupción (**9.4 minutos** contra 9.1 minutos en el caso de estudio anterior).

(2) Es de gran importancia observar como el 97.6% del tiempo de interrupción corresponde a la “debilidad” del equipo de transformación (Estado de falla 1).

Aunque ya se ha avanzado bastante, todavía queda pendiente obtener la tasa de falla global y el tiempo medio de interrupción global, lo cual se realizará en la siguiente sección.

3.5.1 Tasa de fallas y tiempo medio de interrupción globales de un sistema con estados multifalla.

Sea (S) la dimensión del sistema con tres estados de falla E1, E2 y E3, los cuales tienen una magnitud de afectación (S_1), (S_2) y (S_3), con tasa de falla o de ocurrencia (λ_1), (λ_2) y (λ_3), así como tiempo medios de duración de cada estado (r_1), (r_2) y (r_3), respectivamente. Los productos respectivos ($\lambda_1 r_1$), ($\lambda_2 r_2$) ($\lambda_3 r_3$) producirán las indisponibilidades anuales o tiempos de falla anual (U_1), (U_2) y

(U_3) para cada estado. Lo anterior se muestra esquemáticamente en la siguiente figura, donde se incluye la parte del sistema no afectada, (S_4):

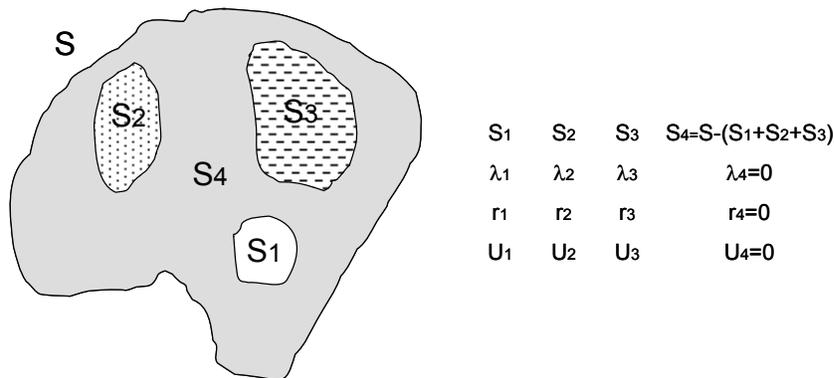


Figura 3.14
Estados de afectación parcial de un sistema.

Asumiendo que cada estado proviene de un grupo de **cortes mutuamente excluyentes**, se intuye que sería posible obtener la tasa de falla y el tiempo medio de falla globales, obteniendo el equivalente serie de los estados de falla. Pero, esto no es posible porque cada estado tiene una afectación de diferente dimensión. Por lo tanto, se procederá a obtener una tasa de falla normalizada, en función de la dimensión total del sistema.

La dimensión (S) del sistema puede expresarse como:

$$S = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 \quad (3.1)$$

La tasa de falla ponderada o global en función del grado de afectación, es:

$$\lambda = \lambda_1 \frac{S_1}{S} + \lambda_2 \frac{S_2}{S} + \lambda_3 \frac{S_3}{S} + \lambda_4 \frac{S_4}{S} = \lambda_1 \frac{S_1}{S} + \lambda_2 \frac{S_2}{S} + \lambda_3 \frac{S_3}{S} + (0) \frac{S_4}{S}$$

$$\lambda = \lambda_1 \frac{S_1}{S} + \lambda_2 \frac{S_2}{S} + \lambda_3 \frac{S_3}{S} \quad (3.2)$$

Comparando la ecuación (3.2) con la (2.58) para un sistema serie, puede decirse que cada uno de los sumandos es una tasa de falla corregida o normalizada, dada por:

$$\lambda_i^{\circ} = \lambda_i \frac{S_i}{S} \quad (3.3)$$

Con esta normalización, cada tasa de falla se refiere a la dimensión total del sistema, obteniendo el número de fallas esperado por cada unidad de carga del

sistema. Con base en ello, la tasa de falla global que incluye los tres estados de falla es:

$$\lambda = \lambda_1^\circ + \lambda_2^\circ + \lambda_3^\circ \quad (3.4)$$

Y la indisponibilidad global del sistema:

$$U = \lambda_1^\circ r_1 + \lambda_2^\circ r_2 + \lambda_3^\circ r_3 \quad (3.5)$$

La indisponibilidad global puede también expresarse como:

$$U = \lambda r = (\lambda_1^\circ + \lambda_2^\circ + \lambda_3^\circ) r \quad (3.6)$$

Despejando el tiempo medio global de falla (r) de la ecuación (3.6) y sustituyendo el valor de (U) dado por la ecuación (3.5), se tiene:

$$r = \frac{U}{\lambda} = \frac{\lambda_1^\circ r_1 + \lambda_2^\circ r_2 + \lambda_3^\circ r_3}{\lambda_1^\circ + \lambda_2^\circ + \lambda_3^\circ} \quad (3.7)$$

Ecuación idéntica a la ecuación (2.59) para el tiempo de falla equivalente de un sistema serie, pero usando las tasas de falla normalizadas de cada estado de falla, obtenidas mediante la ecuación (3.3).

Caso de Estudio III - Continuación.

Ahora si se está en condiciones de concluir el caso de estudio. La tasa normalizada del estado de falla 1, es:

$$\lambda_1^\circ = \lambda_1 \frac{S_1}{S} = (0.00977) \frac{330\text{MVA}}{1650\text{MVA}} = 0.00195 \text{ _fallas / año}$$

Repitiendo el proceso para los otros dos estados de falla y sumando para obtener la tasa de falla global dada por la ecuación (3.4), el resultado es 0.00310 fallas/año:

Tabla 3.6
Parámetros homologados y globales finales

Carga interrumpida (MVA)	λ (fallas/año)	S(MVA)	λ° (fallas/año)
330	0.00977	1650	0.00195
825	0.00127	1650	0.00063
660	0.00127	1650	0.00051
TOTAL	-	-	0.00310

Mediante la ecuación (3.7) se obtiene el tiempo medio de interrupción global, resultando de 50.46 horas/falla:

Tabla 3.7
Tiempo medio de falla por estado y global

Carga interrumpida (MVA)	r (hs/falla)	λ° (fallas/año)	U (hs/año)
330	78.01	0.00195	0.15236
825	3.34	0.00063	0.00212
660	3.34	0.00051	0.00170
TOTAL	50.46	0.00310	0.15618

La indisponibilidad global del sistema, usando la ecuación (3.6), es entonces:

$$U = \lambda r = (0.00310 \text{ _ fallas/año})(50.46 \text{ _ hs/falla}) = 0.156 \text{ _ hs/año} = 9.4 \text{ _ min/año}$$

Resultado que ya se había obtenido en la primera parte de la solución. Aquí lo adicional e importante son los valores globales de la tasa de falla y el tiempo medio de interrupción para tener completo el método de frecuencia y duración.

3.6 CASO DE ESTUDIO IV. RED DE DOBLE ANILLO CON FUENTES FINITAS Y FALIBLES MÚLTIPLES.

Se desea conocer la confiabilidad en cada nodo de carga de la red de transmisión mostrada en la figura 3.15. Se asume que cada línea tiene la capacidad para alimentar la carga total del nodo y que los transformadores de 400 a 230kV no admiten sobrecarga. Todas las líneas tienen una longitud de 50 km.

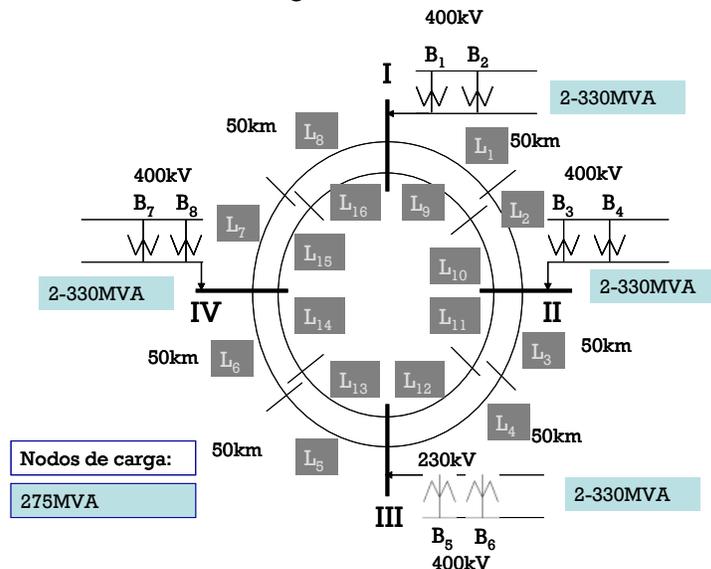


Figura 3.15
Arquitectura de doble anillo con fuentes múltiples.

El total de la capacidad de transformación es de $8 \times 330 = 2640 \text{MVA}$ y la carga suma $8 \times 275 = 2200 \text{MVA}$, nuevamente se tiene un 20% de reserva en transformación, que en valor absoluto es de 440MVA. **Dadas las condiciones del caso, otra vez, la salida de una línea o de un banco no producen interrupción y los cortes de primer orden no intervienen en el análisis.**

Cuando se tenga la falla simultánea de dos bancos, la carga interrumpida será $660 - 440 = 220 \text{MVA}$.

Los cortes de segundo orden de 16 líneas y 8 bancos (24 elementos) son:

$$NC = (24 \times 23) / 2 = 276$$

De ellos, los siguientes no producen interrupción: (a) Los $16 \times 8 = 128$ cortes formados por la falla simultánea de una línea y un banco, (b) Los $(16 \times 14) / 2 = 112$ cortes de cada línea con las otras 14 líneas diferentes a la que converge en el mismo nodo de carga; de manera que solo quedan $276 - 128 - 112 = 36$ cortes de segundo orden que si producen interrupción.

Bajo estas condiciones, se presentan dos estados de falla:

ESTADO 1.- Interrupción de 275MVA, debido a los 8 cortes por falla simultánea de las líneas que convergen en cada nodo de carga:

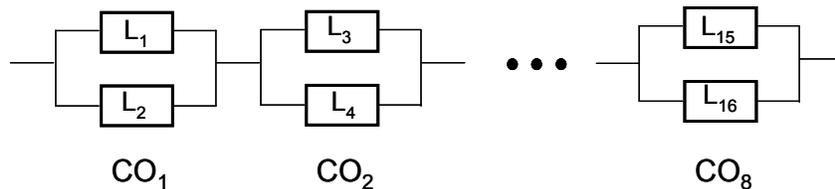


Figura 3.16

Red de cortes mínimos que producen una afectación de 275MVA.

ESTADO 2.- Interrupción de $660 - 440 = 220 \text{MVA}$, debido a 28 cortes por falla simultánea de dos bancos:

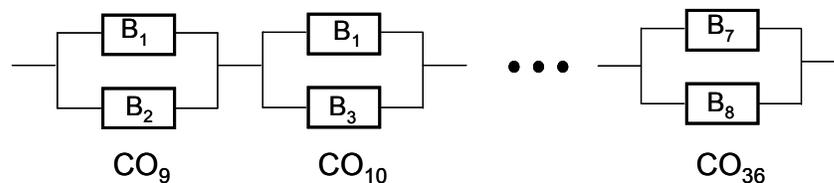


Figura 3.17

Red de cortes mínimos que producen una afectación de 220MVA.

La tasa de falla (λ), el tiempo medio de interrupción (r) y la indisponibilidad anual (U), para cada estado de falla, son:

Tabla 3.8
Resultados para cada estado de falla con reserva del 20%

Elemento	λ (fallas/año)	r (hs/falla)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)
Banco de 400/230kV	0.0886	426.8	18.91
Equipo terminal	0.0466	46.9	2.19
Conjunto	0.1352	156.0	21.09
Línea 230kV (50km)	0.2283	11.7	1.34
Equipo terminal	0.0942	8.7	0.82
Conjunto	0.3224	6.7	2.15
Corte de dos bancos	0.0007	78.0	0.05
Corte de dos líneas	0.0002	3.3	0.0005
Edo 1 - Int a 275MVA	0.0013	3.3	0.0042
Edo 2 - Int a 220MVA	0.0182	78.0	1.42

La tasa de falla normalizada para cada estado de falla y la global, usando las ecuaciones (3.3) y (3.4), son:

Tabla 3.9
Tasa de falla global con reserva del 20%

Carga interrumpida (MVA)	λ (fallas/año)	S(MVA)	λ° (fallas/año)
275	0.0013	2200	0.000159
220	0.0182	2200	0.001823
TOTAL			0.001982

El tiempo medio global de falla para el sistema obtenido mediante la ecuación (3.7), es:

Tabla 3.10
Resultados finales con reserva del 20%

Carga interrumpida (MVA)	r (hs/falla)	λ° (fallas/año)	U (hs/año)	%
275	3.3	0.000159	0.0005	0.4
220	78.0	0.001823	0.1422	99.6
TOTAL	72.0	0.001982	0.1427	100.0

Y la indisponibilidad global del sistema mediante la ecuación (3.6), resulta:

$$U = \lambda r = (0.001982 \text{ fallas/año})(72.0 \text{ hs/falla}) = 0.1427 \text{ horas/año} = 8.56 \text{ min/año}$$

COMENTARIO:

(1) Obsérvese como nuevamente el 99.6% de la inconfiabilidad global se debe a la “debilidad” del equipo de transformación (estado de falla 2).

A continuación se presenta un resumen de los diferentes casos analizados:

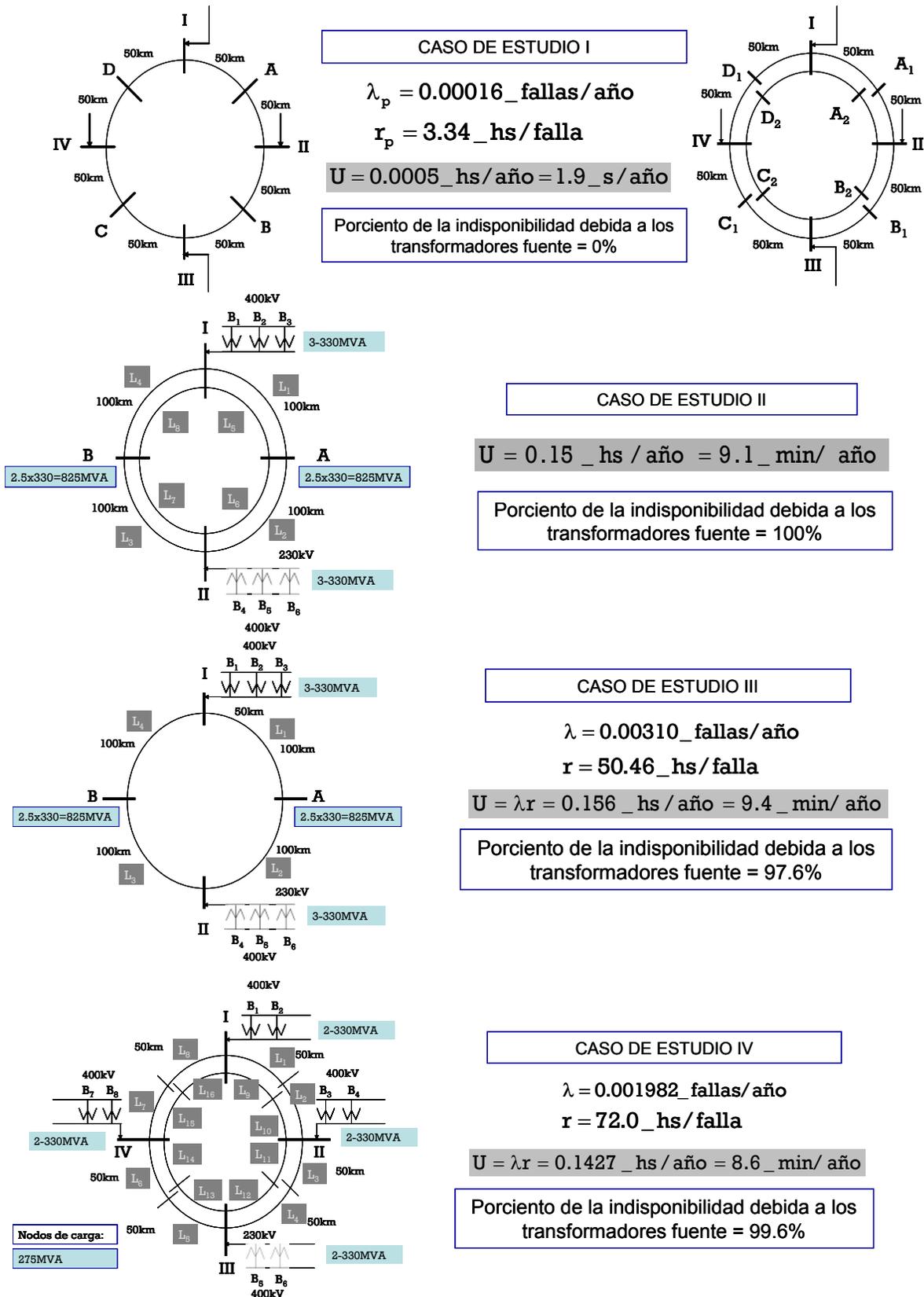


Figura 3.18
Resumen de casos.

3.7 EFECTO DEL NIVEL DE RESERVA DEL EQUIPO DE TRANSFORMACION.

Como se ha visto, la capacidad y confiabilidad del equipo de transformación juega un papel determinante en los parámetros finales de la confiabilidad del sistema de transmisión. En la sección anterior se resolvió el caso de 20% de reserva en la capacidad de transformación. La siguiente gráfica muestra la relación entre el tiempo medio de interrupción de cada MVA de carga y el nivel de reserva:

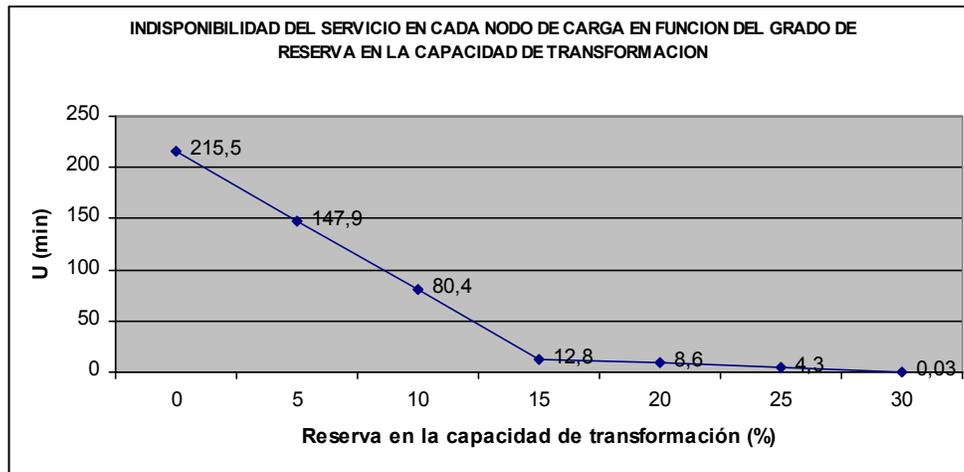


Figura 3.19

Efecto de la reserva de transformación.

Con el fin de mostrar otro caso de la gráfica anterior, se presentan a continuación los resultados para una reserva del 30%. Este caso es de importancia especial porque el 30% del total de la carga son 660MVA, equivalente a dos bancos de 330MVA, lo que implica que la contingencia sencilla y la doble en transformadores no producen afectación de carga:

Tabla 3.11

Resultados para cada estado de falla con reserva del 30%

Elemento	λ (fallas/año)	r (hs/falla)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)
Banco de 400/230kV	0.0886	426.8	18.91
Equipo terminal	0.0466	46.9	2.19
Conjunto	0.1352	156.0	21.09
Línea 230kV (50km)	0.2283	11.7	1.34
Equipo terminal	0.0942	8.7	0.82
Conjunto	0.3224	6.7	2.15
Corte de dos bancos	0.0007	78.0	0.05
Corte de dos líneas	0.0002	3.3	0.0005
Edo 1 - Int a 275MVA	0.0013	3.3	0.0042

La tasa de falla normalizada para el estado de falla y la global, son:

Tabla 3.12
Tasa de falla global con reserva del 30%

Carga interrumpida (MVA)	λ (fallas/año)	S(MVA)	λ^o (fallas/año)
275	0.0013	2200	0.000159
TOTAL			0.000159

Y el tiempo medio global de falla para el sistema:

Tabla 3.13
Resultados finales con reserva del 30%

Carga interrumpida (MVA)	r (hs/falla)	λ^o (fallas/año)	U (hs/año)	%
275	3.3	0.000159	0.0005	100.0
TOTAL	3.3	0.000159	0.0005	100.0

Y la indisponibilidad global del sistema es:

$$U = \lambda r = (0.000159 \text{ fallas/año})(3.3 \text{ hs/falla}) = 0.0005 \text{ hs/año} = 0.03 \text{ min/año}$$

$$U = 0.03 \text{ min/año} = 1.8 \text{ s/año}$$

3.8 CONCLUSIONES DEL CAPITULO.

Después de lo expuesto, es posible afirmar que los sistemas de transmisión anillados presenta una muy alta confiabilidad y que la parte que más incide en la inconfiabilidad es el equipo de transformación de las subestaciones fuente. De los casos de estudio analizados con parámetros estadísticos de Canadá, se observa que para una reserva del 20% en la capacidad de transformación, la contribución al TIU es del orden de 9 minutos.

Capítulo 4

CONFIABILIDAD DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION.

4.1 EL ENFOQUE INTUITIVO VERSUS EL ENFONQUE CUANTITATIVO.

Aunque la teoría de la confiabilidad y su aplicación a los sistemas eléctricos de potencia han evolucionado bastante, todavía la elección de la arquitectura de las subestaciones eléctricas tienen un alto grado de empirismo y determinismo. El criterio clásico para seleccionar un arreglo es: Si la subestación va a servir una área de poca importancia es común usar una subestación de barra sencilla (ver figura 4.1); si la subestación es para una zona urbana de mediana importancia, se suele utilizar un arreglo de doble barra con interruptor de amarre; si la aplicación es ahora de alta importancia, como en 400kV, se utiliza una subestación con arreglo de interruptor y medio; y finalmente, si la aplicación es de máxima prioridad, como en una planta termoeléctrica o una planta nuclear, se utiliza un arreglo de doble interruptor. En ocasiones el arreglo en anillo se usa en lugar del arreglo de interruptor y medio. Estas cinco arquitecturas se muestran en la figura 4.1.

La pregunta aquí es ¿Cuántos minutos aporta una subestación a la indisponibilidad total del servicio que sufre el usuario? 5, 50 ó 500 minutos? En las referencias [13, 33, 34] se contesta de manera precisa esta interrogante. La primera conclusión a la que se llegó fue que la confiabilidad de una subestación no solo depende de la arquitectura o arreglo, sino del tipo de la tecnología utilizada, entendiendo por “tecnología” el tipo de interruptores: neumáticos, de gran o pequeño volumen de aceite, de SF6, etc.

Todo esto se tratará en este capítulo, con la finalidad de que se substituyan las decisiones intuitivas por criterios cuantitativos al seleccionar la arquitectura de una subestación.

De acuerdo con la referencia [14], el 60% de las fallas de una subestación se debe al equipo de potencia, el 20% al equipo de protección, control y supervisión, y el 20% restante a errores humanos. La evaluación presentada en este capítulo incluye las fallas permanentes de los equipos de potencia, tales como interruptores y transformadores, más las fallas de los equipos complementarios, tales como las cuchillas, los transformadores de corriente y potencial, etc.

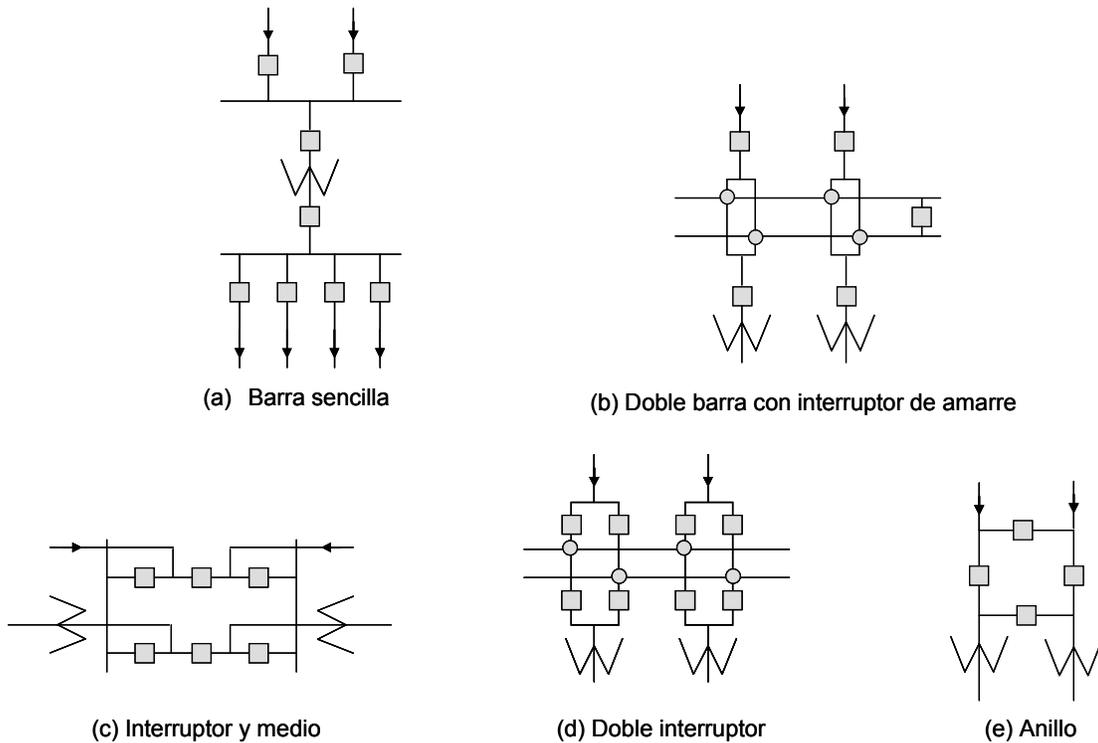


Figura 4.1
Arquitecturas típicas de subestaciones.

4.2 EFECTO DE LA ARQUITECTURA.

La confiabilidad de la parte de alta tensión de una subestación depende de tres factores: (a) **la tecnología**, (b) su **arquitectura**, y (c) la **alternancia** de sus elementos [13].

En esta sección se mostrará el efecto de los diferentes arreglos, manteniendo sin cambio la tecnología y la alternancia. La tabla 4.1 muestra los parámetros de confiabilidad para diferentes tipos de interruptores [32, 35, 36]. De inmediato se observa el amplio rango de variación de la indisponibilidad anual desde 0.43 hasta 22.80 horas al año (53 veces).

Tabla 4.1
Parámetros de confiabilidad e indisponibilidad anual de interruptores

TECNOLOGÍA	λ (fallas/año)	r (hs/falla)	$U = \lambda r$ (hs/año)
Subestación encapsulada (SF ₆)	0.010	42.5	0.43
Interruptores de SF ₆ (tanque vivo)	0.061	17.9	1.09
Ints. de pequeño vol. de aceite	0.126	156.3	19.69
Interruptores neumáticos	0.236	96.6	22.80

4.2.1 Caso de estudio V – Subestación de doble barra con interruptor de amarre e interruptores neumáticos.

Sea una subestación de 230/23 kV con arquitectura de doble barra con interruptor de amarre e interruptores neumáticos, como se muestra en la figura 4.2.

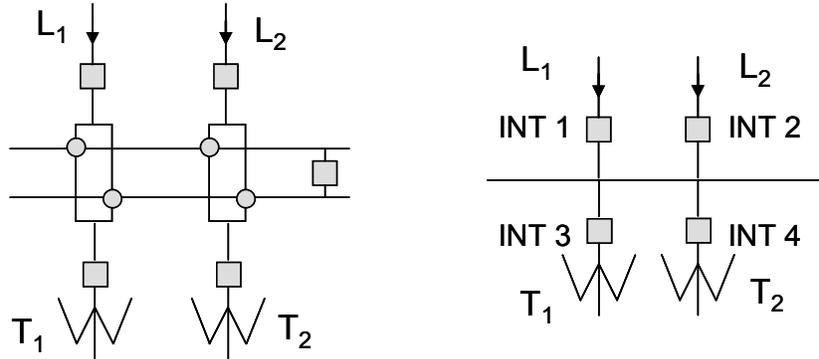


Figura 4.2
Arquitectura de doble barra y su simplificación.

En este arreglo, el interruptor de amarre tiene la finalidad de unir las dos barras para lograr el efecto de una sola barra y se abre en el caso de falla en una de las barras, conectándose entonces todos los elementos a la barra sana. Como en esta metodología no se están incluyendo las barras como elemento de falla, el arreglo equivalente es el de la derecha.

Aunque el mejor método de cálculo es el de “cortes mínimos” en combinación con el “método de frecuencia y duración”, en esta sección se usará el método del “árbol de eventos”, usando las probabilidades de falla (q) y de operación (p) de los interruptores.

Considerando los parámetros de confiabilidad dados en la tabla 4.1 para los interruptores neumáticos, las probabilidades asociadas, se tiene:

$$q = \frac{U}{T} = \frac{22.80}{8760} = 0.002603$$

$$p = 1 - q = 0.997397$$

Aplicando el **Principio Fundamental del Conteo** (ver sección I.5 del Apéndice I), considerando que se tienen finalmente cuatro interruptores y que éstos pueden estar en dos diferentes estados (operación o falla), se puede determinar que existen $2^4 = 16$ estados diferentes de la subestación. La tabla 4.2 muestra estos estados, su probabilidad de ocurrencia y el efecto sobre la continuidad del servicio.

Tabla 4.2

Probabilidad de los estados de la subestación del caso de estudio V

Arquitectura: Doble Barra con Interruptor de Amarre - Interruptores: Neumáticos

ESTADO (E)	INT 1	INT 2	INT 3	INT 4	INTS FALLADOS	P (E)	EFEECTO
1	0.997397	0.997397	0.997397	0.997397	0	0.98962962	Normal
2	0.997397	0.997397	0.997397	0.002603	1	0.00258267	Falla Parcial
3	0.997397	0.997397	0.002603	0.997397	1	0.00258267	Falla Parcial
4	0.997397	0.997397	0.002603	0.002603	2	0.00000674	Falla Total
5	0.997397	0.002603	0.997397	0.997397	1	0.00258267	Normal
6	0.997397	0.002603	0.997397	0.002603	2	0.00000674	Falla Parcial
7	0.997397	0.002603	0.002603	0.997397	2	0.00000674	Falla Parcial
8	0.997397	0.002603	0.002603	0.002603	3	0.00000002	Falla Parcial
9	0.002603	0.997397	0.997397	0.997397	1	0.00258267	Normal
10	0.002603	0.997397	0.997397	0.002603	2	0.00000674	Falla Parcial
11	0.002603	0.997397	0.002603	0.997397	2	0.00000674	Falla Parcial
12	0.002603	0.997397	0.002603	0.002603	3	0.00000002	Falla Parcial
13	0.002603	0.002603	0.997397	0.997397	2	0.00000674	Falla Total
14	0.002603	0.002603	0.997397	0.002603	3	0.00000002	Falla Parcial
15	0.002603	0.002603	0.002603	0.997397	3	0.00000002	Falla Parcial
16	0.002603	0.002603	0.002603	0.002603	4	4.59E-11	Falla Total

Se observa que los 16 estados posibles de la subestación pueden resumirse en tres, cada uno con su probabilidad de ocurrencia: (a) Estado normal, sin afectación a la carga, (b) Falla parcial, con afectación a la mitad de la carga y (c) Falla total. Al sumar las probabilidades homólogas se tiene:

Tabla 4.3

Tiempo anual de los estados de la subestación del caso de estudio V

ESTADO	Probabilidad	Tiempo anual (hs/año)
Normal	0.99479495	8714.40
Falla Parcial	0.00519237	45.49
Falla Total	0.00001348	1.18E-01
TOTAL	1.00000080	8760.0

En la tabla anterior, el tiempo anual de cada estado se obtiene multiplicando la probabilidad del estado por las 8760 horas del año. Para combinar las indisponibilidades del servicio asociadas con los estados de falla parcial y total, dado que tienen diferente grado de afectación, se hará uso de las ecuaciones (3.3) y (3.5), desarrolladas en el capítulo 3:

$$U = (\lambda_1 \frac{S_1}{S})r_1 + (\lambda_2 \frac{S_2}{S})r_2 + (\lambda_3 \frac{S_3}{S})r_3 = (\lambda_1 r_1) \frac{S_1}{S} + (\lambda_2 r_2) \frac{S_2}{S} + (\lambda_3 r_3) \frac{S_3}{S}$$

$$U = (U_1) \frac{S_1}{S} + (U_2) \frac{S_2}{S} + (U_3) \frac{S_3}{S} \quad (5.1)$$

Donde (U) es la indisponibilidad global del servicio, (U_i) la indisponibilidad debida a cada estado de falla, (S_i) la potencia de la carga afectada en cada estado y (S) la carga total del sistema. Para el caso bajo estudio, donde sólo se tienen dos estados de falla:

$$U = (45.49 \text{ _hs/año}) \frac{0.5S}{S} + (0.118 \text{ _hs/año}) \frac{S}{S} = (45.49)(0.5) + (0.118)(1)$$

$$U = 22.86 \text{ _hs/año} = 1371.6 \text{ _min/año}$$

COMENTARIOS:

(1) Con esta metodología es posible responder a la pregunta inicial: **“¿Cuántos minutos de indisponibilidad del servicio aporta una subestación a la indisponibilidad que sufre el usuario final: 5, 50 ó 500 minutos?”** En este caso casi **1371.6 minutos**.

(2) Esta indisponibilidad tan alta se debe a que se han usado interruptor de la confiabilidad más baja y a que la arquitectura elegida no es de las mejores.

4.2.2 Caso de estudio VI – Subestación en anillo, con alternancia total e interruptores neumáticos.

Sea ahora una subestación de 230/23 kV, pero con arquitectura en anillo, alternancia total e interruptores neumáticos:

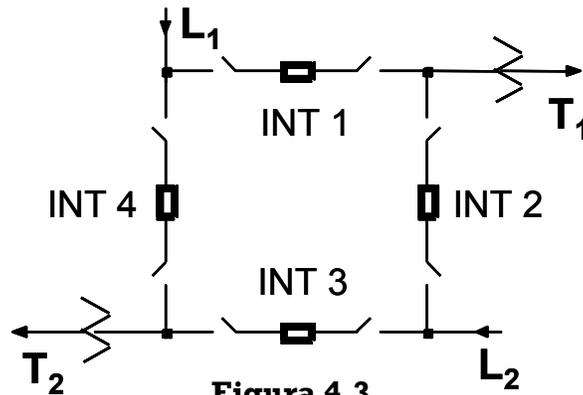


Figura 4.3
Arquitectura en anillo con alternancia total.

Puesto que el número de interruptores es 4, nuevamente se tendrán $2^4 = 16$ estados de la subestación. La tabla de estados, probabilidades de ocurrencia y efectos sobre la continuidad del servicio, se muestra en la tabla 4.4.

Tabla 4.4

Probabilidad de los estados de la subestación del caso de estudio VI

Arquitectura: Anillo - Interruptores: Neumáticos

ESTADO (E)	INT 1	INT 2	INT 3	INT 4	INTS FALLADOS	P (E)	EFECTO
1	0.997397	0.997397	0.997397	0.997397	0	0.98962962	Normal
2	0.997397	0.997397	0.997397	0.002603	1	0.00258267	Normal
3	0.997397	0.997397	0.002603	0.997397	1	0.00258267	Normal
4	0.997397	0.997397	0.002603	0.002603	2	0.00000674	Falla Parcial
5	0.997397	0.002603	0.997397	0.997397	1	0.00258267	Normal
6	0.997397	0.002603	0.997397	0.002603	2	0.00000674	Normal
7	0.997397	0.002603	0.002603	0.997397	2	0.00000674	Normal
8	0.997397	0.002603	0.002603	0.002603	3	0.00000002	Falla Parcial
9	0.002603	0.997397	0.997397	0.997397	1	0.00258267	Normal
10	0.002603	0.997397	0.997397	0.002603	2	0.00000674	Normal
11	0.002603	0.997397	0.002603	0.997397	2	0.00000674	Normal
12	0.002603	0.997397	0.002603	0.002603	3	0.00000002	Falla Parcial
13	0.002603	0.002603	0.997397	0.997397	2	0.00000674	Falla Parcial
14	0.002603	0.002603	0.997397	0.002603	3	0.00000002	Falla Parcial
15	0.002603	0.002603	0.002603	0.997397	3	0.00000002	Falla Parcial
16	0.002603	0.002603	0.002603	0.002603	4	4.59E-11	Falla Total

Agrupando las probabilidades homólogas, se tiene:

Tabla 4.5

Tiempo anual de los estados de la subestación del caso de estudio VI

ESTADO	Probabilidad	Tiempo anual (hs/año)
Normal	0.99998725	8759.888
Falla Parcial	0.00001355	0.119
Falla Total	4.59E-11	4.02E-07
TOTAL	1.00000	8760.0

La indisponibilidad global, usando la ecuación (5.1), es:

$$U = (0.119 \text{ _hs/año}) \frac{0.5S}{S} + (4.02E - 07 \text{ _hs/año}) \frac{S}{S} = (0.119)(0.5) + (4.02E - 07)(1)$$

$$U = 0.0594 \text{ _hs/año} = 3.6 \text{ _min/año}$$

COMENTARIOS:

(1) Dado que el arreglo en anillo es una de las arquitecturas con mejor confiabilidad, la indisponibilidad global del servicio se ha reducido de **1371.6 a solo 3.6 minutos**, aún cuando los interruptores usados son los de más baja confiabilidad. Esta reducción es de **385 veces**. **Una conclusión inesperada.**

(2) **Otra conclusión inesperada** es que el arreglo en anillo tiene una muy buena confiabilidad, aún cuando la inversión es menor, puesto que el arreglo de doble barra con interruptor de amarre utiliza 5 interruptores y el de anillo solo 4. Esto rompe con el paradigma de que “para tener mayor confiabilidad se requiere una inversión mayor”.

4.3 EFECTO DE LA TECNOLOGIA.

4.3.1 Caso de estudio VII – Subestación de doble barra con interruptor de amarre y tecnología encapsulada.

El objetivo es evaluar la confiabilidad de la subestación del caso de estudio V, cambiando los interruptores neumáticos por una **tecnología encapsulada con aislamiento en SF₆**. Obviamente la confiabilidad de la subestación será notablemente mejor, pero ¿cuánto mejor?

Partiendo de los parámetros de confiabilidad dados en la tabla 4.1 para las subestaciones encapsuladas, las probabilidades asociadas son:

$$q = \frac{U}{T} = \frac{0.43}{8760} = 0.000049$$

$$p = 1 - q = 0.999951$$

Con ello, las probabilidades de estado y el agrupamiento de las probabilidades homólogas serán:

Tabla 4.6

Probabilidad de los estados de la subestación del caso de estudio VII

Arquitectura: Doble Barra con Interruptor de Amarre - Tecnología: Encapsulada - SF6

ESTADO (E)	INT 1	INT 2	INT 3	INT 4	INTS FALLADOS	P (E)	EFEECTO
1	0.999951	0.999951	0.999951	0.999951	0	0.99980401	Normal
2	0.999951	0.999951	0.999951	0.000049	1	0.00004899	Falla Parcial
3	0.999951	0.999951	0.000049	0.999951	1	0.00004899	Falla Parcial
4	0.999951	0.999951	0.000049	0.000049	2	0.00000000	Falla Total
5	0.999951	0.000049	0.999951	0.999951	1	0.00004899	Normal
6	0.999951	0.000049	0.999951	0.000049	2	0.00000000	Falla Parcial
7	0.999951	0.000049	0.000049	0.999951	2	0.00000000	Falla Parcial
8	0.999951	0.000049	0.000049	0.000049	3	0.00000000	Falla Parcial
9	0.000049	0.999951	0.999951	0.999951	1	4.8993E-05	Normal
10	0.000049	0.999951	0.999951	0.000049	2	0.00000000	Falla Parcial
11	0.000049	0.999951	0.000049	0.999951	2	0.00000000	Falla Parcial
12	0.000049	0.999951	0.000049	0.000049	3	0.00000000	Falla Parcial
13	0.000049	0.000049	0.999951	0.999951	2	0.00000000	Falla Total
14	0.000049	0.000049	0.999951	0.000049	3	0.00000000	Falla Parcial
15	0.000049	0.000049	0.000049	0.999951	3	0.00000000	Falla Parcial
16	0.000049	0.000049	0.000049	0.000049	4	5.76E-18	Falla Total

Tabla 4.7

Tiempo anual de los estados de la subestación del caso de estudio VII

ESTADO	Probabilidad	Tiempo anual (hs/año)
Normal	0.99990200	8759.14
Falla Parcial	0.00009800	0.86
Falla Total	0.00000000	4.21E-05
TOTAL	1.00000000	8760.0

La indisponibilidad global del servicio:

$$U = (0.86 \text{ _hs/año}) \frac{0.5S}{S} + (4.21E - 05 \text{ _hs/año}) \frac{S}{S} = (0.86)(0.5) + (4.21E - 05)(1)$$

$$U = 0.43 \text{ _hs/año} = 25.8 \text{ _min/año}$$

COMENTARIO:

(1) Aún cuando la arquitectura no es de las mejores, el hecho de haber usado una tecnología de alta confiabilidad, produjo un buen resultado, reduciéndose la indisponibilidad global del servicio de 1371.6 minutos con interruptores neumáticos a 25.8 minutos: **una reducción de 53 veces.**

La tabla 4.8 agrupa los resultados obtenidos para todas las combinaciones entre las tres arquitecturas y las tecnologías más usadas, principalmente una que se ha vuelto popular recientemente: la de interruptores en SF₆ para subestaciones aisladas en aire:

Tabla 4.8
COMBINACIONES “ARQUITECTURA – TECNOLOGÍA”
Indisponibilidades Globales del Servicio

	Tecnología 1	Tecnología 2	Tecnología 3	
Arquitectura 1	1371.6 min/año	66 min/año	25.8 min/año	Doble barra Int. y medio Anillo
Arquitectura 2	10.6 min/año	1.5 s/año	0.2 s/año	
Arquitectura 3	3.6 min/año	0.5 s/año	74 ms/año	
	Interruptores neumáticos	Interruptores de SF ₆	SE encapsulada en SF ₆	

COMENTARIOS:

(1) Una buena confiabilidad puede obtenerse con una arquitectura pobre, pero con una buena tecnología o viceversa.

(2) Una buena tecnología con una buena arquitectura puede resultar en una inversión innecesaria; por el contrario, una mala tecnología con una mala arquitectura, puede desembocar en una confiabilidad inaceptable.

La tabla 4.9 muestra los costos de inversión de cada alternativa [13]. A partir de esta información, también se obtienen conclusiones importantes. Por ejemplo,

la combinación con la indisponibilidad más alta (doble barra con interruptores neumáticos) tiene un costo inicial ligeramente mayor a la arquitectura en anillo con interruptores neumáticos, la cual tiene una de las indisponibilidades más bajas. Por último, la combinación de doble barra con tecnología encapsulada, cuesta más del doble que las dos combinaciones anteriores, con una confiabilidad no tan buena.

Tabla 4.9

Costo de inversión de las nueve combinaciones en millones de pesos de 2008

	Tecnología 1	Tecnología 2	Tecnología 3	
Arquitectura 1	41.00	41.83	96.26	Doble barra Int. y medio Anillo
Arquitectura 2	46.40	48.61	113.85	
Arquitectura 3	38.50	40.03	78.81	
	Interruptores neumáticos	Interruptores de SF ₆	SE encapsulada en SF ₆	

Se observa también que el resultado de usar una arquitectura redundante con una buena tecnología, por ejemplo interruptor y medio más la tecnología encapsulada, cuesta aproximadamente el triple de la más barata.

4.4 EFECTO DE LA ALTERNANCIA.

4.4.1 Caso de estudio VIII – Subestación con arquitectura de interruptor y medio e interruptores neumáticos.

Siguiendo la metodología descrita, puede calcularse la confiabilidad de cada una de las alternativas mostradas en la figura 4.4.

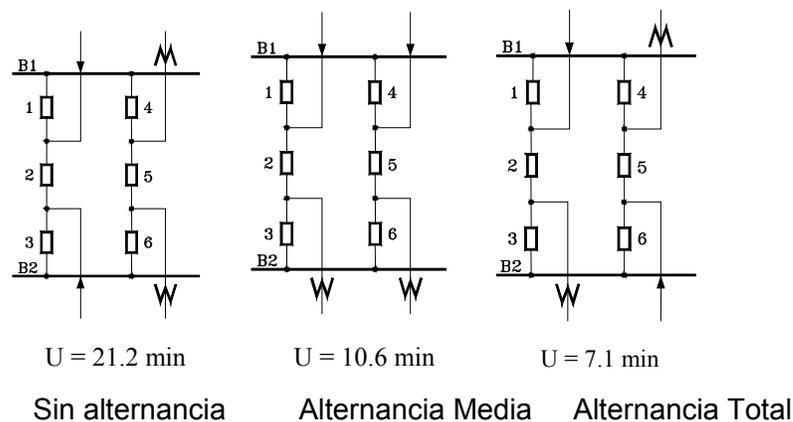


Figura 4.4

Arquitectura de interruptor y medio con diferentes alternancias.

La diferencia en los valores de la confiabilidad se debe al mayor o menor número de interruptores que quedan entre una línea fuente y los bancos de carga.

4.5 CONFIABILIDAD DE LA SUBESTACION COMPLETA.

Aunque todos los resultados obtenidos en las secciones anteriores son importantes, éstos quedan un tanto al margen, al evaluar la confiabilidad de la subestación completa, incluyendo el efecto de la redundancia y capacidad de reserva de los transformadores, así como de los interruptores de media tensión.

4.5.1 Caso de estudio IX – Subestación con arquitectura de doble barra, interruptores de SF6 y transformadores cargados al 80%.

Se requiere calcular el tiempo de interrupción al usuario (TIU) de una subestación de 230/23kV con arquitectura de doble barra e interruptor de amarre en 230kV e **interruptores de SF6**; con dos transformadores cargados al 80%, susceptibles de sobrecargarse al 120% y con una arquitectura de interruptor y medio en 23kV, suministrando su energía a cuatro alimentadores de 12MVA por transformador, protegidos por interruptores con cámaras de vacío, cuya arquitectura se muestra en la figura 4.5.

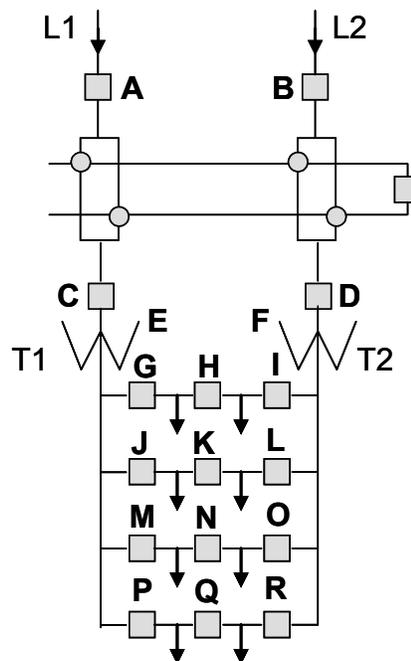


Figura 4.5
Arquitectura de la subestación del caso de estudio IX.

Al intentar usar el método del “árbol de eventos” con 18 elementos o componentes se tendrían $2^{18} = 262,144$ estados, una cantidad imposible de manejar. Por tal motivo, es más práctico aplicar el **método de cortes mínimos**, el cual se combinará con el método de **frecuencia y duración**, para calcular no solo la indisponibilidad (TIU), sino también la cantidad de fallas al año y su duración media.

4.5.2 Parámetros de confiabilidad de los componentes.

Los parámetros de confiabilidad de los componentes, tomados nuevamente de la referencias [32, 35, 36], son:

Tabla 4.10
Parámetros de confiabilidad de los componentes de la subestación

Equipo	Tecnología	λ (fallas/año)	r(hs/falla)	$U=\lambda r$ (hs/año)
Interruptor de 230 kV	SF ₆ - Tanque vivo	0.061	17.9	1.09
Interruptor de 230 kV	Encapsulada	0.010	42.5	0.43
Transformador	-	0.153	105.9	16.20
Interruptor de 23 kV	En vacío	0.160	72.0	11.52

Al calcular los indicadores de confiabilidad de la subestación, se adoptan las tres consideraciones siguientes:

- Se desprecian las intersecciones entre los cortes, asumiéndolos mutuamente excluyentes.
- Se omiten los cortes de tercer orden y mayores, con lo que la probabilidad de falla simultánea de 3 ó más componentes se considera despreciable.
- Se obtiene el equivalente serie del interruptor de 230kV y el transformador, con el fin de reducir el número de componentes y simplificar los cálculos.

4.5.3 Estados de falla y cortes mínimos.

En la subestación bajo estudio se pueden presentar diferentes estados de falla, dependiendo del número de alimentadores interrumpidos. Estos estados y los cortes que conducen a ellos, se muestran en la figura 4.6. No se incluyen los estados de 3, 4, 5, 6 y 7 alimentadores en falla, porque éstos solo ocurren con cortes de tercer orden y mayores.

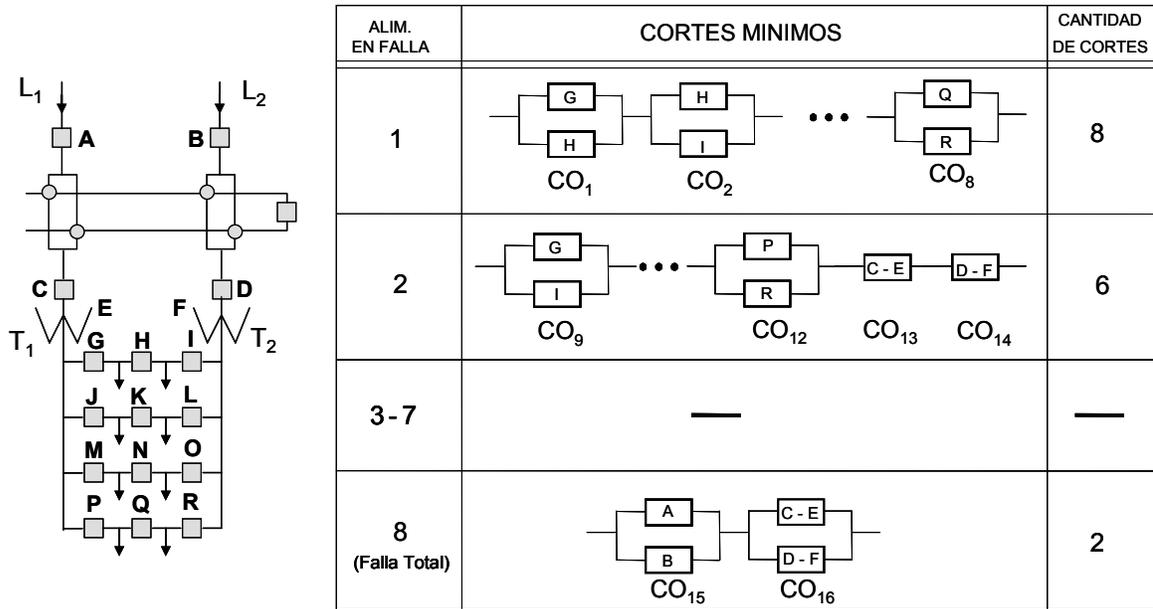


Figura 4.6

Estados de falla y cortes mínimos de la subestación del caso de estudio IX.

4.5.4 Parámetros de confiabilidad de los cortes.

Cortes CO₁ al CO₁₂:

Usando las ecuaciones (2.71) y (2.73):

$$\lambda_{2-23} \cong (0.160 \text{ _fallas/año})^2 (2)(72 \text{ _hs/falla}) / 8760 \text{ _hs/año} = 0.000421 \text{ _fallas/año}$$

$$r_{2-23} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} = \frac{r}{2} = \frac{72}{2} = 36 \text{ _hs/falla}$$

Cortes CO₁₃ y CO₁₄:

Estos cortes son la combinación serie de un interruptor de 230kV y el transformador correspondiente. Utilizando las ecuaciones (2.60) y (2.61):

$$\lambda_{I230-T} = \lambda_{I230} + \lambda_T = 0.061 + 0.153 = 0.214 \text{ _fallas/año}$$

$$r_{I230-T} = \frac{\lambda_{I230} r_{I230} + \lambda_T r_T}{\lambda_{I230-T}} = \frac{(0.061 \text{ _fallas/año})(17.9 \text{ _hs/falla}) + (0.153)(105.9)}{0.214 \text{ _fallas/año}}$$

$$r_{I230-T} = 80.82 \text{ _hs/falla}$$

Corte CO₁₅:

$$\lambda_{2-230} \cong (0.061 \text{ _fallas/año})^2 (2)(17.9 \text{ _hs/falla}) / 8760 \text{ _hs/año} = 0.000015 \text{ _fallas/año}$$

$$r_{2-230} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} = \frac{r}{2} = \frac{17.9}{2} = 8.95 \text{ _hs/falla}$$

Corte CO₁₆:

$$\lambda_{1230-T} = \lambda_{1230} + \lambda_T = 0.061 + 0.153 = 0.214 \text{ _fallas/año}$$

$$r_{1230-T} = 80.82 \text{ _hs/falla}$$

$$\lambda_{2-IT} \cong (0.214 \text{ _fallas/año})^2 (2)(80.82 \text{ _hs/falla}) / 8760 \text{ _hs/año} = 0.000845 \text{ _fallas/año}$$

$$r_{2-IT} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} = \frac{r}{2} = \frac{80.81}{2} = 40.41 \text{ _hs/falla}$$

Un resumen de los cortes es:

Tabla 4.11
Resumen de los parámetros de los cortes

CORTE	λ (fallas/año)	r (hs/falla)
CO1 al CO12	0.000421	36.00
CO13 y CO14	0.214000	80.82
CO15	0.000015	8.95
CO16	0.000845	40.41

4.5.5 Indicadores de confiabilidad de cada estado y globales de la subestación.

Un alimentador en falla.

Este estado se presenta cuando fallan simultáneamente el interruptor propio del alimentador con el de enlace, y existen ocho formas de que esto ocurra, asociadas a los cortes CO₁ al CO₈. Por lo tanto.

$$\lambda_{1AI} = \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n = 8\lambda_{2-23} = 8(0.000421) = 0.003367 \text{ _fallas/año}$$

$$r_{1AI} = r_{2-23} = 36 \text{ _hs/falla}$$

Dos alimentadores en falla.

Este estado se presenta cuando fallan simultáneamente los interruptores propios de cualquier par de alimentadores de una misma bahía, o bien, cuando falle uno de los transformadores o su interruptor de 230 kV, pues dada la carga de cada alimentador, la capacidad de los transformadores de 60MVA y su capacidad de sobrecarga del 20%, un transformador solo puede respaldar la mitad de la carga del otro, perdiéndose la otra mitad (dos alimentadores). Entonces:

$$\lambda_{2-23} = .003367 \text{ _ fallas / año}$$

$$r_{2-23} = 36 \text{ _ hs / falla}$$

$$\lambda_{I-T} = 0.214 \text{ _ fallas / año}$$

$$r_{I-T} = 80.82 \text{ _ hs / falla}$$

$$\lambda_{2Al} = 4\lambda_{2-23} + 2\lambda_{I-T} = 4(0.000421) + 2(0.214) = 0.429683 \text{ _ fallas / año}$$

$$r_{2Al} = \frac{4\lambda_{2-23}r_{2-23} + 2\lambda_{I-T}r_{I-T}}{\lambda_{2Al}} = \frac{4(0.000421)(36) + 2(0.214)(80.82)}{0.429683} = 80.64 \text{ _ hs / falla}$$

Ocho alimentadores en falla.

Este estado ocurre cuando fallan simultáneamente los dos interruptores de línea o los dos conjuntos serie “interruptor de 230kV + Transformador”. Entonces:

$$\lambda_{2-230} = 0.000015 \text{ _ fallas / año}$$

$$r_{2-230} = 8.95 \text{ _ hs / falla}$$

$$\lambda_{2-IT} = 0.000845 \text{ _ fallas / año}$$

$$r_{2-IT} = 40.41 \text{ _ hs / falla}$$

$$\lambda_{8Al} = \lambda_{2-230} + \lambda_{2-IT} = 0.000015 + 0.000845 = 0.000860 \text{ _ fallas / año}$$

$$r_{8Al} = \frac{\lambda_{2-230}r_{2-230} + \lambda_{2-IT}r_{2-IT}}{\lambda_{8Al}} = \frac{(0.000015)(8.95) + (0.000845)(40.41)}{0.000860} = 39.85 \text{ _ hs / falla}$$

Indicadores Globales de la Subestación.

La tabla 4.12 muestra el resumen de los valores obtenidos para cada estado de falla y los indicadores globales de confiabilidad para la subestación.

Tabla 4.12

Parámetros de los estados de falla y globales del caso de estudio IX

Estado	λ (fallas/año)	r (hs/falla)	Carga int (MVA)	λ° (fallas/año)	U (hs/año)	%	U (min/año)
1 Alimentador	0.003367	36.00	12	0.000421	0.02	0.17	0.9
2 Alimentadores	0.429683	80.64	24	0.107421	8.66	99.43	519.7
8 Alimentadores	0.000860	39.85	96	0.000860	0.03	0.39	2.1
TOTAL	-	80.14	-	0.108702	8.71	100.00	522.7

Como cada estado de falla produce diferente afectación, se hace necesaria la normalización de las tasas de falla usando la ecuación (3.3). A manera de ejemplo, se presentan los cálculos para el estado de falla de dos alimentadores interrumpidos:

$$\lambda_{2Al}^{\circ} = 0.429683 \frac{24}{96} = 0.107421$$

Con esta tasa de fallas normalizada, la indisponibilidad debida a este estado de falla, es:

$$U_{2Al} = \lambda_{2Al}^{\circ} (r_{2Al}) = (0.107421)(80.64) = 8.66 \text{ _hs / año} = 519.7 \text{ _min/ año}$$

COMENTARIOS:

Existen muchos comentarios que pudieran hacerse después de haber calculado la confiabilidad de la subestación del caso de estudio IX, pero los más relevantes son:

(1) Es perfectamente posible calcular los indicadores de confiabilidad de una subestación para: (a) Cualquier arquitectura, (b) cualquier combinación de tecnologías en los interruptores de alta y media tensión y (c) cualquier nivel de reserva en la capacidad de transformación.

(2) En este caso, los indicadores globales de confiabilidad son: (a) 0.108702 fallas al año (una falla cada $1/0.108702=9.2$ años), (b) con duración media de 80.14 horas y (c) una **indisponibilidad del servicio en cada alimentador de 522.7 minutos al año**.

(3) Nuevamente el “eslabón débil” de la instalación es el equipo de transformación, el cual aporta el 99.43% de la indisponibilidad.

(4) En estos casos, de nada sirven arquitecturas y tecnologías muy confiables (y caras) en los interruptores de alta tensión, pues el resultado final lo determina los transformadores. Diciéndolo de otra manera: “De nada sirve una cadena con eslabones de oro, si tiene uno que es de plomo”, o más propiamente: “La resistencia de una cadena está determinada por la de su eslabón más débil”.

4.6 EFECTO DE LA RESERVA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACION

Con base a la metodología y resultados de la sección anterior, es posible determinar el grado de impacto de la capacidad de reserva de transformación sobre la confiabilidad de la subestación.

4.6.1 Caso de estudio X – Subestación con arquitectura de doble barra, interruptores de SF6 y transformadores cargados al 60%.

Sea la subestación de 230/23kV del caso de estudio IX con los transformadores cargados al 60%, de manera que al fallar uno de ellos, el transformador que permanece, respalda totalmente la carga del fallado, aceptando que se sobrecargue al 120%. Para ello, la carga de cada alimentador es de 9MVA.

El análisis es muy similar al ya realizado. La diferencia fundamental se tiene en que la falla del conjunto serie “interruptor de 230kV + transformador” ya no produce la interrupción de dos alimentadores. La tabla de cortes es:

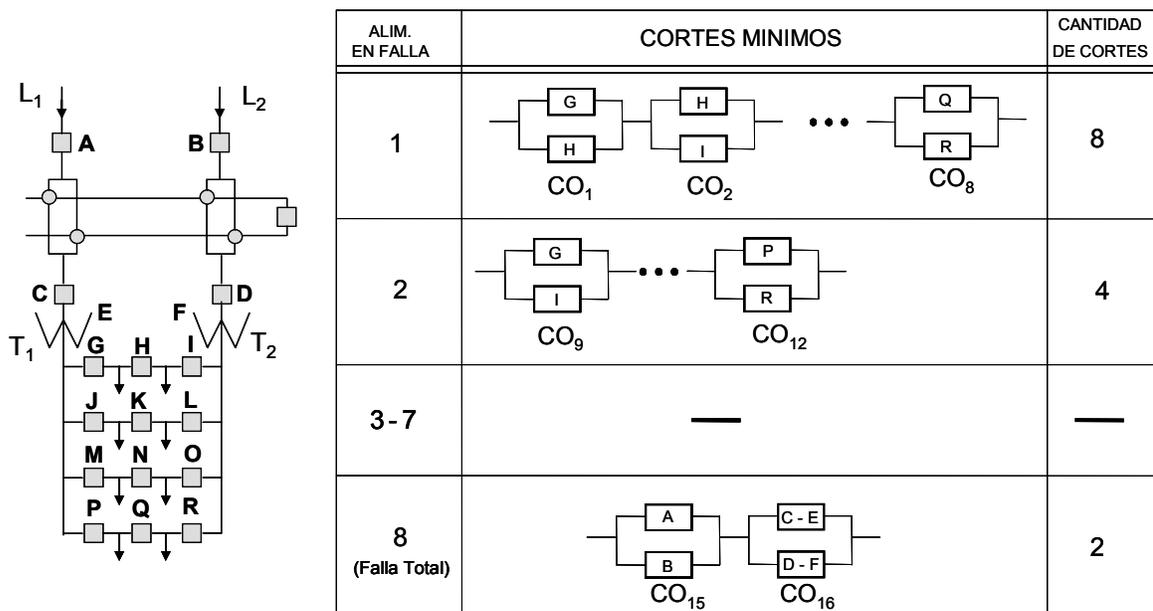


Figura 4.7

Estados de falla y cortes mínimos de la subestación del caso de estudio X.

Y los resultados del análisis:

Tabla 4.13
Parámetros de los estados de falla y globales del caso de estudio X

Estado	λ (fallas/año)	r (hs/falla)	Carga int (MVA)	λ^o (fallas/año)	U (hs/año)	%	U (min/año)
1 Alimentador	0.003367	36.00	12	0.000421	0.02	23.46	0.9
2 Alimentadores	0.001683	36.00	24	0.000421	0.02	23.46	0.9
8 Alimentadores	0.000860	39.85	96	0.000860	0.03	53.08	2.1
TOTAL	-	37.95	-	0.001702	0.06	100.00	3.9

COMENTARIO:

Nuevamente el transformador en el estado de falla de ocho alimentadores gravita en la confiabilidad de la subestación, sin embargo ahora el porcentaje bajó del 99.43 a solo el 53.05% de la indisponibilidad total y la indisponibilidad global se redujo **522.7 a sólo 3.9 minutos**.

4.6.2 Caso de estudio XI – Subestación con arquitectura de doble barra, interruptores de SF6 y transformadores cargados al 100%.

En este caso de estudio se recalculan los indicadores de confiabilidad de la subestación de los casos IX y X, ahora con los transformadores cargados al 100%, con cuatro alimentadores de 15 MVA, sin posibilidad de sobrecargar el transformador en caso de falla.

Las tablas de de cortes e indicadores globales, es:

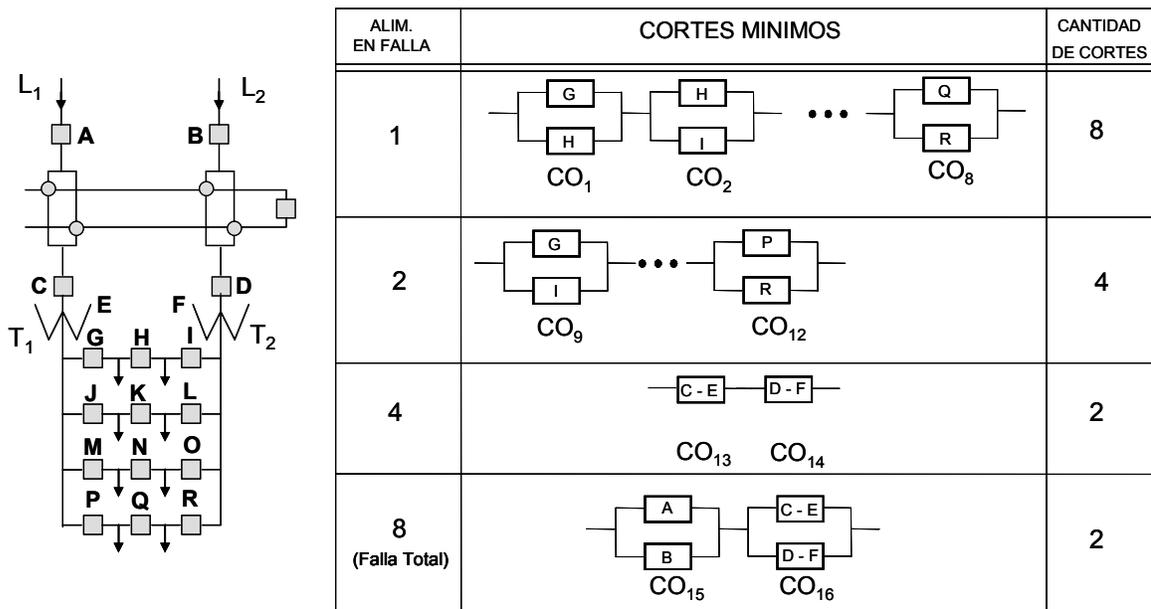


Figura 4.8

Estados de falla y cortes mínimos de la subestación del caso de estudio XI.

Y los resultados:

Tabla 4.14
Parámetros de los estados de falla y globales del caso de estudio XI

Estado	λ (fallas/año)	r (hs/falla)	Carga int (MVA)	λ^0 (fallas/año)	U (hs/año)	%	U (min/año)
1 Alimentador	0.003367	36.00	12	0.000421	0.02	0.09	0.9
2 Alimentadores	0.001683	36.00	24	0.000421	0.02	0.09	0.9
4 Alimentadores	0.428000	80.82	48	0.214000	17.29	99.63	1037.7
8 Alimentadores	0.000860	39.85	96	0.000860	0.03	0.20	2.1
TOTAL	-	80.48	-	0.215702	17.36	100.00	1041.6

La siguiente gráfica muestra el efecto del nivel de carga de los transformadores sobre la indisponibilidad del servicio de la subestación:

Carga de los TR (%)	Reserva de TR (%)	U(min/año)
0	100	0
20	80	3.9
40	60	3.9
60	40	3.9
80	20	522.7
100	0	1041.6

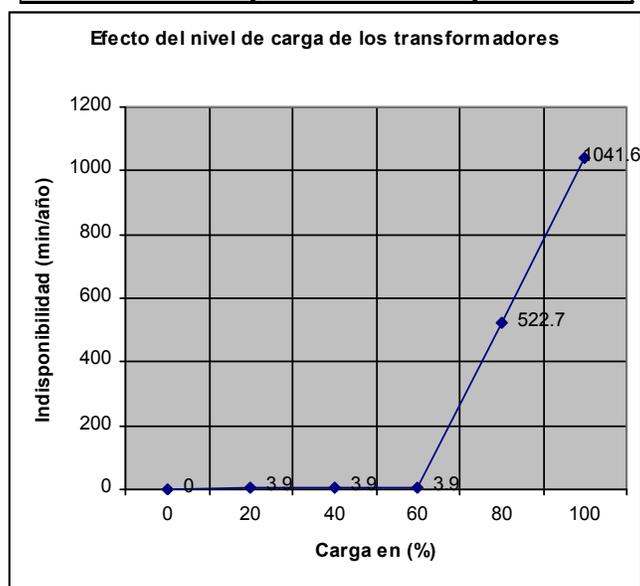


Figura 4.9
Efecto del nivel de carga sobre la confiabilidad de la subestación.

4.7 COMBINACIONES “ARQUITECTURA - TECNOLOGIA”

4.7.1 Transformadores cargados al 80%.

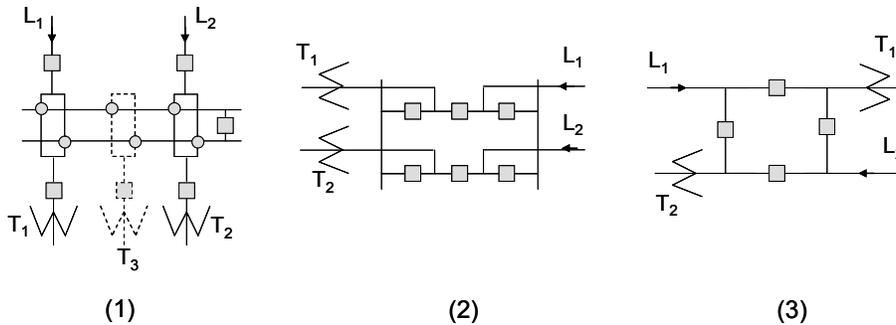
En esta sección se aplicará la metodología expuesta, con el fin de evaluar varias combinaciones de arquitecturas y tecnologías, incluyendo el caso del tercer transformador. Las combinaciones evaluadas son:

Tabla 4.15
Combinación de arquitecturas y tecnologías

Combinación	Alta Tensión		No. de Transformadores	Media Tensión	
	Arquitectura	Tecnología		Arquitectura	Tecnología
1	Doble Barra (1)	Int's. en SF6	2	Barra Senc.(4)	Int's en Vacío
2	Doble Barra (1)	Int's. en SF6	2	Int. y medio (5)	Int's en Vacío
3	Doble Barra (1)	Encapsulada	2	Int. y medio (5)	Int's en Vacío
4	Int. y medio (2)	Int's. en SF6	2	Int. y medio (5)	Int's en Vacío
5	Int. y medio (2)	Encapsulada	2	Int. y medio (5)	Int's en Vacío
6	Anillo (3)	Int's. en SF6	2	Int. y medio (5)	Int's en Vacío
7	Anillo (3)	Encapsulada	2	Int. y medio (5)	Int's en Vacío
8	Doble Barra (1)	Encapsulada	3	Doble interruptor (6)	Int's en Vacío

Nota: El número entre paréntesis corresponde al No. de figura según arreglo.

Arquitecturas de 230 kV:



Arquitecturas de 23 kV:

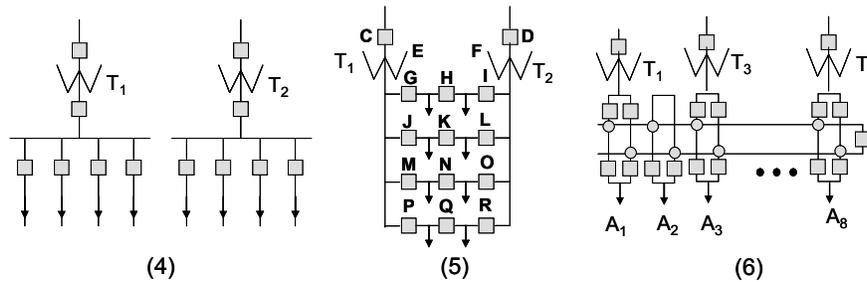


Figura 4.10
Arquitecturas de alta y media tensión.

Los resultados de confiabilidad se presentan en la tabla 4.16 e incluyen: (a) La tasa de fallas, (b) El tiempo medio entre fallas (MTBF), (c) El tiempo promedio de interrupción, (d) La indisponibilidad del servicio en minutos al año, (e) El porcentaje de indisponibilidad debido a los diferentes equipos.

Tabla 4.16

Indicadores de confiabilidad de las subestaciones con carga al 80%

Combinación	λ º (fallas/año)	MTBF (años)	r (hs/falla)	U (hs/año)	U (min/año)	Ints 23kV (%)	1-TR (%)	2-TR (%)	Ints 230kV (%)	Total (%)
1	0.5365	1.86	75.36	40.43	2425.8	28.5	71.3	0.23	0	100.0
2	0.1087	9.20	80.14	8.71	522.7	0.2	99.4	0.39	0	100.0
3	0.0830	12.05	100.96	8.38	502.5	0.2	99.4	0.38	0	100.0
4	0.0779	12.83	104.73	8.16	489.7	0.2	99.4	0.37	0	100.0
5	0.0779	12.84	104.76	8.16	489.7	0.2	99.4	0.37	0	100.0
6	0.0779	12.84	104.76	8.16	489.7	0.2	99.4	0.37	0	100.0
7	0.0779	12.84	104.76	8.16	489.7	0.2	99.4	0.37	0	100.0
8	0.0007	1527.53	41.29	0.03	1.6	56.1	0.0	43.87	0.08	100.0

COMENTARIOS:

(1) Obviamente la combinación menos confiable es la número (1), debido a la nula redundancia en los interruptores de salida de los alimentadores. La indisponibilidad de un interruptor de 23 kV es de 11.52 horas al año (ver tabla 4.10) y dada la arquitectura planteada, la indisponibilidad del servicio global ofrecida por la subestación será necesariamente mayor, debido a las fallas en los otros componentes, principalmente de los transformadores. En este caso de 40.43 horas al año (**2,425.8 minutos al año**).

(2) En las combinaciones de la (2) a la (7), la confiabilidad es prácticamente la misma, ya que **“de nada sirve un arreglo más o menos confiable en 230kV, la confiabilidad de la subestación la determinan los transformadores”**. En estos casos, la contingencia sencilla de los transformadores representa el 99.4% de la indisponibilidad del servicio. Ello se debe al nivel de carga del 80%, pues al tenerse una falla en uno de los transformadores, el transformador sano solo puede llevar la carga de 6 alimentadores.

(3) La combinación (8) es la de más alta confiabilidad, principalmente por la presencia del tercer transformador en “stand by”, el cual respalda la falla de uno o de los dos transformadores con carga. Sin embargo, aquí si se cumple el paradigma de que **“a mayor confiabilidad, mayor costo”**, como puede verse en la tabla 4.17 [13]:

Tabla 4.17

Costo de inversión (millones de pesos de 2008)

Combinación	Costo inicial	%
1	77.05	94.57
2	81.47	100.00
3	170.68	209.50
4	81.65	100.22
5	198.30	243.39
6	79.01	96.97
7	151.80	186.32
8	206.10	252.97

4.7.2 Transformadores cargados al 60%.

Si el nivel de carga en los transformadores se reduce al 60%, al fallar uno de ellos, el otro puede llevar el total de la carga de la subestación. En estas condiciones, la comparativa de las 8 combinaciones resulta:

Tabla 4.18
Indicadores de confiabilidad de las subestaciones con carga al 60%

Combinación	λ^0 (fallas/año)	MTBF (años)	r (hs/falla)	U (hs/año)	U (min/año)	Ints 23kV (%)	1-TR (%)	2-TR (%)	Ints 230kV (%)	Total (%)
1	0.5365	1.86	75.36	40.43	2425.8	28.5	71.3	0.2	0	100.0
2	0.0017	587.60	37.95	0.06	3.9	23.5	23.5	53.1	0	100.0
3	0.0015	684.27	42.34	0.06	3.7	24.5	24.5	51.0	0	100.0
4	0.0014	702.79	42.45	0.06	3.6	25.1	25.1	49.8	0	100.0
5	0.0014	709.92	42.80	0.06	3.6	25.1	25.1	49.7	0	100.0
6	0.0014	710.38	42.81	0.06	3.6	25.1	25.1	49.7	0	100.0
7	0.0014	710.41	42.82	0.06	3.6	25.1	25.1	49.7	0	100.0
8	0.0004	2370.84	35.97	0.02	0.9	99.9	0.0	0.0	0.1	100.0

COMENTARIOS:

- (1) La combinación (1) sigue con su nivel pobre de confiabilidad, dado que la arquitectura no permite el apoyo entre transformadores.
- (2) Nuevamente las seis combinaciones de la (2) a la (7) tienen prácticamente la misma confiabilidad, pero dado que la contingencia sencilla de transformadores ya no produce interrupción en la carga, la indisponibilidad del servicio se ha reducido notablemente, de aproximadamente **500 minutos al año a solo 3.6 minutos** (139 veces).

4.8 CASO DE ESTUDIO XII. APLICACION DE INTERRUPTORES EXTRAIBLES.

En Europa es muy popular el uso de interruptores de alta tensión **extraíbles**, con la **aparente ventaja** de reducir el tiempo de “reparación” a prácticamente CERO, dado que solo impactaría a la subestación el tiempo necesario para sustituir el interruptor dañado por un interruptor comodín que se tiene en espera de ser usado, respaldando a los interruptores en servicio [37]. Esta práctica se complementa con el uso de arquitecturas menos redundantes, y por lo tanto, más baratas, como el llamado “Arreglo H”, mostrado en la figura 4.11.

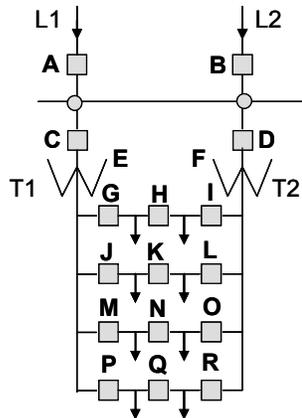


Figura 4.11

Arreglo “H” con interruptores extraíbles en alta tensión.

Para obtener conclusiones del uso de interruptores extraíbles en 230kV, se estudian los siguientes casos:

- Caso 1A. Transformadores al 80% de carga con interruptores de AT neumáticos.
- Caso 2A. Transformadores al 80% de carga con interruptores de AT en SF6.
- Caso 3A. Transformadores al 80% de carga con interruptores de AT **extraíbles**.
- Caso 1B. Transformadores al 60% de carga con interruptores de AT neumáticos.
- Caso 2B. Transformadores al 60% de carga con interruptores de AT en SF6.
- Caso 3B. Transformadores al 60% de carga con interruptores de AT **extraíbles**.

Los resultados de este caso de estudio se muestran en las tablas 4.19 a la 4.24.

Tabla 4.19

Resultados para el arreglo “H” – Transformadores al 80% - Interruptores neumáticos.

Estado	λ (fallas/año)	r (hs/falla)	Carga afectada (MVA)	λ^o (fallas/año)	U (hs/año)	%	U (min/año)
1 Alimentador	0.003367	36.00	12	0.000421	0.015	0.08	0.9
2 Alimentadores	0.779683	100.12	24	0.194921	19.515	98.74	1170.9
4 Alimentadores	0.000000	0.00	48	0.000000	0.000	0.00	0.0
8 Alimentadores	0.004692	49.65	96	0.004692	0.233	1.18	14.0
TOTAL	-	98.80	-	0.200034	19.763	100.00	1185.8

Tabla 4.20

Resultados para el arreglo “H” – Transformadores al 80% - Interruptores en SF₆

Estado	λ (fallas/año)	r (hs/falla)	Carga afectada (MVA)	λ^o (fallas/año)	U (hs/año)	%	U (min/año)
1 Alimentador	0.003367	36.00	12	0.000421	0.015	0.17	0.9
2 Alimentadores	0.429683	80.64	24	0.107421	8.662	99.43	519.7
4 Alimentadores	0.000000	0.00	48	0.000000	0.000	0.00	0.0
8 Alimentadores	0.000860	39.85	96	0.000860	0.034	0.39	2.1
TOTAL	-	80.14	-	0.108702	8.712	100.00	522.7

Tabla 4.21

Resultados para el arreglo “H” – Transformadores al 80% - Interruptores extraíbles

Estado	λ (fallas/año)	r (hs/falla)	Carga afectada (MVA)	λ^o (fallas/año)	U (hs/año)	%	U (min/año)
1 Alimentador	0.003367	36.00	12	0.000421	0.015	0.18	0.9
2 Alimentadores	0.847683	38.94	24	0.211921	8.251	99.44	495.1
4 Alimentadores	0.000000	0.00	48	0.000000	0.000	0.00	0.0
8 Alimentadores	0.001608	19.27	96	0.001608	0.031	0.37	1.9
TOTAL	-	38.78	-	0.213949	8.298	100.00	497.9

Tabla 4.22

Resultados para el arreglo “H” – Transformadores al 60% - Interruptores neumáticos.

Estado	λ (fallas/año)	r (hs/falla)	Carga afectada (MVA)	λ^o (fallas/año)	U (hs/año)	%	U (min/año)
1 Alimentador	0.003367	36.00	12	0.000421	0.015	5.75	0.9
2 Alimentadores	0.001683	36.00	24	0.000421	0.015	5.75	0.9
4 Alimentadores	0.000000	0.00	48	0.000000	0.000	0.00	0.0
8 Alimentadores	0.004692	49.65	96	0.004692	0.233	88.49	14.0
TOTAL	-	47.57	-	0.005534	0.263	100.00	15.8

Tabla 4.23

Resultados para el arreglo “H” – Transformadores al 60% - Interruptores en SF₆

Estado	λ (fallas/año)	r (hs/falla)	Carga afectada (MVA)	λ^o (fallas/año)	U (hs/año)	%	U (min/año)
1 Alimentador	0.003367	36.00	12	0.000421	0.015	23.46	0.9
2 Alimentadores	0.001683	36.00	24	0.000421	0.015	23.46	0.9
4 Alimentadores	0.000000	0.00	48	0.000000	0.000	0.00	0.0
8 Alimentadores	0.000860	39.85	96	0.000860	0.034	53.08	2.1
TOTAL	-	37.95	-	0.001702	0.065	100.00	3.9

Tabla 4.24

Resultados para el arreglo “H” – Transformadores al 60% - Interruptores extraíbles

Estado	λ (fallas/año)	r (hs/falla)	Carga afectada (MVA)	λ^o (fallas/año)	U (hs/año)	%	U (min/año)
1 Alimentador	0.003367	36.00	12	0.000421	0.015	24.72	0.9
2 Alimentadores	0.001683	36.00	24	0.000421	0.015	24.72	0.9
4 Alimentadores	0.000000	0.00	48	0.000000	0.000	0.00	0.0
8 Alimentadores	0.001608	19.27	96	0.001608	0.031	50.56	1.9
TOTAL	-	25.02	-	0.002449	0.061	100.00	3.7

COMENTARIOS:

- (1) Los interruptores extraíbles no son solución. Con interruptores en SF6, que son de una buena tecnología, se obtienen resultados muy similares.
- (2) La solución está en la reserva en la capacidad de transformación.
- (3) Es perfectamente posible usar arquitecturas sencillas, como el arreglo H, siempre que se cuide la reserva de transformación necesaria para enfrentar la pérdida o falla de uno de los transformadores.**

4.9 CONCLUSIONES DEL CAPITULO.

Con la metodología presentada, es posible cuantificar el tiempo de interrupción que la subestación aporta al valor anual de indisponibilidad del servicio hacia el usuario. Este tiempo depende fundamentalmente de la reserva de transformación y en menor medida de la arquitectura y de la tecnología de los interruptores.

Capítulo 5

CONFIABILIDAD DEL CONJUNTO

“TRANSMISION-SUBESTACION-RED DE DISTRIBUCION”.

Con el objeto de conseguir una evaluación más global, la metodología presentada en este capítulo, incluye los tres segmentos del sistema de potencia con mayor impacto en las interrupciones del servicio a los usuarios: red de transmisión, subestación y red de distribución.

Debido a que los subsistemas de distribución aéreos están sujetos a una serie de agentes externos que pueden provocar su falla, tales como descargas atmosféricas, corrosión, contaminación, vandalismo, etc., estos sistemas son menos confiables que los sistemas subterráneos. Los primeros presentan un tiempo de interrupción al usuario (TIU) del orden de **200 a 300 minutos**, mientras que los segundos, de solo **40-50 minutos**. No obstante que los sistemas subterráneos, al no estar sujetos a esos agentes externos, tienen una confiabilidad muy buena, comparable con los niveles internacionales en las grandes capitales del mundo como París, Frankfurt, Roma, Tokio, etc., su uso generalizado no puede llevarse a cabo debido a que el costo de este tipo de instalaciones es del orden de 10 veces mayor que la solución aérea. Este trabajo tiene precisamente este objetivo central: **Buscar alternativas que atiendan esta baja confiabilidad de los sistemas aéreos de distribución.**

5.1 METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA AEREO DE DISTRIBUCIÓN.

Tal como se anotó en el capítulo 1, la referencia [16] propone el uso de las hojas de cálculo del programa Office de Microsoft al aplicar los métodos propuestos por las referencias [14] y [15], facilitando con ello la evaluación, comparación y selección de alternativas.

El análisis se realiza con base en las ecuaciones (2.60) y (2.61), correspondientes al método de frecuencia y duración para sistemas serie. Aunque las secciones de la troncal y los ramales de un alimentador no están eléctricamente en serie, desde el punto de vista de la confiabilidad si lo están, dado que una falla en cualquiera de las secciones del alimentador y en cualquier ramal, produce la interrupción de la totalidad de los usuarios, hasta que no se seccione la parte fallada.

5.2 INDICADORES DE CONFIABILIDAD PARA EL SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION.

Por el hecho de que el subsistema de distribución es el último eslabón del sistema eléctrico de potencia, y por ello, termina en los usuarios, la evaluación de su confiabilidad presenta rasgos especiales. En este contexto, todos los indicadores de confiabilidad normalizados para un sistema de distribución contienen algún elemento relacionado con los usuarios y solo son variantes de la tasa media de fallas (λ), la duración media de las fallas (r) y el tiempo medio anual de interrupción ó indisponibilidad (U) del servicio de energía eléctrica.

Los indicadores normalizados tanto para fallas permanentes como para transitorias o momentáneas se incluyen en el Apéndice II, tomados de la referencia [26], “Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”. Para los fines de este trabajo, se adoptará como medida central de la confiabilidad del subsistema de distribución al indicador SAIDI (**S**ystem **A**verage **I**nterruption **D**uration Index – Indicador de la duración promedio de las interrupciones a nivel sistema), el cual, es el equivalente al indicador adoptado nacionalmente en México, denominado TIU (tiempo de interrupción al usuario). Se complementa la evaluación con el indicador SAIFI (**S**ystem **A**verage **I**nterruption **F**requency Index – Frecuencia promedio de las interrupciones a nivel sistema).

5.3 CONFIABILIDAD DEL CONJUNTO “TRANSMISION - SUBESTACION – RED DE DISTRIBUCIÓN”.

Con el objeto de agregar los parámetros de confiabilidad del subsistema de transmisión y de la subestación a los de la red de distribución, se agregan en la tabla de cálculo, las secciones 00 (doble cero) y 0 (cero), respectivamente, como si pertenecieran al alimentador, tal como se indica en secciones posteriores [38].

5.3.1 Caso de estudio XIII - Alimentador aéreo radial sin incluir la red de transmisión y la subestación.

Los parámetros de confiabilidad de los equipos se muestra en la tabla 5.1.

Tabla 5.1
Parámetros de confiabilidad de los componentes

Equipo	λ (fallas/km-año)	r(hs)	U(min/km-año)
Transmisión	0.0030	50	9
Subestación	0.0015	42	4
Troncal	0.1000	4	24
Ramal	0.2500	4	60

Los tiempos de reparación de la red de distribución no incluyen el tiempo de localización y de seccionamiento de la falla, cada uno con un valor de 0.5 horas.

La arquitectura del alimentador base usado en los casos de estudio se muestra en la figura 5.1.

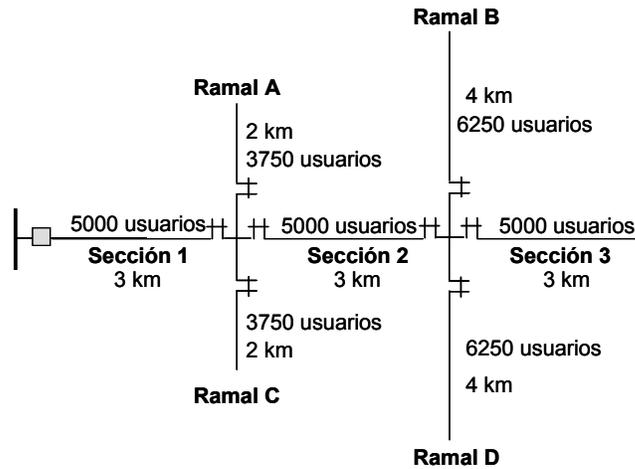


Figura 5.1
Arquitectura del alimentador base.

Los resultados de confiabilidad para este caso de estudio, se presentan en la tabla 5.2.

5.3.2 Caso de estudio XIV - Conjunto “Transmisión – Subestación - Alimentador Aéreo Radial”.

Como ya se dijo, para incluir los parámetros de confiabilidad de la red de transmisión y la subestación, se agregarán las secciones ficticias 00 y 0 como parte del alimentador [38], obteniendo los resultados mostrados en la tabla 5.3.

Obsérvese como el tiempo de interrupción al usuario (TIU) del caso 1 se ve incrementado en 13 minutos, 9 atribuibles a la red de transmisión y 4 a la subestación.

5.3.3 Caso de estudio XV - Alimentador aéreo radial con enlace.

En este caso de estudio se analiza el efecto de adicionar una fuente infalible alterna en el extremo final del alimentador. El tiempo necesario para cerrar manualmente la cuchilla de enlace es de 0.5 horas, más 0.5 horas para la localización y el aislamiento de la sección fallada.

Tabla 5.2
Confiabilidad del alimentador del caso de estudio XIII

Componente fallado	km	λ (fallas/km-año)	λ (fallas/año)	Efecto sobre los usuarios de la sección 1		Efecto sobre los usuarios de la sección 2		Efecto sobre los usuarios de la sección 3		Efecto sobre los usuarios del ramal A		Efecto sobre los usuarios del ramal B		Efecto sobre los usuarios del ramal C		Efecto sobre los usuarios del ramal D		
				r (hs)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)	r (hs)
Falla en troncal																		
Sección 1	3	0.10	0.30	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	
Sección 2	3	0.10	0.30	1.0	0.3	5.0	1.5	5.0	1.5	1.0	0.3	5.0	1.5	1.0	0.3	5.0	1.5	
Sección 3	3	0.10	0.30	1.0	0.3	1.0	0.3	5.0	1.5	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3	
Falla en ramales																		
Ramal A	2	0.25	0.50	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	5.0	2.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	
Ramal B	4	0.25	1.00	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	5.0	5.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Ramal C	2	0.25	0.50	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	5.0	2.5	1.0	0.5	
Ramal D	4	0.25	1.00	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	5.0	5.0	
Globales			3.90	1.31	5.100	1.62	6.300	1.92	7.500	1.82	7.100	2.64	10.300	1.82	7.100	2.64	10.300	
Total:																		
Usuarios:				35000	5000	5000	5000	5000	3750	6250	3750	6250	3750	6250	3750	6250	3750	6250
horas de int - usuarios				276500	25500	31500	37500	26625	64375	26625	64375	26625	64375	26625	64375	26625	64375	
TIU (SAIDI)				474 minutos/año														
SAIFI				3.9 interrupciones/año														

Tabla 5.3
Confiabilidad del conjunto “Transmisión-Subestación-Red de Distribución”

Componente fallado	km	λ (fallas/km-año)	λ (fallas/año)	Efecto sobre los usuarios de la sección 1		Efecto sobre los usuarios de la sección 2		Efecto sobre los usuarios de la sección 3		Efecto sobre los usuarios del ramal A		Efecto sobre los usuarios del ramal B		Efecto sobre los usuarios del ramal C		Efecto sobre los usuarios del ramal D		
				r (hs)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda \cdot r$ (hs/año)	r (hs)
Falla en la red de transmisión (Sección 00)																		
Total	-	-	0.0030	50	0.15	50	0.15	50	0.15	50	0.15	50	0.15	50	0.15	50	0.15	
Falla en la SE (sección 0)																		
Total	-	-	0.0015	42	0.063	42	0.063	42	0.063	42	0.063	42	0.063	42	0.063	42	0.063	
Falla en troncal																		
Sección 1	3	0.1	0.3000	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	
Sección 2	3	0.1	0.3000	1.0	0.3	5.0	1.5	5.0	1.5	1.0	0.3	5.0	1.5	1.0	0.3	5.0	1.5	
Sección 3	3	0.1	0.3000	1.0	0.3	1.0	0.3	5.0	1.5	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3	
Falla en ramales																		
Ramal A	2	0.25	0.5000	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	5.0	2.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	
Ramal B	4	0.25	1.0000	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	5.0	5.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Ramal C	2	0.25	0.5000	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	5.0	2.5	1.0	0.5	
Ramal D	4	0.25	1.0000	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	5.0	5.0	
Globales			3.9045	1.36	5.313	1.67	6.513	1.98	7.713	1.87	7.313	2.69	10.513	1.87	7.313	2.69	10.513	
Total:																		
Usuarios:				35000	5000	5000	5000	5000	3750	6250	3750	6250	3750	6250	3750	6250	3750	6250
horas de int-usuarios:				283955	26565	32565	38565	27424	65706	27424	65706	27424	65706	27424	65706	27424	65706	
TIU (SAIDI)				487 minutos/año														
SAIFI				3.905 interrupciones/año														

La arquitectura del alimentador es ahora:

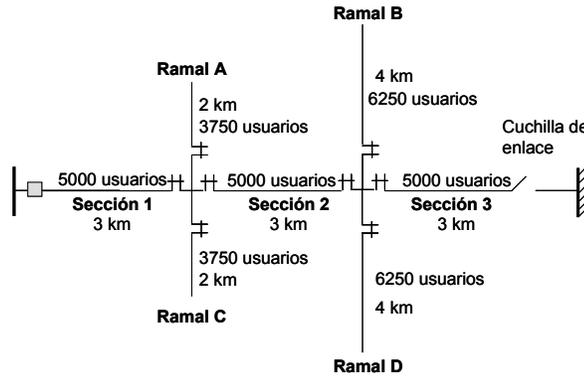


Figura 5.2
Alimentador con respaldo por enlace.

Los resultados para este nuevo caso, son:

Tabla 5.4
Confiabilidad con enlace a una fuente infalible alterna

Componente fallado	km	λ (fallas/km-año)	λ (fallas/año)	Efecto sobre los usuarios de la sección 1		Efecto sobre los usuarios de la sección 2		Efecto sobre los usuarios de la sección 3		Efecto sobre los usuarios del ramal A		Efecto sobre los usuarios del ramal B		Efecto sobre los usuarios del ramal C		Efecto sobre los usuarios del ramal D	
				r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)
Falla en la red de transmisión																	
Total	-	-	0.0030	0.5	0.002	0.5	0.002	0.5	0.002	0.5	0.002	0.5	0.002	0.5	0.002	0.5	0.002
Falla en la SE																	
Total	-	-	0.0015	0.5	0.001	0.5	0.001	0.5	0.001	0.5	0.001	0.5	0.001	0.5	0.001	0.5	0.001
Falla en troncal																	
Sección 1	3	0.1	0.3000	5.0	1.5	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3
Sección 2	3	0.1	0.3000	1.0	0.3	5.0	1.5	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3
Sección 3	3	0.1	0.3000	1.0	0.3	1.0	0.3	5.0	1.5	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3
Falla en ramales																	
Ramal A	2	0.25	0.5000	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	5.0	2.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5
Ramal B	4	0.25	1.0000	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	5.0	5.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Ramal C	2	0.25	0.5000	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	5.0	2.5	1.0	0.5
Ramal D	4	0.25	1.0000	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	5.0	5.0
Globales			3.905	1.31	5.102	1.31	5.102	1.31	5.102	1.51	5.902	2.02	7.902	1.51	5.902	2.02	7.902
Total:																	
Usuarios:				35000	5000	5000	5000	3750	6250	3750	6250	3750	6250	3750	6250	3750	6250
horas de int-usuarios:				219579	25511	25511	25511	22133	49389	22133	49389	22133	49389	22133	49389	22133	49389

TIU (SAIDI) **376** minutos/año
SAIFI **3.905** interrupciones/año

Observe la reducción del TIU al 77 %, respecto del caso de estudio XIV. Es también digno de mención la reducción del tiempo anual de interrupción de los usuarios de los ramales B y D de 10.5 a 7.9 horas.

5.3.4 Caso de estudio XVI - Alimentador aéreo radial con enlace, monitoreo y telecontrol.

Ahora se analiza el efecto de agregar un sistema de monitoreo y telecontrol. La arquitectura del alimentador es la misma que en el caso de estudio XV, solo que los equipos pueden operarse desde el centro de control, además de que se cuenta con **detectores de falla** que permiten identificar de inmediato, el elemento fallado.

Los cálculos y resultados para este caso, son:

Tabla 5.5
Confiabilidad del alimentador con enlace, monitoreo y telecontrol

Componente fallado	km	λ (fallas/km-año)	λ (fallas/año)	Efecto sobre los usuarios de la sección 1		Efecto sobre los usuarios de la sección 2		Efecto sobre los usuarios de la sección 3		Efecto sobre los usuarios del ramal A		Efecto sobre los usuarios del ramal B		Efecto sobre los usuarios del ramal C		Efecto sobre los usuarios del ramal D	
				r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)
Falla en la red de transmisión																	
Total	-	-	0.0030	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
Falla en la SE																	
Total	-	-	0.0015	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
Falla en troncal																	
Sección 1	3	0.1	0.3000	4.0	1.2	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
Sección 2	3	0.1	0.3000	0	0.0	4.0	1.2	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
Sección 3	3	0.1	0.3000	0	0.0	0	0.0	4.0	1.2	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
Falla en ramales																	
Ramal A	2	0.25	0.5000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4.0	2.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
Ramal B	4	0.25	1.0000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4.0	4.0	0	0.0	0	0.0
Ramal C	2	0.25	0.5000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4.0	2.0	0	0.0
Ramal D	4	0.25	1.0000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4.0	4.0
Globales			3.905	0.31	1.200	0.31	1.200	0.31	1.200	0.51	2.000	1.02	4.000	0.51	2.000	1.02	4.000
Total:																	
Usuarios:				35000	5000	5000	5000	5000	3750	6250	3750	6250	3750	6250	3750	6250	6250
horas de int-usuarios:				83000	6000	6000	6000	6000	7500	25000	7500	25000	7500	25000	7500	25000	25000
TIU (SAIDI)				142 minutos/año													
SAIFI				3.905 interrupciones/año													

Como puede verse, el hecho de poder detectar el elemento fallado y librarlo de inmediato desde el centro de control, trae consigo una reducción muy importante del tiempo de interrupción al usuario, en este caso, a menos de la tercera parte del valor correspondiente al caso de estudio XIV. **También es importante mencionar que el indicador SAIFI, prácticamente no ha variado, dado que la frecuencia de las interrupciones no depende de la velocidad con que se restablece el servicio, sino a la naturaleza del sistema (arquitectura, construcción aérea o subterránea, longitud de troncales y ramales).**

5.4 ALGUNAS ACCIONES INUTILES.

A continuación se presentan algunas alternativas que no mejoran la confiabilidad de un sistema aéreo de distribución [38].

5.4.1 Caso de estudio XVII - Instalación de subestaciones de muy alta confiabilidad.

Partiendo del caso de estudio XVI (alimentador con enlace y telecontrol), se analiza el caso hipotético de contar con una subestación infalible, que se aproximaría al uso de subestaciones de muy alta confiabilidad, producto de la combinación de una buena tecnología y una arquitectura con alta redundancia.

Los resultados para este caso son:

Tabla 5.6
Confiabilidad del alimentador con enlace, telecontrol y subestación infalible

Componente fallado	km	λ (fallas/km-año)	λ (fallas/año)	Efecto sobre los usuarios de la sección 1		Efecto sobre los usuarios de la sección 2		Efecto sobre los usuarios de la sección 3		Efecto sobre los usuarios del ramal A		Efecto sobre los usuarios del ramal B		Efecto sobre los usuarios del ramal C		Efecto sobre los usuarios del ramal D			
				r (hs)	$U=\lambda_i$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_i$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_i$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_i$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_i$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_i$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_i$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_i$ (hs/año)
Falla en la red de transmisión																			
Total	-	-	0.0030	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0		
Falla en la SE																			
Total	-	-	0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0		
Falla en troncal																			
Sección 1	3	0.1	0.3000	4.0	1.2	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0		
Sección 2	3	0.1	0.3000	0	0.0	4.0	1.2	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0		
Sección 3	3	0.1	0.3000	0	0.0	0	0.0	4.0	1.2	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0		
Falla en ramales																			
Ramal A	2	0.25	0.5000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4.0	2.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0		
Ramal B	4	0.25	1.0000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4.0	4.0	0	0.0	0	0.0		
Ramal C	2	0.25	0.5000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4.0	2.0	0	0.0		
Ramal D	4	0.25	1.0000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4.0	4.0		
Globales			3.903	0.31	1.200	0.31	1.200	0.31	1.200	0.51	2.000	1.03	4.000	0.51	2.000	1.03	4.000		
Total:				Usuarios:		5000		5000		5000		3750		6250		3750		6250	
				horas de int-usuarios:		6000		6000		6000		7500		25000		7500		25000	

TIU	142 minutos/año
SAIFI	3.903 interrupciones/año

Los resultados son idénticos a los del caso anterior, de modo que **nada ayudó el instalar subestaciones de alta confiabilidad.**

5.4.2 Caso de estudio XVIII - Instalación de telecontrol sin enlaces.

Partiendo del caso de estudio XIV (alimentador aéreo radial), se analiza el caso de instalar el monitoreo y el telecontrol de los equipos de seccionamiento, sin

contar con la trayectoria de enlace con otro alimentador. Los resultados se presentan en la tabla 5.7.

Con el telecontrol el TIU se reduce de **487 a 253 minutos**, solo un 54% del valor original. Sin embargo, si se instala **un solo equipo de enlace**, el TIU se reduce a **142 minutos**, 29% del valor original.

Tabla 5.7
Confiabilidad del alimentador con telecontrol, sin enlaces

Componente fallado	km	λ (fallas/km-año)	λ (fallas/año)	Efecto sobre los usuarios de la sección 1		Efecto sobre los usuarios de la sección 2		Efecto sobre los usuarios de la sección 3		Efecto sobre los usuarios del ramal A		Efecto sobre los usuarios del ramal B		Efecto sobre los usuarios del ramal C		Efecto sobre los usuarios del ramal D			
				r	$U_{\lambda,r}$	r	$U_{\lambda,r}$	r	$U_{\lambda,r}$	r	$U_{\lambda,r}$	r	$U_{\lambda,r}$	r	$U_{\lambda,r}$	r	$U_{\lambda,r}$	r	$U_{\lambda,r}$
				(hs)	(hs/año)	(hs)	(hs/año)	(hs)	(hs/año)	(hs)	(hs/año)	(hs)	(hs/año)	(hs)	(hs/año)	(hs)	(hs/año)	(hs)	(hs/año)
Falla en la red de transmisión																			
Total	-	-	0.0030	50	0.15	50	0.15	50	0.15	50	0.15	50	0.15	50	0.15	50	0.15		
Falla en la SE (sección 0)																			
Total	-	-	0.0015	42	0.063	42	0.063	42	0.063	42	0.063	42	0.063	42	0.063	42	0.063		
Falla en troncal																			
Sección 1	3	0.1	0.3000	4.0	1.2	4.0	1.2	4.0	1.2	4.0	1.2	4.0	1.2	4.0	1.2	4.0	1.2		
Sección 2	3	0.1	0.3000	0.0	0.0	4.0	1.2	4.0	1.2	0.0	0.0	4.0	1.2	0.0	0.0	4.0	1.2		
Sección 3	3	0.1	0.3000	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Falla en ramales																			
Ramal A	2	0.25	0.5000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Ramal B	4	0.25	1.0000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.0	0.0	4.0	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Ramal C	2	0.25	0.5000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	2.0	0.0	0.0		
Ramal D	4	0.25	1.0000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	4.0	0.0		
Globales			3.905	0.36	1.413	0.67	2.613	0.98	3.813	0.87	3.413	1.69	6.613	0.87	3.413	1.69	6.613		
Total:				Usuarios: 35000		5000		5000		5000		3750		6250		3750		6250	
				horas de int-usuarios: 147455		7065		13065		19065		12799		41331		12799		41331	

TIU (SAIDI) **253** minutos/año
SAIFI **3.905** interrupciones/año

5.5 ALGUNAS VARIANTES ADICIONALES INTERESANTES.

Por último, y antes de presentar las propuestas específicas para el mejoramiento de la confiabilidad de un sistema aéreo de distribución, se exponen algunas acciones posibles con sus resultados esperados [38].

5.5.1 Caso de estudio XIX - Instalación de subestaciones de baja confiabilidad conectada a una red de distribución con enlaces y telecontrol.

Partiendo del caso de estudio XVI (alimentador radial con enlaces y telecontrol), se analiza ahora el uso de una subestación con el **triple** de la tasa de fallas y el **triple** del tiempo de reparación. Los resultados para estas condiciones, son:

Tabla 5.8
Confiabilidad del alimentador con enlace, telecontrol y una subestación de baja confiabilidad

Componente fallado	km	λ (fallas/km-año)	λ (fallas/año)	Efecto sobre los usuarios de la sección 1		Efecto sobre los usuarios de la sección 2		Efecto sobre los usuarios de la sección 3		Efecto sobre los usuarios del ramal A		Efecto sobre los usuarios del ramal B		Efecto sobre los usuarios del ramal C		Efecto sobre los usuarios del ramal D			
				r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda_j$ (hs/año)
Falla en la red de transmisión																			
Total	-	-	0.0030	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0		
Falla en la SE																			
Total	-	-	0.0045	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0		
Falla en troncal																			
Sección 1	3	0.1	0.3000	4.0	1.2	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0		
Sección 2	3	0.1	0.3000	0	0.0	4.0	1.2	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0		
Sección 3	3	0.1	0.3000	0	0.0	0	0.0	4.0	1.2	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0		
Falla en ramales																			
Ramal A	2	0.25	0.5000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4.0	2.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0		
Ramal B	4	0.25	1.0000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4.0	4.0	0	0.0	0	0.0		
Ramal C	2	0.25	0.5000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4.0	2.0	0	0.0		
Ramal D	4	0.25	1.0000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	4.0	4.0		
Globales			3.908	0.31	1.200	0.31	1.200	0.31	1.200	0.51	2.000	1.02	4.000	0.51	2.000	1.02	4.000		
Total:				Usuarios: 35000		5000		5000		5000		3750		6250		3750		6250	
				horas de int-usuarios: 83000		6000		6000		6000		7500		25000		7500		25000	
				TIU		142 minutos/año													
				SAIFI		3.908 interrupciones/año													

Véase como prevalece el valor bajo del TIU del caso de estudio XVI, producto de la “fortaleza” en la parte de distribución, aún cuando la subestación usada es de baja confiabilidad. Obsérvese también que el SAIFI si se vio afectado ligeramente por la inconfiabilidad de la subestación.

5.5.2 Caso de estudio XX - Alimentador radial (sin enlaces, sin telecontrol) con la mitad de longitud.

Partiendo nuevamente del caso de estudio XIV, se analiza caso de reducir la longitud del alimentador, siendo los resultados los mostrados en la tabal 5.9.

Obsérvese como ambos indicadores TIU (SAIDI) y SAIFI son directamente proporcionales a la longitud del alimentador: (474 minutos) x 0.5) + (9 minutos de la red de transmisión) + (4 minutos de la subestación) = **250 minutos** y (3.9 interrupciones/año x 0.5 = 1.95 interrupciones/año). Esto alienta parcialmente la propuesta de algunos ingenieros de distribución de disminuir la longitud de los alimentadores. En secciones posteriores se verán las desventajas de esta alternativa.

Tabla 5.9
Confiabilidad del alimentador radial con la mitad de longitud

Componente fallado	km	λ (fallas/km-año)	λ (fallas/año)	Efecto sobre los usuarios de la sección 1		Efecto sobre los usuarios de la sección 2		Efecto sobre los usuarios de la sección 3		Efecto sobre los usuarios del ramal A		Efecto sobre los usuarios del ramal B		Efecto sobre los usuarios del ramal C		Efecto sobre los usuarios del ramal D	
				r (hs)	$U=\lambda r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda r$ (hs/año)	r (hs)	$U=\lambda r$ (hs/año)
Falla en la red de transmisión																	
Total	-	-	0.0030	50	0.15	50	0.15	50	0.15	50	0.15	50	0.15	50	0.15	50	0.15
Falla en la SE (sección 0)																	
Total	-	-	0.0015	42	0.063	42	0.063	42	0.063	42	0.063	42	0.063	42	0.063	42	0.063
Falla en troncal																	
Sección 1	1.5	0.1	0.1500	5.0	0.75	5.0	0.75	5.0	0.75	5.0	0.75	5.0	0.75	5.0	0.75	5.0	0.75
Sección 2	1.5	0.1	0.1500	1.0	0.15	5.0	0.75	5.0	0.75	1.0	0.15	5.0	0.75	1.0	0.15	5.0	0.75
Sección 3	1.5	0.1	0.1500	1.0	0.15	1.0	0.15	5.0	0.75	1.0	0.15	1.0	0.15	1.0	0.15	1.0	0.15
Falla en ramales																	
Ramal A	1	0.25	0.2500	1.0	0.25	1.0	0.25	1.0	0.25	5.0	1.25	1.0	0.25	1.0	0.25	1.0	0.25
Ramal B	2	0.25	0.5000	1.0	0.50	1.0	0.50	1.0	0.50	1.0	0.50	5.0	2.50	1.0	0.50	1.0	0.50
Ramal C	1	0.25	0.2500	1.0	0.25	1.0	0.25	1.0	0.25	1.0	0.25	5.0	1.25	5.0	1.25	1.0	0.25
Ramal D	2	0.25	0.5000	1.0	0.50	1.0	0.50	1.0	0.50	1.0	0.50	1.0	0.50	1.0	0.50	5.0	2.50
Globales			1.955	0.71	2.763	0.86	3.363	1.01	3.963	0.96	3.763	1.37	5.363	0.96	3.763	1.37	5.363
Total:				Usuarios: 35000 5000		5000		5000		3750		6250		3750		6250	
				horas de int-usuarios: 145705		13815		16815		19815		14111		33519		14111	
				TIU		250		minutos/año									
				SAIFI		1.955		interrupciones/año									

5.6 RESUMEN DE CASOS.

El compendio de resultados para los ocho casos de estudio analizados, es:

Tabla 5.10
Resumen de resultados

Caso No.	Descripción	TIU (SAIDI)		SAIFI	
		min/año	%	ints/año	%
XIII	Alimentador aéreo radial sin incluir la red de transmisión y la subestación.	474	97.4	3.900	99.9
XIV	Conjunto “Transmisión – Subestación - Alimentador Aéreo Radial”.	487	100	3.905	100
XV	Alimentador aéreo radial con enlace.	376	77.3	3.905	100.0
XVI	Alimentador aéreo radial con enlace, monitoreo y telecontrol.	142	29.2	3.905	100.0
XVII	Instalación de subestaciones de muy alta confiabilidad.	142	29.2	3.903	100.0
XVIII	Instalación de telecontrol sin enlaces.	253	51.9	3.905	100.0
XIX	Instalación de subestaciones de baja confiabilidad conectada a una red de distribución con enlaces y telecontrol.	142	29.2	3.908	100.1
XX	Alimentador radial (sin enlaces, sin telecontrol) con la mitad de longitud.	250	51.3	1.955	50.1

5.7 PROPUESTAS PARA LA REDUCCION DEL TIU.

Después de revisar la metodología para el cálculo de la confiabilidad del conjunto “transmisión-subestación-red de distribución”, se procede a explorar algunas alternativas que conduzcan a la reducción del TIU.

5.7.1 Alternativa A: Reducción de la longitud de los alimentadores.

Como se mostró en el caso de estudio XX, el TIU varía directamente con la longitud del alimentador, de modo que el reducir ésta, sí es una posible solución para mejorar ambos indicadores de confiabilidad (TIU y SAIFI). Sin embargo, esto originaría la necesidad de construir un mayor número de subestaciones más pequeñas como se muestra en la siguiente figura.

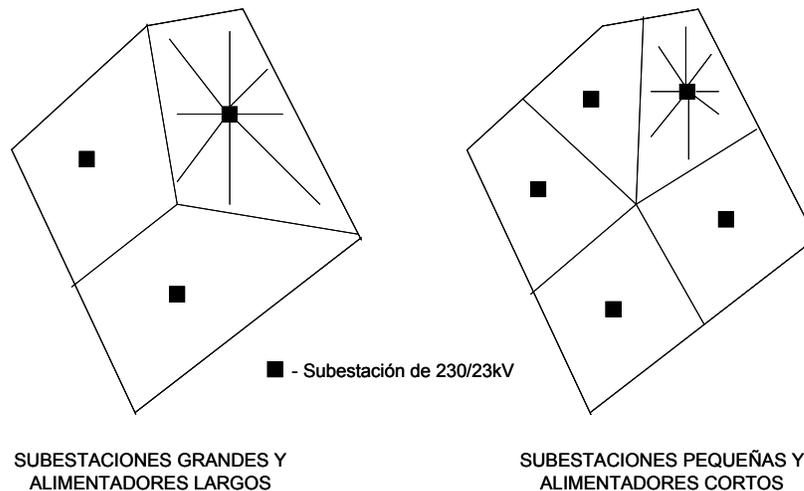


Figura 5.3
Áreas servidas por subestaciones grandes y pequeñas.

Esto trae consigo dos inconvenientes básicos. Por un lado, la necesidad de derechos de vía adicionales para las líneas que alimenten las nuevas subestaciones, derechos que en general son escasos, y por el otro, el encarecimiento del segmento de transformación, al abandonar el principio de la economía de escala de las subestaciones.

En este caso, sería necesario un estudio técnico económico para determinar el tamaño óptimo de las subestaciones, que incluya los costos de transmisión, de transformación y de distribución, así como el costo de la inconfiabilidad. **Este tema no se aborda más y por su amplitud, bien puede ser otro tema de tesis.**

5.7.2 ALTERNATIVA B: Incremento del número de alimentadores por subestación.

Una solución similar a la anterior es aumentar la cantidad de alimentadores por subestación, con lo que el monto de carga y la longitud de cada alimentador disminuyen en proporción inversa al aumento del número de alimentadores. Para ilustrar esto, se presenta en la figura 5.5 el caso de 36 manzanas de una zona urbana, servidas por cuatro alimentadores idénticos, cada uno con una longitud total (de troncal y ramales) de 18 calles. Si el número de alimentadores se duplica, la longitud de cada alimentador pasa a ser aproximadamente de la mitad de la original (cuatro de los alimentadores nuevos tiene ahora 9 calles de longitud y los otros cuatro de 10 calles de longitud).

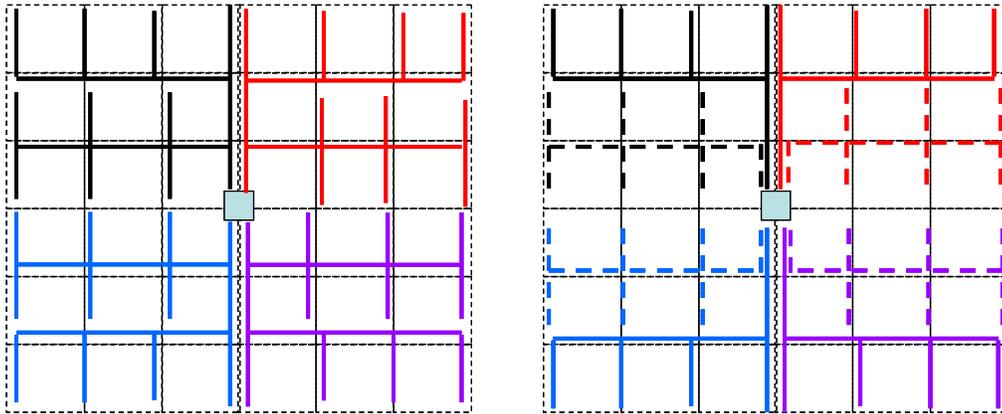


Figura 5.4

Efecto de incrementar el número de alimentadores por SE.

Con ello, tanto el TIU como el SAIFI se reducirían también a la mitad. Esta solución es ventajosa, porque aunque implica incrementar la cantidad interruptores de salida en la subestación en proporción del número de alimentadores, el costo adicional de los nuevos alimentadores es prácticamente nulo, ya que se usaría la red de distribución existente. En el capítulo 6 se desarrollará el análisis económico de esta alternativa.

5.7.3 ALTERNATIVA C: Instalación de alimentadores redundantes.

La principal propuesta de este trabajo para disminuir el tiempo de interrupción al usuario en las zonas que así se requiera (no en todo el sistema de distribución), consiste en llevar dos alimentadores sobre la misma postería, provenientes de subestaciones diferentes, como se muestra en la figuras 5.6 y

5.7. De estos dos alimentadores se tomarían sendas sendas acometidas a los transformadores de distribución tipo poste y hacia los usuarios que requieran alta confiabilidad, utilizando en ambos casos interruptores de transferencia.

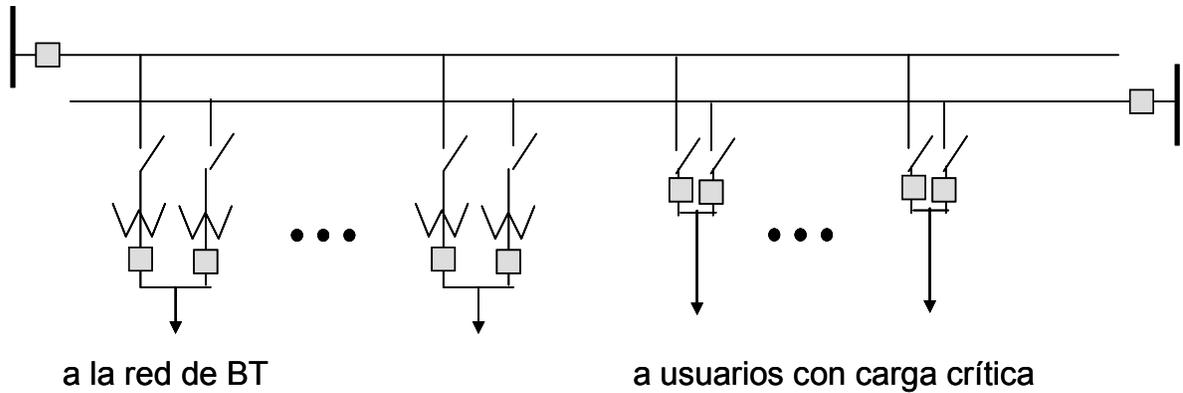


Figura 5.5
Arquitectura de alimentadores redundantes.

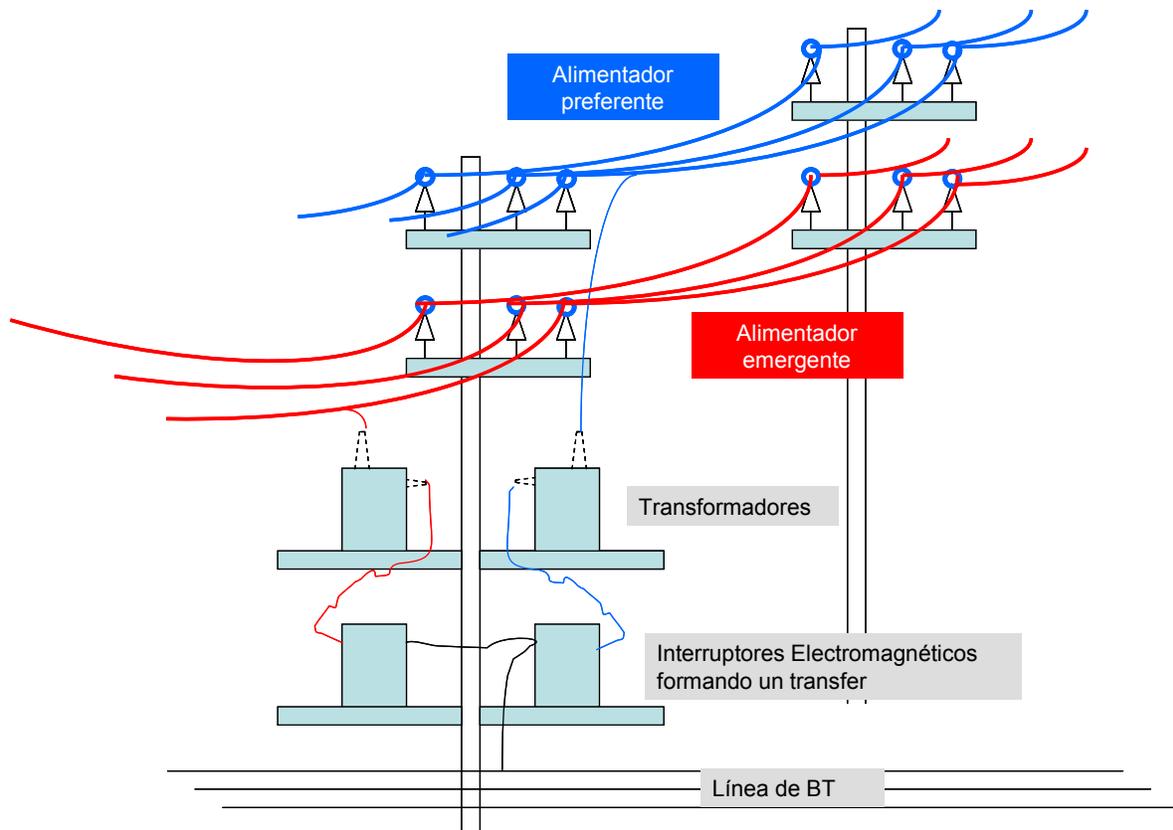


Figura 5.6
Detalle de la transferencia en baja tensión.

Un primer análisis económico de tipo cualitativo, nos indica que si se desprecia el costo de los interruptores de transferencia, el incremento en inversión tiene un límite del 200% en el caso de que alimentador de respaldo solo tuviera esa función, pero se reduce a medida que el alimentador de respaldo tome su propia carga. En el siguiente capítulo se hará el análisis económico detallado, pero en principio resulta atractivo un 100% de sobre-inversión, comparado con el 900% que ocurre en una red subterránea con un TIU del orden de **50 minutos**.

El análisis de confiabilidad de esta alternativa se presenta en las tablas 5.11, 5.12 y 5.13, y se realiza partiendo del caso de estudio XIV y de la figura 5.8.

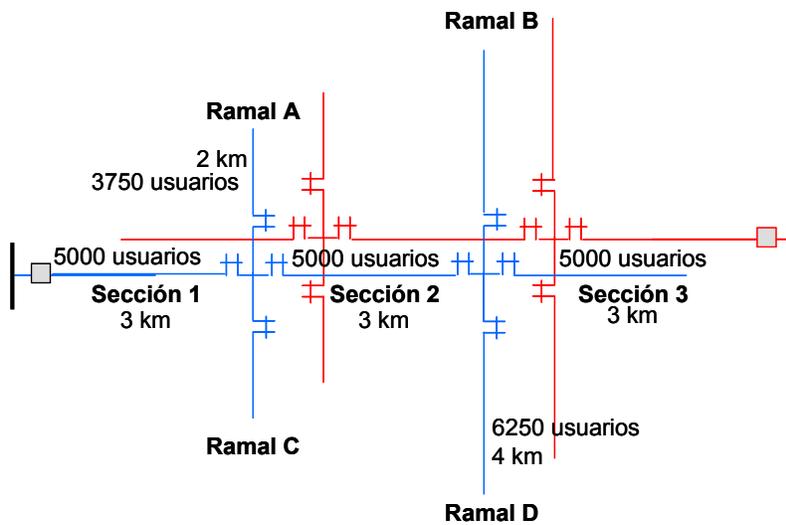


Figura 5.7
Cobertura con alimentadores redundantes.

La alternativa (C) propuesta reduce el TIU de **487 minutos** a **17 segundos** al año y el SAIFI de 3.9 fallas al año a 0.9 fallas cada 200 años, lo cual **es un resultado excelente**, aunque es cierto que hay que invertir en los equipos de transferencia y en la capacidad de reserva en los alimentadores. En el capítulo 6 se efectuará el estudio económico correspondiente.

Tabla 5.11
Confiabilidad del Alimentador 1

Componente fallado	km	λ (fallas/km-año)	λ (fallas/año)	Efecto sobre los usuarios de la sección 1		Efecto sobre los usuarios de la sección 2		Efecto sobre los usuarios de la sección 3		Efecto sobre los usuarios del ramal A		Efecto sobre los usuarios del ramal B		Efecto sobre los usuarios del ramal C		Efecto sobre los usuarios del ramal D			
				r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)	r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)	r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)	r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)	r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)	r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)	r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)	r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)
Falla en la red de transmisión																			
Total	-	-	0.0030	50	0.2	50	0.2	50	0.2	50	0.2	50	0.2	50	0.2	50	0.2		
Falla en la SE																			
Total	-	-	0.0015	42	0.1	42	0.1	42	0.1	42	0.1	42	0.1	42	0.1	42	0.1		
Falla en troncal																			
Sección 1	3	0.10	0.3000	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5		
Sección 2	3	0.10	0.3000	1.0	0.3	5.0	1.5	5.0	1.5	1.0	0.3	5.0	1.5	1.0	0.3	5.0	1.5		
Sección 3	3	0.10	0.3000	1.0	0.3	1.0	0.3	5.0	1.5	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3		
Falla en ramales																			
Ramal A	2	0.25	0.5000	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	5.0	2.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5		
Ramal B	4	0.25	1.0000	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	5.0	5.0	1.0	1.0	1.0	1.0		
Ramal C	2	0.25	0.5000	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	5.0	2.5	1.0	0.5		
Ramal D	4	0.25	1.0000	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	5.0	5.0		
Globales			3.905	1.36	5.313	1.67	6.513	1.98	7.713	1.87	7.313	2.69	10.513	1.87	7.313	2.69	10.513		
Total:				35000		5000		5000		5000		3750		6250		3750		6250	
Usuarios:				283955		26565		32565		38565		27424		65706		27424		65706	
horas de int - usuarios:																			

TIU (SAIDI) **487** minutos/año
SAIFI **3.905** interrupciones/año

Tabla 5.12
Confiabilidad del Alimentador 2

Componente fallado	km	fallas/km-año	fallas/año	Efecto sobre los usuarios de la sección 1		Efecto sobre los usuarios de la sección 2		Efecto sobre los usuarios de la sección 3		Efecto sobre los usuarios del ramal A		Efecto sobre los usuarios del ramal B		Efecto sobre los usuarios del ramal C		Efecto sobre los usuarios del ramal D			
				r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)	r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)	r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)	r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)	r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)	r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)	r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)	r (hs)	$U_{\lambda,t}$ (hs/año)
Falla en la red de transmisión																			
Total	-	-	0.0030	50	0.2	50	0.2	50	0.2	50	0.2	50	0.2	50	0.2	50	0.2		
Falla en la SE																			
Total	-	-	0.0015	42	0.1	42	0.1	42	0.1	42	0.1	42	0.1	42	0.1	42	0.1		
Falla en troncal																			
Sección 1	3	0.10	0.3000	5.0	1.5	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3	1.0	0.3		
Sección 2	3	0.10	0.3000	5.0	1.5	5.0	1.5	1.0	0.3	5.0	1.5	1.0	0.3	5.0	1.5	1.0	0.3		
Sección 3	3	0.10	0.3000	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5	5.0	1.5		
Falla en ramales																			
Ramal A	4	0.25	1.0000	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	5.0	5.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0		
Ramal B	2	0.25	0.5000	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	5.0	2.5	1.0	0.5	1.0	0.5		
Ramal C	4	0.25	1.0000	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	5.0	5.0	1.0	1.0		
Ramal D	2	0.25	0.5000	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	5.0	2.5		
Globales			3.905	1.98	7.713	1.67	6.513	1.36	5.313	2.69	10.513	1.87	7.313	2.69	10.513	1.87	7.313		
Total:				35000		5000		5000		5000		6250		3750		6250		3750	
Usuarios:				283955		38565		32565		26565		65706		27424		65706		27424	
horas de int - usuarios:																			

TIU (SAIDI) **487** minutos/año
SAIFI **3.905** interrupciones/año

Tabla 5.13
Confiabilidad con el respaldo recíproco de los Alimentadores 1 y 2

Resultados para la sección 1		Resultados para la sección 2		Resultados para la sección 3		Resultados para el ramal A		Resultados para el ramal B		Resultados para el ramal C		Resultados para el ramal D	
r	$U=\lambda_f$	r	$U=\lambda_f$	r	$U=\lambda_f$	r	$U=\lambda_f$	r	$U=\lambda_f$	r	$U=\lambda_f$	r	$U=\lambda_f$
(hs)	(hs/año)	(hs)	(hs/año)	(hs)	(hs/año)	(hs)	(hs/año)	(hs)	(hs/año)	(hs)	(hs/año)	(hs)	(hs/año)
0.81	0.0038	0.83	0.0040	0.81	0.0038	1.10	0.0052	1.10	0.0052	1.10	0.0052	1.10	0.0052
λ (fallas/año)		λ (fallas/año)		λ (fallas/año)		λ (fallas/año)		λ (fallas/año)		λ (fallas/año)		λ (fallas/año)	
0.005		0.005		0.005		0.005		0.005		0.005		0.005	

Usuarios: 35000 5000 5000 5000 6250 3750 6250 3750
 horas de int - usuarios: 163 19 20 19 33 20 33 20

TIU (SAIDI) 0.28 minutos/año
 SAIFI 0.005 interrupciones/año

TIU (SAIDI) 17 segundos/año
 SAIFI 0.947 interrupciones/200 años

5.8 CONCLUSIONES DEL CAPITULO.

Se ha adaptado la metodología para evaluar la confiabilidad de un sistema de distribución aéreo, incluyendo el efecto de la red de transmisión y el de la subestación. A partir de ella, se han analizado varias alternativas, tales como el efecto de apoyo entre alimentadores, el efecto del telecontrol, etc. Así mismo se exploraron tres alternativas para la reducción del TIU: (A) Reducción de la longitud de los alimentadores, (B) Aumento del número de alimentadores por subestación y (C) Instalación de dos alimentadores redundantes paralelos, alimentados desde subestaciones diferentes. Esta última presenta las mejores ventajas técnicas, aunque todavía es necesario resolver problemas técnicos en relación con el equipo de transferencia.

Capítulo 6 EVALUACION ECONOMICA.

En este capítulo se presenta la evaluación económica de los casos de estudio más importantes, analizados a lo largo de la tesis, principalmente de dos de las alternativas propuestas para reducir el tiempo de interrupción al usuario.

6.1 LA CONFIABILIDAD Y LA INGENIERIA ECONOMICA.

En general, un sistema altamente confiable tiene también un alto costo. No obstante, entre mayores sean los costos asociados a las interrupciones se justifica económicamente un sistema de mayor confiabilidad y costo. Las afirmaciones anteriores se muestran de manera más esquemática en la figura 5.1

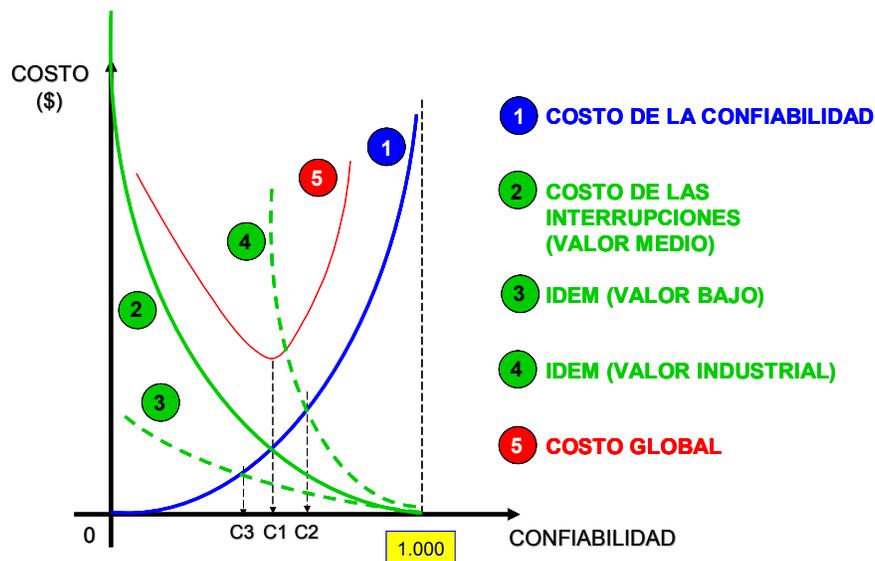


Figura 6.1

El costo de la confiabilidad y el costo global óptimo.

En la figura anterior, la curva (1) representa el costo del sistema: A mayor confiabilidad, mayor costo; una confiabilidad ideal del cien por ciento significa un costo infinito. La curva (2) representa el costo de las interrupciones para cierto sistema: a menor confiabilidad, mayores costos y viceversa. Para el caso ideal de una confiabilidad del cien por ciento, el costo de las interrupciones es nulo, puesto que no hay interrupciones. La curva (5) representa a los costos totales o globales, la cual, tiene un punto de valor mínimo en el grado de

confiabilidad donde las curva (1) y (2) se intersectan. Este es el grado de confiabilidad óptimo. Si el costo de las interrupciones se redujera como en el caso de una población rural, la curva (3) substituye a la (2) y el grado de confiabilidad óptimo se recorre hacia la izquierda. Por el contrario, si el costo de las interrupciones se elevara, como en un parque industrial, la curva (4) substituye a la (2) y el grado de confiabilidad **óptimo**, se desplaza hacia el cien por ciento.

El resultado anterior podría calificarse como “discriminación”, pero como se ha explicado, el grado de confiabilidad está determinado por el impacto económico de las interrupciones, el cual, en general, difiere de un usuario a otro.

6.2 MAGNITUD DE LAS INTERRUPCIONES.

En un sistema de potencia, las interrupciones permanentes, son de diferente magnitud e impacto dependiendo del tipo de falla, desde un único usuario hasta un país entero, pasando por una calle, una colonia, un estado, o grupo de ellos.

La siguiente tabla muestra las doce mayores interrupciones que se presentaron en Estados Unidos durante el periodo de 1974 a 1979, ordenadas éstas por los megawatts perdidos por cliente y por hora [39, 40].

Tabla 6.1

Las doce interrupciones mayores en Estados Unidos en el periodo 1974-1979

FECHA	COMPAÑÍA	MW PERDIDOS	N° CLIENTES	DURACION	INDICADOR	CAUSA
13-Jul-77	CONSOLIDATED EDISON	5,750	2,700,000	25.0 h	388	TORMENTA
16-May-77	FLORIDA POWER	3,227	1,300,000	4.5 h	18.9	DISPARO LINEA
13-Ene-78	LONG ISLAND COMPANY	700	340,000	72 h	17.1	TORMENTA
03-Ene-76	WISCONSIN POWER	790	270,000	1 a 9 d	15.2	TORMENTA
21-Mar-75	WESTERN SYSTEMS	1,665	1,300,000	4.5 h	9.74	FALLA EQUIPO
08-Abr-79	DETROIT EDISON	500	230,000	50 h	5.75	TORMENTA
10-Sep-76	LOS ANGELES DEPT.	3,632	1,769,505	0.75 h	4.82	DISPARO EQUIPO
27-Jun-78	POTOMIC ELECTRIC	1,000	100,000	35 h	3.5	DESCARGA ATM
24-Mar-79	ILLINOIS POWER	323	200,000	24 h	1.55	TORMENTA
31-Dic-78	DALLAS POWER	237	86,000	48 h	0.98	TORMENTA
08-Mar-78	SAN DIEGO ELECTRIC	856	318,000	3.5 h	0.95	ERROR
03-Jul-78	MONTANA POWER	600	207,000	7.5 h	0.93	FALLA SISTEMA

INDICADOR: (MW-CLIENTE-HR x 10 ^ 9)

Algunas observaciones de interés pueden hacerse con respecto a estas doce interrupciones:

- Las interrupciones no ocurrieron predominantemente en alguna parte del país. Ocho de las nueve regiones del NERC (National Electric Reliability Council) estuvieron involucrados en al menos una de ellas.

- ❑ Los eventos que iniciaron la interrupción fueron, siete debidas a condiciones climatológicas extremas, cuatro a fallas en los componentes del sistema eléctrico y una debida a operación impropia del sistema eléctrico.
- ❑ La ubicación del origen de estos eventos fueron, seis en el sistema de transmisión y seis en el sistema de distribución.

El promedio nacional del tiempo de interrupción por usuario en los Estados Unidos es del orden de **100 minutos** al año, pero únicamente 10 minutos de este tiempo, es debido a fallas o disturbios en el sistema de potencia, las cuales provocan interrupciones de gran magnitud. Las características de estas interrupciones, utilizando los datos de ocho compañías suministradoras, son:

- ❑ El tiempo promedio de interrupción fue de **130 minutos** por usuario en 1974 y **170 minutos** en 1978.
- ❑ El estudio indicó que el 85 % del total de las interrupciones fueron debidas a las **fallas en los sistemas de distribución**. Gráficamente:

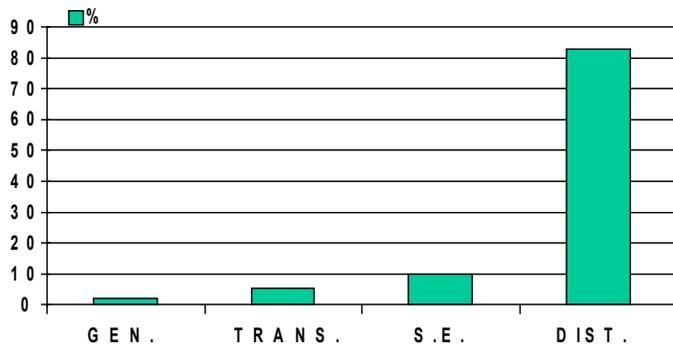


Figura 6.2

Distribución del tiempo de interrupción por subsistema.

6.3 COSTO DE LAS INTERRUPCIONES.

Las interrupciones de energía eléctrica producen afectaciones económicas en tres niveles de la sociedad:

En los usuarios: Los costos se deben a daños en equipos y maquinaria, a la descomposición de materias primas o productos perecederos, a las pérdidas de producción y/o ventas, a las pérdidas de información (datos) y a los tiempos muertos del personal. Por ejemplo, en una granja de Canadá, una interrupción

de unos cuantos minutos durante el invierno, puede producir la muerte de la totalidad de las aves, debido a las bajísimas temperaturas.

En el suministrador: Los costos en este caso de la inconfiabilidad se deben a la energía no vendida, a las reparaciones del equipo y al mantenimiento preventivo necesario para mantener el nivel de fallas dentro de los límites aceptables.

A nivel social: Los costos de las interrupciones se deben al impacto por falta de transporte eléctrico masivo, al entorpecimiento del tráfico por falta de semáforos, a los tiempos muertos de los habitantes y a los daños a particulares por vandalismo motivado por la oscuridad en las grandes urbes.

El costo de las interrupciones tiene una componente por el simple hecho de ocurrir y otra que está en función de la duración. El costo total no necesariamente es una función lineal de la duración.

A continuación se describen algunos esfuerzos realizados en el mundo para cuantificar el costo de las interrupciones de energía eléctrica.

6.3.1 La versión norteamericana y canadiense.

La tabla 6.2 presenta un resumen de los costos de las interrupciones en Estados Unidos y el Canadá. De acuerdo a ésta, el costo tiene una distribución muy amplia, con un promedio de **5.7 dólares/kWh** interrumpido [41].

Tabla 6.2
Costos de interrupción en los servicios industriales (EUA)

FUENTE	AÑO	USD/kWh (1987)
MODERN MANUFACTURING	1969	3.0
GANNON (IEEE)	1971	17.1
TELSON	1973	3.5
IEEE	1974	8.2
KAUFMAN	1975	2.0
TELSON (NEW YORK)	1975	2.8
ENVIRONMENTAL ANALYSIS	1975	2.2
MEYERS/SRI	1976	2.8
ONTARIO HYDRO	1976	7.4
YABROFF/SRI	1980	13.2
PROMEDIO	-	5.7

6.3.2 La versión brasileña.

Esta sección presenta un resumen de los resultados obtenidos en la primera encuesta efectuada en Brasil, relacionada con los costos que originan las

interrupciones. Hasta ese momento, los costos de interrupción eran desconocidos en ese país. Los valores típicos que se tenían adoptados por tipo de usuario eran, para usuarios residenciales **1.87 dólares/kWh**, para usuarios comerciales **2.61 dólares/kWh** y **5.35 dólares/kWh** para usuarios industriales [39].

Puesto que los costos anteriores no reflejaban la situación real de Brasil, se procedió a una encuesta a nivel nacional que inicio en 1987 y tomó cuatro años para completarse. Los resultados presentados **son valores promedio** y no deberán utilizarse para evaluar los costos de interrupción de clientes específicos o pequeñas áreas geográficas. Un resumen de los resultados logrados se proporciona en las siguientes tablas.

Tabla 6.3

Costos de interrupción industriales (USD/kWh de diciembre de 1990)

PERIODO DE LA INTERRUPCION	DURACION DEL EVENTO					
	0-3 min	3-15 min	15-30 min	30-60 min	60-120 min	120 > min
0-8 h	2.87	1.23	1.07	0.90	0.81	0.78
8-18 h	2.73	1.26	1.20	0.95	0.86	0.78
18-24h	2.80	1.14	1.06	0.83	0.75	0.78

Tabla 6.4

Costos de interrupción comerciales (USD/kWh de diciembre de 1990)

PERIODO DE LA INTERRUPCION	DURACION DEL EVENTO					
	0-3 min	3-15 min	15-30 min	30-60 min	60-120 min	120 > min
0-8 h	0.98	1.83	2.80	2.55	2.45	2.69
8-18 h	1.83	3.16	4.25	4.36	4.76	3.76
18-24h	1.81	3.03	3.92	3.77	4.10	3.14

Tabla 6.5

Costos de interrupción residenciales (USD/kWh de mayo de 1989)

REGION	NORTE	NORESTE	SURESTE	SUR	M-OESTE	BRASIL
Costo	1.13	1.01	1.09	1.33	1.20	1.11

Como puede verse, el comportamiento de los costos de las interrupciones, dependen del tipo de usuario, de la región, del horario y de su duración. Los valores anteriores dan una idea de las pérdidas financieras debidas a apagones que ocurran durante las horas pico en grandes ciudades brasileñas como Sao Paulo. Sin embargo, debe observarse que en este caso el costo indirecto debido a actos vandálicos y acciones de hooligans muy probablemente exceda el costo directo de la interrupción, anteriormente presentado.

6.3.3 La versión mexicana y el factor de impacto económico (Ki).

Desafortunadamente, en México no se ha desarrollado un estudio similar a los anteriores, a pesar de su importancia y utilidad. Sin embargo, es posible lograr una aproximación utilizando la propuesta de algunos artículos técnicos que expresan que la relación existente entre los costos de la interrupción y el costo de la energía eléctrica interrumpida, **denominado factor de impacto económico (Ki)**, puede calcularse dividiendo el producto interno bruto del país (PIB) entre el producto de las ventas de la energía eléctrica (EE) [34].

Con datos de 2008, para México [42, 43], este factor de impacto económico es:

$$K_i = \frac{\text{Costo de la interrupción}}{\text{Costo de la EE interrumpida}} \quad (6.1)$$

$$K_i = \frac{\text{Producto Interno Bruto}}{\text{Producto anual de las ventas de EE}} = \frac{12,315,262 \text{ millones de pesos}}{269,682 \text{ millones de pesos}} = 45.7$$

(6.2)

Agrupando las tres versiones presentadas, se obtiene un buen resumen de los costos de las interrupciones y el factor de impacto económico asociado:

Tabla 6.6
Factores de impacto económico (Ki) y costos de las interrupciones

País	Ki	Costo de ints (USD/kWh)	Observaciones
Estados Unidos y Canadá	100	6.00	En moneda de 1987
Brasil	25	1.50	En moneda de 1990
México	46	2.76	En moneda de 2008

NOTA.- En esta tabla, el costo de las interrupciones tiene como base el precio de la EE en Estados Unidos de 0.06 USD/kWh.

El factor de impacto (Ki) es muy necesario en los estudios económicos asociados a los estudios de confiabilidad. Dependiendo del tipo e importancia de la carga se pueden utilizar diferentes valores de este factor. Una escala sugerida es la que aparece en la siguiente tabla:

Tabla 6.7
Valores típicos del factor de impacto económico (Ki)

Tipo de Carga	Ki
Irrelevante	0
Prioritaria	20
Crítica	50
Hipercrítica	100

6.4 COSTO GLOBAL DE UNA ALTERNATIVA TECNICA.

Para describir este concepto, se tomará como modelo de cálculo, el **caso de estudio IX**, el cual se refiere a una subestación de arreglo de doble barra en AT con interruptores en SF6, de interruptor y medio en MT y transformadores cargados al 80%, descrito en el capítulo 4.

1.- Costo de las interrupciones.

Para esta alternativa, el TIU obtenido fue de **523 minutos**. Considerando que la subestación tiene ocho alimentadores con una carga constante de 12 MVA cada uno, que el factor de potencia es de 0.9, que el factor de impacto económico es de 20 y el precio de la EE (en el 2008) en media tensión fue de 1.51 pesos por kWh (aproximadamente 0.11 dólares/kWh) [44], la energía interrumpida anual toma un valor de:

$$E = 8(12,000 \text{ _kVA})(0.9)(523 \text{ _min}/60) = 753,120 \text{ _kWh/año}$$

El costo anual de la energía interrumpida, es:

$$\text{Costo_de_la_EE_int} = (753,120\text{kWh})(1.51 \text{ _pesos/kWh}) = 1,137,211 \text{ _pesos/año}$$

Utilizando la ecuación (6.1), el costo anual de las interrupciones, es:

$$\text{Costo_de_las_interrupciones} = (\text{Costo_de_la_EE_int})(K_i)$$

$$A = \text{Costo_de_las_interrupciones} = (\$1,137,211)(20) = 22.74 \text{ _millones_de_pesos/año}$$

2.- Valor presente del costo anual de las interrupciones.

Con la finalidad de poder combinar el costo anual de las interrupciones (A) con el costo de inversión, es necesario obtener el valor presente (P) de (n)

anualidades de magnitud (A) que se repiten año con año. Esquemáticamente, el proceso se representa como:

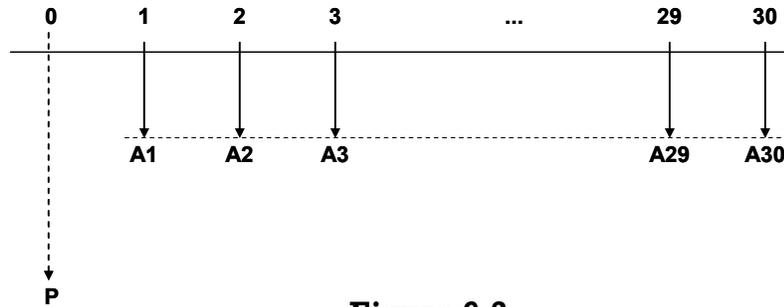


Figura 6.3

Diagrama de flujo de efectivo de 30 anualidades.

El método matemático detallado para este fin puede consultarse en cualquier texto de Ingeniería Económica [45 - 47]. La ecuación para lograrlo es:

$$P = A[f(i,n)] \quad (6.3)$$

$$f(i,n) = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (6.4)$$

Donde: P = Valor presente de (n) anualidades de magnitud (A)
 A = Valor de los costos anuales
 i = tasa de interés en por unidad (10% = 0.10)
 n = vida útil del proyecto en años.

El valor presente del costo anual de las interrupciones de la subestación del caso de estudio IX, considerando una tasa de interés del 10% y una vida útil de 30 años, es:

$$f(i,n) = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} = \frac{(1+0.10)^{30} - 1}{(0.10)(1+0.10)^{30}} = \frac{16.449}{1.7449} = 9.43$$

$$P = A[f(i,n)] = (7.53\text{millones})(9.43) = 214.44 \text{ _ millones _ de _ pesos}$$

3.- Valor presente del costo anual de operación y mantenimiento (O+M).

Al desarrollar un estudio económico comparativo aplicado a un catálogo de alternativas, los costos anuales de operación y mantenimiento (O+M), tales como, la labor de la operación, los combustibles, los lubricantes, labor de mantenimiento, las refacciones y las pérdidas de energía asociadas con la eficiencia del sistema, reciben el mismo tratamiento que los costos de las

interrupciones. **Cuando no se conocen los costos O+M, es común considerarlos como anualidades del 2% de los costos de inversión.**

4.- Costo inicial o de inversión.

En ocasiones los proyectos se construyen en el curso de varios años. Por ejemplo, la construcción de una planta hidroeléctrica puede durar hasta 10 años. En estos casos es necesario ir obteniendo el valor futuro total, trasladando las erogaciones anuales hasta el punto de conclusión de la obra. En el caso de este trabajo, en todos los casos el costo de inversión es la simple suma de los costos de los equipos y de la labor asociada.

Para el caso de estudio IX, el costo inicial se obtiene sumando los costos del terreno, de los transformadores de 230/23kV, de los interruptores de alta y media tensión, de los aisladores columna, de los apartarrayos, de los transformadores de instrumento, de los equipos de control, protección y medición, de una partida por materiales misceláneos y de la labor de montaje, obteniéndose:

$$\text{COSTO DE INVERSION} = 81.47 \text{ millones de pesos (de 2008)}$$

4.- Costo global de la alternativa.

Se define como costo global de una alternativa a la suma de los costos de inversión más el valor presente los costos anuales de operación, de mantenimiento y de las interrupciones.

Para el caso que se viene evaluando, si el valor presente de los costos de O+M es 3.23 millones (3.96% del costo inicial), se tiene:

Costos de inversión	81.47
Valor presente de los costos de las interrupciones	214.44
Valor presente de los costos de O+M	3.23
COSTO GLOBAL (millones de pesos)	299.14

6.5 INCREMENTO UNITARIO DEL COSTO INICIAL (IUCI).

El “incremento unitario del costo inicial” es un indicador que se propone en este trabajo con el fin de facilitar la comparación dentro de un catálogo de alternativas.

Se define como “**incremento unitario del costo inicial**” al cociente de la diferencia de los **costos iniciales unitarios (por MVA)** de la alternativa en estudio y el de otra tomada como referencia, entre **el cambio** del TIU que logra la alternativa respecto al de la alternativa de referencia. Con el fin de no dejar tan discrecional la selección de la alternativa de referencia, se propone tomar aquella cuyo TIU sea el más próximo a 100 minutos. Matemáticamente:

$$IUCI = \frac{\Delta CIU}{\Delta TIU} \left[\frac{\text{pesos / MVA}}{\text{min}} \right] \quad (6.5)$$

Donde:

ΔCIU = Cambio en los costos iniciales unitarios, en pesos/MVA.

ΔTIU = Cambio en el TIU, en min/año.

Este indicador económico que se propone, bien puede considerarse un indicador de sensibilidad.

A continuación se ejemplificará el uso de este indicador aplicándolo a las ocho subestaciones estudiadas en el capítulo 4, partiendo de los costos de inversión y de la confiabilidad asociada, dados en la tabla 6.8, considerando tanto el nivel de carga del 80% (96 MVA), como del 60% (72 MVA).

Tabla 6.8

Costo y confiabilidad de las subestaciones analizadas en el capítulo 4

Subestaciones cargadas al 80%						
Alta Tensión		Media Tensión		Costo Inicial (millones de pesos del 2008)	TIU (min/año)	Costo Inicial por MVA (millones de pesos del 2008)
Arquitectura	Tecnología	Arquitectura	Tecnología			
(1A) Doble Barra	Ints. en SF6	B. Sencilla	Int. en vacío	77.05	2426	0.803
(2A) Doble Barra	Ints. en SF6	Int. y medio	Int. en vacío	81.47	523	0.849
(3A) Doble Barra	Encapsulada	Int. y medio	Int. en vacío	170.68	503	1.778
(4A) Int. y medio	Ints. en SF6	Int. y medio	Int. en vacío	81.65	490	0.851
(5A) Int. y medio	Encapsulada	Int. y medio	Int. en vacío	198.30	490	2.066
(6A) Anillo	Ints. en SF6	Int. y medio	Int. en vacío	79.01	490	0.823
(7A) Anillo	Encapsulada	Int. y medio	Int. en vacío	151.80	366	1.581
(8A) Doble Barra	Encapsulada	Doble interruptor	Int. en vacío	206.10	3.3	2.147
Subestaciones cargadas al 60%						
Alta Tensión		Media Tensión		Costo Inicial (millones de pesos del 2008)	TIU (min/año)	Costo Inicial por MVA (millones de pesos del 2008)
Arquitectura	Tecnología	Arquitectura	Tecnología			
(1B) Doble Barra	Ints. en SF6	B. Sencilla	Int. en vacío	77.05	2426	1.070
(2B) Doble Barra	Ints. en SF6	Int. y medio	Int. en vacío	81.47	3.9	1.132
(3B) Doble Barra	Encapsulada	Int. y medio	Int. en vacío	170.68	3.7	2.371
(4B) Int. y medio	Ints. en SF6	Int. y medio	Int. en vacío	81.65	3.6	1.134
(5B) Int. y medio	Encapsulada	Int. y medio	Int. en vacío	198.30	3.6	2.754
(6B) Anillo	Ints. en SF6	Int. y medio	Int. en vacío	79.01	3.6	1.097
(7B) Anillo	Encapsulada	Int. y medio	Int. en vacío	151.80	3.6	2.108
(8B) Doble Barra	Encapsulada	Doble interruptor	Int. en vacío	206.10	0.9	2.862

La tabla 6.9 presenta los cambios en los costos de inversión, en el TIU de cada alternativa y el IUCI correspondiente, tomando como referencia la alternativa (2B) por ser la que tiene un TIU más cercano a 100 minutos/año.

Tabla 6.9
Diferencia de costos, de las confiabilidades y el IUCI resultante.

Subestaciones cargadas al 80%						
Alta Tensión		Media Tensión		Δcosto Inicial Unitario (pesos/MVA)	ΔTIU (min/año)	IUCI (pesos/min/ MVA)
Arquitectura	Tecnología	Arquitectura	Tecnología			
(1A) Doble Barra	Ints. en SF6	B. Sencilla	Int. en vacío	-329386.6	2422.1	-136
(2A) Doble Barra	Ints. en SF6	Int. y medio	Int. en vacío	-283335.3	519.1	-546
(3A) Doble Barra	Encapsulada	Int. y medio	Int. en vacío	645919.1	499.1	1,294
(4A) Int. y medio	Ints. en SF6	Int. y medio	Int. en vacío	-281478.9	486.1	-579
(5A) Int. y medio	Encapsulada	Int. y medio	Int. en vacío	933600.8	486.1	1,921
(6A) Anillo	Ints. en SF6	Int. y medio	Int. en vacío	-309020.9	486.1	-636
(7A) Anillo	Encapsulada	Int. y medio	Int. en vacío	449217.6	362.1	1,241
(8A) Doble Barra	Encapsulada	Doble interruptor	Int. en vacío	1014869.4	-0.6	-1,691,449
Subestaciones cargadas al 60%						
Alta Tensión		Media Tensión		Δcosto Inicial Unitario (pesos/MVA)	ΔTIU (min/año)	IUCI (pesos/min/ MVA)
Arquitectura	Tecnología	Arquitectura	Tecnología			
(1B) Doble Barra	Ints. en SF6	B. Sencilla	Int. en vacío	-61848.8	2422.1	-25.5
(2B) Doble Barra	Ints. en SF6	Int. y medio	Int. en vacío	-	-	-
(3B) Doble Barra	Encapsulada	Int. y medio	Int. en vacío	1238558.8	-0.2	-6192793.8
(4B) Int. y medio	Ints. en SF6	Int. y medio	Int. en vacío	2028.2	-0.3	-6760.6
(5B) Int. y medio	Encapsulada	Int. y medio	Int. en vacío	1622134.4	-0.3	-5407114.8
(6B) Anillo	Ints. en SF6	Int. y medio	Int. en vacío	-34694.6	-0.3	115648.6
(7B) Anillo	Encapsulada	Int. y medio	Int. en vacío	976290.1	-0.3	-3254300.5
(8B) Doble Barra	Encapsulada	Doble interruptor	Int. en vacío	1730492.5	-3.0	-576830.8

COMENTARIOS:

- (1) Al obtener los cambios en costo y en el TIU, el sustraendo es el valor de la alternativa de referencia.
- (2) Un valor negativo en el cambio de los costos indica que la alternativa que se analiza es más barata que la de referencia, mientras que un valor negativo del TIU es indicio que la confiabilidad de la alternativa en estudio es mejor que la de referencia.
- (3) Una combinación “lógica” de los cambios debe tener **signos contrarios**, pues generalmente cuando la alternativa es más barata se tiene una confiabilidad más pobre y viceversa. Esto resulta en un IUCI negativo.
- (4) No obstante lo anterior, llegan a ocurrir casos en que con menor inversión, se obtiene mejor confiabilidad, debido a la arquitectura. Esto resulta en cambios con signo negativo en un IUCI positivo. Un ejemplo de ello es la alternativa (6B).**
- (5) En contraste, también puede ocurrir lo contrario: que con mayor inversión se obtenga una confiabilidad más pobre, es decir un TIU de mayor valor. Esto da cambios positivos y un IUCI positivo. Este es el caso de las alternativas (3 A), (5 A) y (7 A).**

(6) Las alternativas extremas son la (3B) y la (5B), en las cuales es necesario invertir más de 5 millones de pesos adicionales por cada minuto de reducción del TIU por MVA de carga (una millonada), sin cambio apreciables en la confiabilidad, **lo que significa que son alternativas totalmente inviables, que sin embargo llegan a usarse en la práctica.**

(7) **El IUCI también puede calcularse entre cualesquier par de alternativas. Por ejemplo al comparar las alternativas (4 A) y (4B) en las que prácticamente con la misma inversión (por MVA) se obtiene una notable mejoría en la confiabilidad. En este caso el IUCI es:**

$$IUCI = \frac{\Delta CIU}{\Delta TIU} = \frac{(1.134 - 0.851) \times 10^6}{3.6 - 4.90} = \frac{+ 283,000 \text{ _ pesos / MVA}}{- 486.4 \text{ _ min}}$$

$$IUCI = -581.8 \frac{\text{pesos / MVA}}{\text{min}}$$

(8) Valores similares tienen las alternativas (2 A) y (6 A) en la tabla 2.9.

6.6 RELACION BENEFICIO-COSTO (RBC).

Para evaluar la relación beneficio-costo (RBC) de una determinada alternativa técnica se utiliza la siguiente ecuación:

$$RBC = \frac{\text{beneficio}}{\text{costo}} = \frac{\Delta CINT}{\Delta CI} \quad (6.6)$$

Donde:

$\Delta CINT$ = Reducción en los costos de interrupción en valor presente, en pesos.

ΔCI = Incremento en el costo inicial, en pesos.

Este indicador económico muy usado en los análisis económicos, también puede considerarse como otro indicador de sensibilidad.

Al evaluar la RBC de las 8 subestaciones del capítulo 4, considerando una vida útil de 30 años, un precio de la EE de 1.51 peso/kWh, una tasa de interés del 10% y un factor de impacto económico de 20, los resultados son los siguientes:

Tabla 6.10
Costo global y RBC de las subestaciones estudiadas
(millones de pesos de 2008/MVA)

Subestaciones cargadas al 80%				
Alternativa	Costo Inicial	VP del costo de las ints	Costo Global	RBC
(1A)	0.803	10.363	11.166	-
(2A)	0.849	2.234	3.083	178
(3A)	1.778	2.149	3.927	8
(4A)	0.851	2.093	2.944	174
(5A)	2.066	2.093	4.159	7
(6A)	0.823	2.093	2.916	414
(7A)	1.581	1.563	3.145	11
(8A)	2.147	0.014	2.161	8
Subestaciones cargadas al 60%				
Alternativa	Costo Inicial	VP del costo de las ints	Costo Global	RBC
(1B)	1.070	10.363	11.434	-
(2B)	1.132	0.017	1.148	31
(3B)	2.371	0.016	2.386	7
(4B)	1.134	0.015	1.149	31
(5B)	2.754	0.015	2.770	5
(6B)	1.097	0.015	1.113	35
(7B)	2.108	0.015	2.124	8
(8B)	2.862	0.004	2.866	5

COMENTARIOS:

(1) En general, una arquitectura de poca redundancia trae consigo costos de las interrupciones altos, por ejemplo las alternativas (1 A) y (1B).

(2) De las 16 combinaciones analizadas, las de más baja confiabilidad son la (1 A) y la (1B) con un TIU de 2,426 minutos al año (**ver tabla 6.8**) y paralelamente son las de menor costo de inicial (0.803 y 1.070 millones de pesos por MVA). Sin embargo al considerar el costo de las interrupciones, se convierten en las de mayor costo global (11.166 y 11.434 millones de pesos por MVA). Lo que permite repetir que **“lo barato sale caro”**.

(3) Por el contrario, la combinación de mejor confiabilidad es la (8B) con un TIU de 0.9 minutos al año. Es la alternativa más costosa desde el punto de vista de su costo inicial de 2.862 millones de pesos/MVA, pero al considerar el bajo costo de las interrupciones, su costo global no es de los más bajos, pues algunas otras combinaciones la superan.

(4) Lo sorpresivo aparece con la relación beneficio-costos (RBC) de cada alternativa. Por ejemplo la (6 A) que ofrece un TIU de 490 minutos (**ver tabla 6.8**), presenta una RBC de 411, lo que indica un gran beneficio con poca sobre-inversión.

(5) **Es muy importante mencionar que en todas las alternativas, la inversión necesaria no la hace el usuario, quien es el beneficiario, sino la**

compañía suministradora, sin mayor beneficio para ella porque las tarifas no contemplan el aspecto de confiabilidad (hasta el momento).

6.7 EVALUACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS PARA REDUCIR EL TIU.

6.7.1 Alternativa A: Reducción de la longitud de los alimentadores.

Con respecto a esta alternativa, se dijo en el capítulo 5 y se ratifica en éste: “En este caso, sería necesario un estudio técnico económico para determinar **el tamaño óptimo de las subestaciones**, que incluya los costos de transmisión, de transformación y de distribución, así como el costo de la inconfiabilidad. **Este tema no se aborda más y por su amplitud, bien puede ser otro tema de tesis**”.

6.7.2 ALTERNATIVA B: Incremento del número de alimentadores por subestación.

En esta evaluación se compararán dos casos: (1) una subestación con 8 alimentadores de 12 MVA cada uno, dando un total de 96 MVA y (2) una subestación con 16 alimentadores de 6 MVA cada uno, dando el mismo total de carga.

Los datos fuente del estudio son:

Tabla 6.11

Datos fuente para la evaluación económica de la Alternativa B

Factor de impacto económico	50	
Tasa de interés	10	%
Precio de la EE en MT [44]	1.51	pesos / kWh

Con los que se realiza el siguiente estudio comparativo:

Tabla 6.12

Evaluación económica de 8 y 16 alimentadores por SE (Alternativa B)

Concepto	8 alims	16 alims
Carga	96	96
Long. del alimentador (troncal+ram)	21	10.5
Costo unitario de alimentadores [48]	700,000	700,000
Costo de la red de distribución	117600000	117600000
Costo unitario de los ints. de 23kV [48]	50000	50000
Costo total de interruptores de 23kV	600000	1200000
TIU inicial	487	250
Energía interrumpida	701	360
Costo anual de las interrupciones	53	27
Costo anual de O+M (2%)	2.4	2.4
f(10%, 30)	9.43	9.43
Costos totales		
Costo de inversión	117.7	118.8
VP de los costos de O+M	22.3	22.4
VP de los costos de las ints	499.1	256.2
COSTO GLOBAL DE LA ALTERNATIVA	639.1	397.4

Y los indicadores de decisión resultan:

Tabla 6.13

Resultados finales para la Alternativa B

Incremento Unitario del Costo Inicial (IUCI)	-51	pesos/MVA/min
Tiempo de recuperación del capital	0.54	meses
Relación Beneficio-Costo (RBC)	211	-

COMENTARIOS:

- (1) Con muy poca inversión adicional se logra reducir el TIU a la mitad.
- (2) En medio mes se recupera esta inversión adicional.
- (3) Es una solución de alta viabilidad técnica y económica.

6.7.3 ALTERNATIVA C: Instalación de alimentadores redundantes.

El análisis económico de la propuesta central de esta tesis para reducir el TIU se muestra en las cuatro tablas siguientes:

Tabla 6.14

Datos fuente para la evaluación económica de la Alternativa C

Factor de impacto económico	50	
Tasa de interés	10	%
Vida útil del proyecto	30	años
Precio de la EE en MT [44]	1.51	pesos / kWh

El estudio económico consiste en comparar el caso de estudio XIV (alimentador radial) contra la instalación de **dos alimentadores redundantes** alimentados de diferente subestación, cargados al 50%, para que al fallar uno de ellos, el que quede en servicio lleve el total de la carga. Resultando:

Tabla 6.15
Evaluación económica del caso de estudio XIV

Concepto	Alim radial	Alim redundantes	Unidades
Carga	12	12	MVA
Long. del alimentador (troncal+ram)	21	42	km
Costo unitario de alimentadores [48]	0.70	0.70	mill pesos/km
Costo del alimentador	14.75	29.50	mill pesos
Costo de los transformadores [48]	8.00	16.00	mill pesos
Costo de los transfers en BT [48]	0.00	1.20	mill pesos
TIU inicial	487	0.28	minutos al año
Energía interrumpida	88	0.05	MWh/año
Costo anual de las interrupciones	6.62	0.004	mill pesos / año
Costo anual de O+M (2%)	0.46	0.93	mill pesos / año
f(10%, 30)	9.43	9.43	
Costos totales:			
Costo de inversión	22.8	45.5	mill de pesos
VP de los costos de O+M	4.29	8.80	mill de pesos
VP de los costos de las ints	62.4	0.04	mill de pesos
COSTO GLOBAL DE LA ALTERNATIVA	89.4	54.3	mill de pesos

Tabla 6.16
Indicadores de decisión para la Alternativa C

Incremento Especifico del Costo Inicial	-3895	pesos/MVA/min
Tiempo de recuperación del capital	-0.39	años
Relación Beneficio-Costo (RBC)	2.54	-

COMENTARIOS:

(1) Efectivamente, la propuesta de alimentadores redundantes mejora notablemente la confiabilidad del servicio, reduciendo el TIU de 487 minutos/año a solo 0.28 minutos, alcanzando un nivel de primer mundo, con una sobre inversión que se recuperaría **en menos de medio año**, considerando que los ahorros de los usuarios se transfirieran vía tarifas especiales a la compañía suministradora.

(2) Esta solución es mucho más económica que la que corresponde a las redes subterráneas de distribución, pues en este caso la sobre inversión está en proporción de 2 a 1, mientras que para las redes subterráneas es del orden de 10 a 1.

(3) El uso de redes subterráneas de distribución origina la descapitalización de la empresa eléctrica, pues ofrece un servicio de alta confiabilidad al nivel de las grandes urbes del mundo (del orden de 50 minutos al año de TIU) sin recuperar nada del capital invertido, pues la tarifas son independientes del tipo de red y del grado de confiabilidad.

6.7.4 ALTERNATIVA D: Instalación de una planta de emergencia.

Aunque esta alternativa no se presentó en el capítulo 5 como solución para abatir el TIU, por ser una salida ajena a la compañía suministradora, es una cuarta posibilidad totalmente viable y práctica, con la particularidad de que todos los costos de la misma corren a cargo del usuario.

El análisis económico correspondiente, se presenta en las tablas 6.17, 6.18 y 6.19. Para este caso se considera el respaldo a una carga crítica constante de 400 kW, un TIU inicial del suministro público de **300 minutos** al año, un factor de impacto económico de 50 y una duración de la planta de emergencia de 20 años. Los costos de la energía eléctrica y del combustible se toman de las referencias [44] y [49], respectivamente.

Tabla 6.17

Datos generales de la instalación de una planta de emergencia

DATOS GENERALES		
Capacidad de la planta	500	kVA
Costo de la planta	750,000	pesos
Costo anual de mantenimiento (1%)	7500	pesos
Costo del diesel	8.2	pesos/litro
Consumo específico de combustible	0.215	litros/kWh
Tiempo de falla esperado de la planta	100	horas/año
TIU inicial	300	minutos/año
Carga respaldada	400	kW
	444	kVA
Factor de impacto económico	50	
Precio de la EE en BT	2.3	pesos / kWh
Energía interrumpida	2000.0	kWh/año
Costo anual de las ints sin planta	230000	pesos /año
Costo del kWh prod por la planta	1.763	pesos / kWh
Costo anual de combustible	3526	pesos/año
f(10%, 20)	8.51	
q - planta	0.011415525	
q - LFC	0.000570776	
q - equiv	6.51571E-06	
TIU final	3.42	minutos al año
Energía interrumpida	22.8	kWh/año
Costo anual de las ints con planta	2626	pesos /año

Tabla 6.18
Evaluación de la Alternativa D

CASO 1 - SIN PLANTA DE EMERGENCIA		
Costo de inversión	0	
VP de los costos de O+M	0	
VP del costo de las interrupciones	1958120	pesos
COSTO GLOBAL	1958120	pesos
CASO 2 - CON PLANTA DE EMERGENCIA		
Costo de inversión	750,000	
Costo anual de O+M	11026	
VP de los costos de O+M	93871	
VP del costo de las interrupciones	22353	pesos
COSTO GLOBAL	877250	pesos
Indicadores de desición:		
Incremento Unitario del costo inicial (IUCI)	-5690	pesos/MVA/min
Tiempo de recuperación del capital	3.43	años
Relación Beneficio-Costo (RBC)	2.13	

A continuación se exponen los resultados para diferentes niveles de confiabilidad del suministro público:

Tabla 6.19
Resultados para la Alternativa D con diferentes valores del TIU

TIU original (min)	TIU final (min)	IUCI (pesos/MVA/min)	t de recuperación de la inversión (años)	RBC
100	1.14	-17070	11.0	0.69
142	1.62	-12021	7.5	1.00
200	2.28	-8535	1.4	1.42
300	3.42	-5690	3.4	2.13
500	5.71	-3414	2.0	3.44
1000	11.42	-1707	1.0	6.31

COMENTARIOS:

- (1) Se reitera que en este caso, la inversión la hace el usuario.
- (2) Se observa de inmediato los beneficios de la instalación de la fuente de respaldo. El estudio está realizado para un TIU original de **300 minutos** al año, con el que se obtiene una relación beneficio/costo es de 2.13. Al ser esta relación mayor a 1.0, la inversión se justifica, recuperándose en 3.4 años y logrando un TIU final de solo **3.42 minutos** al año.
- (3) Si el TIU fuese de 142 minutos al año, la relación beneficio-costo es de 1.00, dando lo mismo soportar las pérdidas financieras de la inconfiabilidad, que invertir en la planta de emergencia.
- (4) **Es muy importante mencionar la utilidad del IUCI, el cual nos permite comparar alternativas aún en diferentes segmentos del sistema de potencia. En**

el caso de la planta de emergencia, el Incremento Unitario de Costo Inicial (IUCI) oscila entre -1,707 y -17,070 pesos/min/MVA, mientras que en el caso de las subestaciones (ver tabla 6.13) este indicador oscila entre -500 pesos y 6 millones de pesos. **POR LO TANTO ES MUCHO MAS CONVENIENTE INVERTIR EN UNA PLANTA DE EMERGENCIA, pagando el cliente por el grado de continuidad necesario.**

Antes de pasar a las conclusiones del capítulo se hace un resumen y una revisión del indicador IUCI, con el fin de ubicar el subsistema donde conviene realizar la inversión:

Tabla 6.20

Comparación del IUCI para diferentes opciones de reducción del TIU

Solución	IUCI (pesos/MVA/min)
Inst. de subestaciones de alta confiabilidad	-500 a - 6'000,000
Incremento del número de alimentadores	-51
Inst. de alimentadores redundantes	-3895
Inst. de una planta de emergencia	-1,700 a -17,000

6.8 CONCLUSIONES DEL CAPITULO.

En este capítulo se han presentado: (1) los esfuerzos internacionales para estimar el costo de las interrupciones del servicio de energía eléctrica y su traducción a un indicador denominado “factor de impacto económico” y (2) la metodología para incluir en los estudios económicos los efectos del nivel de confiabilidad.

Posteriormente se desarrolló y propuso un indicador denominado “Incremento Unitario del Costo Inicial (IUCI)” para reforzar la toma de decisiones mediante indicadores clásicos como la relación beneficio-costos (RBC) y el tiempo de recuperación de la inversión.

Las conclusiones de esta parte del trabajo son múltiples, siendo las más relevantes las siguientes:

- ❑ Los estudios de confiabilidad quedan incompletos sin un análisis económico. Así también, un análisis económico de una alternativa de expansión o fortalecimiento de un sistema de potencia, está trunco sin un análisis de confiabilidad. **Las dos tipos de estudios se complementan y son indispensables.**
- ❑ El INCREMENTO UNITARIO DEL COSTO INICIAL (IUCI) propuesto, dado en pesos/MVA/minuto de reducción del TIU, puede resultar de gran utilidad al comparar alternativas múltiples, aún de diferente índole y en

diferentes segmentos del sistema de potencia. Para el caso de subestaciones varía de 0.5 a 5 millones de pesos/MVA/min, dependiendo de la combinación “arquitectura-tecnología”, mientras que para la instalación de una planta de emergencia resulta de 1,700 a 17,000 pesos/MVA/min, según sea el TIU de la compañía suministradora. Toma el valor del orden de 4,000 pesos/MVA/min para los alimentadores redundantes y de 51 pesos/MVA/min para el caso que se incremente el número de alimentadores por subestación, una solución prácticamente gratuita.

- A partir de las alternativas C y D propuestas y analizadas, puede decirse que en términos generales, resulta similar el costo de instalar una planta de emergencia, que instalar un alimentador de respaldo. La diferencia básica es que con la planta, la inversión la realiza el usuario y es una solución focalizada, mientras que en el caso de los alimentadores redundantes, la inversión queda a cargo de la compañía suministradora y se trata de una solución generalizada. En opinión del autor de esta tesis, la solución idónea es la planta de emergencia, a menos que se trate de un parque industrial donde prácticamente todos los usuarios requieren un alto grado de confiabilidad y se establezcan tarifas especiales para recuperar la inversión.
- **La conclusión más importante es que es URGENTE, por un lado, un estudio a nivel nacional para conocer los costos de las interrupciones, y por el otro, establecer tarifas diferenciadas con la finalidad de que el usuario participe (total o parcialmente) en los costos que implica el mejoramiento de la confiabilidad. De este modo, se realizará un esfuerzo compartido con un beneficio total para el usuario. De otra manera, las mejoras en la confiabilidad que requiera algún grado de re-ingeniería, seguirán quedando a cargo de las finanzas de las compañías suministradoras y serán un factor más para su descapitalización y con riesgo para su viabilidad y supervivencia.**

En tal virtud, puede afirmarse:

Con la confiabilidad, sucede como con el agua: “**si un usuario requiere este líquido con una alta pureza para fines potables o industriales, tendrá que pagar lo necesario para garantizar las características deseadas**”.

Capítulo 7.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

7.1 CONCLUSIONES.

Después de haber revisado las bases matemáticas de la teoría de la confiabilidad, las metodologías para calcular la confiabilidad global del conjunto de los subsistemas de transmisión, transformación (subestaciones) y red de distribución, de hacer varias propuestas para reducir el tiempo de interrupción al usuario (TIU) y de evaluar cada una desde el punto de vista económico, se llega a las siguientes conclusiones:

- ❑ Las metodologías expuestas permiten predecir, mediante valores esperados, el grado de confiabilidad del sistema de potencia, por segmentos o en su conjunto. Esto resulta ventajoso para elegir la mejor alternativa de expansión o del fortalecimiento del sistema, sin desatender ninguno de los elementos del binomio “confiabilidad-economía”.
- ❑ De las cuatro alternativas propuestas para reducir el TIU de un sistema de distribución aéreo: (A) Utilizar alimentadores más cortos, (B) Aumentar el número de alimentadores por subestación, (C) Usar alimentadores redundantes y (D) Instalar una planta de emergencia, la más atractiva desde el punto de vista técnico con una reducción del TIU de 487 minutos a solo 0.28 minutos es la alternativa (D), aunque se requiere una mayor inversión, la cual tendría que erogar la compañía suministradora, mientras no se instituyan las tarifas diferenciadas que penalicen al suministrador en casos de incumplimiento y transfieran al usuario, parcial o totalmente, la inversión adicional necesaria.
- ❑ Aún más conveniente y práctico que los alimentadores redundantes es la atención focalizada de la confiabilidad mediante la instalación de plantas de emergencia.
- ❑ Por último, es importante destacar que la confiabilidad de un sistema de potencia es un problema multifactorial y por lo tanto, depende de un gran número de variables, las cuales pueden agruparse en tres grandes grupos:

Variables asociadas con el sistema físico.

- La calidad y confiabilidad de los componentes.
- La tecnología utilizada.

Variables asociadas con los procesos técnicos.

- La arquitectura del sistema o su redundancia.
- La calidad de la operación.
- La calidad del mantenimiento.
- El análisis y atención de las causas raíz y/o recurrentes.

Variables asociadas con los procesos administrativos.

- La decisión del cambio tecnológico.
- La disponibilidad de refacciones.
- El tiempo de respuesta en reparaciones.
- El tiempo de respuesta en la captación y atención de quejas.
- El tiempo de respuesta en la atención de disturbios.
- La ubicación de los centros de atención.
- La capacitación del recurso humano, etc.

7.2 RECOMENDACIONES.

Existen varias sugerencias que pueden hacerse, después de los resultados y posibilidades que ofrece este trabajo, partiendo obviamente del estado o avance actual en el Sector Eléctrico Mexicano. En aras de la concreción, sin dejar de mencionar lo importante, se sugiere:

- Enfocar e intensificar los esfuerzos hacia la construcción de estadísticas de falla de los componentes en todos los segmentos del sistema de potencia: generación, transmisión, transformación, distribución aérea y subterránea. Reza un slogan básico de los sistemas de calidad: **“No puede mejorarse, lo que no se mide”**. Con las estadísticas, será factible:
 - Identificar las causas raíz de las fallas y su incidencia, como base para implantar las medidas correctivas correspondientes.
 - Hacer comparaciones con los valores internacionales de los parámetros e indicadores a nivel componente, segmento o sistema, y poder realizar un estudio de **“benchmarking”**.
 - Realizar estudios de confiabilidad con valores nacionales y no como en la actualidad que tienen que utilizarse valores de otros países, tales como Canadá y Estados Unidos.
 - Tener evidencias para retroalimentar a los fabricantes de equipo, y en su caso, penalizarlos o vetarlos.

- ❑ Es igualmente necesario realizar un estudio conjunto entre Comisión Federal de Electricidad y las Cámaras de Comercio e Industriales para determinar el costo de las interrupciones. El resultado de este estudio sería la piedra angular de cualquier estudio de confiabilidad que incluya el análisis económico para la realidad mexicana, con el objeto de abandonar los valores obtenidos en otros países.
- ❑ Intensificar el uso de los estudios de confiabilidad en el Sector Eléctrico Mexicano (con su ingrediente económico), con la finalidad de evaluar y jerarquizar las alternativas de solución, hasta que este tipo de estudios se vuelva parte de la cultura técnica del ingeniero en sistemas de potencia.
- ❑ Evaluar para cada alimentador el TIU propio en lugar del sumando o contribución al TIU global de la compañía suministradora. Esto trae muchos beneficios, pero el principal es detectar valores anormales del TIU particular, como señal de las áreas de oportunidad.
- ❑ Utilizar el indicador “Incremento Unitario del Costo Inicial”(IUCI) (**pesos/MVA de carga/minuto de reducción del TIU**), para mayor facilidad en la comparación de alternativas múltiples, aún en diferentes subsistemas del sistema de potencia.
- ❑ Instituir las tarifas diferencias que cobren el grado alto de confiabilidad, como en el caso propuesto de los alimentadores redundantes, o en el actual sistema de distribución subterráneo (10 veces más caro que el aéreo, cobrando en ambos casos los mismos precios de la energía eléctrica que en los sistemas aéreos). Con ello se transferiría al usuario, parcial o totalmente, la inversión adicional necesaria para mejorar el nivel de confiabilidad.

Finalmente, pongo de manifiesto que aquí han quedado contenidos esfuerzos e ideas de muchos ingenieros, a quienes he intentado darles el crédito correspondiente.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

- [1] Endrenyi, J.
RELIABILITY MODELING IN ELECTRIC POWER SYSTEMS.
Research Division. Ontario Hydro, Toronto, Canada.
John Wiley & Sons. Toronto. 1978.

- [2] Calabrese, G.
GENERATING RESERVE CAPACITY DETERMINED BY THE PROBABI-
LISTIC METHOD.
AIEE Transactions, Vol. 66, pp 1439-1450. 1947.

- [3] AIEE Committee Report
APPLICATION OF PROBABILITY METHODS TO GENERATING CAPACITY
PROBLEMS.
AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems,
Vol. 79, pp 1165-1682. 1960.

- [4] Todd, Z. G.
A PROBABILITY METHOD FOR TRANSMISSION AND DISTRIBUTION
OUTAGE CALCULATIONS.
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,
Vol. 83, pp 696-701. July 1964.

- [5] Gaver, D.P., Montmeat, F.E., and Patton, A.D.
POWER SYSTEM RELIABILITY, I – Measure of Reliability and Methods of
Calculation.
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,
Vol. 83, pp 727-737. July 1964.

- [6] Billington, R.
BIBLIOGRAPHY ON THE APPLICATION OF PROBABILITY METHODS IN
POWER SYSTEM RELIABILITY EVALUATION.
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,
Vol. 91, pp 649-660. April 1972.

- [7] Billington, R.
POWER SYSTEM RELIABILITY EVALUATION.
Gordon and Breach Science Publishers. New York. 1970.

- [8] Billington, Roy. Allan, Ronald N.
RELIABILITY EVALUATION OF ENGINEERING SYSTEMS.
 Concepts and Techniques.
 Universidad de Saskatchewan. MIT.
 Pitman Advanced Publishing Program. England. 1983.
- [9] Billington, R. Lian, G.
STATION RELIABILITY EVALUATION USING A MONTE CARLO APPROACH.
 IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, pp 1239-1249. July 1993.
- [10] Bourgade, E., Desmas, T.
SUBSTATION RELIABILITY EVALUATION; A SPECIFIC TOOL FOR DESIGNERS.
 Reliability Engineering and System Safety, 44, pp 63-73, 1994.
- [11] Nack, Daniel.
RELIABILITY OF SUBSTATION CONFIGURATIONS.
 Iowa State University. 2005.
- [12] Sideropoulos, Michael.
DETERMINATION OF SUBSTATIONS MODELS FOR COMPOSITE SYSTEM RELIABILITY EVALUATION.
 IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, June 2007.
- [13] Martínez Cruz, F. Esquivel Reyes, A., Valderrábano Ojeda, C.,
 Henríquez Archundia, C.
EVALUACION GLOBAL DE LA CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION
 IEEE. Reunión de Verano de Potencia (RVP). Julio 1999.
- [14] Billington, Roy. Ringlee, Robert. Wood, Allen.
POWER SYSTEM RELIABILITY CALCULATIONS.
 The MIT Press. Cambridge, Massachusetts and London. 1973.
- [15] Yebra Morón, J. A., Martínez Cruz, F..
CALCULO DE LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION CON UN ENFOQUE ECONOMICO
 IEEE. México 1981. Guadalajara, Jal. Julio 1981.
- [16] Trujillo Sotelo, T.
CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION
 IEEE. Curso Tutorial. Reunión de Verano de Potencia (RVP). Julio 2000.

- [17] Díaz Flores, Rogelio.
SELECCION Y LOCALIZACION OPTIMA DE DISPOSITIVOS DE
DESCONEXION EN LA PLANEACION DE REDES DE DISTRIBUCION
RADIALES. Tesis de Maestría.
ESIME. Sección de Estudios de Postgrado e Investigación. Marzo 2004.
- [18] Trujillo Hernández, Angel David.
TECNICAS DE ENUMERACION PARA LA PLANEACION DE LOS SISTEMAS
DE DISTRIBUCION PARA LA LOCALIZACION OPTIMA DE DISPOSITIVOS
DE SECCIONAMIENTO. Tesis de Maestría.
ESIME. Sección de Estudios de Postgrado e Investigación.
Diciembre 2004.
- [19] Trujillo Hernández, Ricardo Arturo.
ALGORITMO GENETICO PARA ANALIZAR LA CONFIABILIDAD DE REDES
DE DISTRIBUCION. Tesis de Maestría.
ESIME. Sección de Estudios de Postgrado e Investigación. Mayo de 2007.
- [20] Kariuki, K. K., Allan R. N.
APPLICATION OF COSTUMER OUTAGE COSTS IN SYSTEM PLANNING,
DESIGN AND OPERATION.
IEE Proc. Generation, Transmission, Distribution,
Vol. 143 Part C, pp 305-312. 1996.
- [21] Billington, R. Lakhanpal, D.
IMPACTS OF DEMAND SIDE MANAGEMENT ON RELIABILITY COST /
RELIABILITY WORTH ANALYSIS.
IEE Proc. Generation, Transmission, Distribution,
Vol. 143, No. 3, pp 225-231. May 1996.
- [22] Entergy Review.
POWER QUALITY STANDARDS FOR ELECTRIC SERVICE.
June 2008.
- [23] Topham, Graeme.
INFLUENCE OF DESIGN AND OPERATION OF PROTECTION AND
CONTROL ON POWER QUALITY.
Power Engineering Journal. December 1998.
- [24] Choi, Jaseok, et al.
COMPOSITE POWER SYSTEM EXPANSION PLANNING CONSIDERING
OUTAGE COST.
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 2005.

- [25] Kjolle, G. H., et al.
 PROTECTION SYSTEM FAULTS – A COMPARATIVE REVIEW OF FAULT STATISTICS.
 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. Estocolmo, Suecia. Septiembre 2006.
- [26] IEEE Standard 1366-2003.
 GUIDE FOR ELECTRIC POWER DISTRIBUTION RELIABILITY INDICES.
 Mayo 2004.
- [26BIS] Chowdhury, A. A., Koval, D. O.
 POWER DISTRIBUTION SYSTEM RELIABILITY. Practical Methods and Applications. (book).
 IEEE Press, Wiley and Sons, Inc. 2009.
- [27] Meyer, Paul L. Universidad del Estado de Washington Temple, EUA.
 PROBABILIDAD Y SUS APLICACIONES.
 Editorial Adison-Wesley Iberoamericana. EUA. 1986.
- [28] V. E. Gmurman.
 TEORIA DE LAS PROBABILIDADES Y ESTADISTICA MATEMATICA.
 Editorial MIR. Moscú. 1974.
- [29] Zubieta, Russi Francisco. Instituto Politécnico Nacional, México.
 CALCULO DIFERENCIAL.
 Ed. IPN, 1967.
- [30] Hall, J.D., Ringlee, R.J., and Wood, A.J.
 FREQUENCY AND DURATIONS METHODS FOR POWER SYSTEM RELIABILITY CALCULATIONS. Part I – Generation System Model.
 IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,
 Vol. 87, pp 1787-1796. September 1968.
- [31] Billington, R., and Singh, C.
 SYSTEM LOAD REPRESENTATION IN GENERATING CAPACITY RELIABILITY STUDIES. Part I – Model Formulation and Analysis.
 IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,
 Vol. 91, pp 2125-2132. September/October 1972.
- [32] FORCED OUTAGE PERFORMANCE OF TRANSMISSION EQUIPMENT. EQUIPMENT RELIABILITY INFORMATION SYSTEM for the period: January 1, 1988 to December 31, 1992.
 Canadian Electrical Association

- [33] Martínez Cruz, F., Esquivel Reyes, A., Téllez Rodríguez, P., Flores Rangel, M. A.
DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIONES CON BASE A INDICADORES DE CONFIABILIDAD
IEEE. Reunión de Verano de Potencia (RVP). Julio de 1998.
- [34] Curso: "TEORIA DE LA CONFIABILIDAD APLICADA A LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA".
Luz y Fuerza del Centro, 1998-2004.
- [35] Maldonado Clemente, A., Rosas Romero, R, Ornelas de Anda, P.
ESTADISTICAS Y PARAMETROS DE CONFIABILIDAD DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE LFC. Periodo 1° de enero de 1996 – 30 de junio de 1999".
Tercera Semana de la Calidad y la Confiabilidad, Luz y Fuerza del Centro. Septiembre de 2000.
- [36] Electric Power Research Institute (EPRI).
GAS INSULATED SUBSTATION RELIABILITY: PRESENT STATUS AND FUTURE TRENDS.
February, 1986.
- [37] Martínez Cruz, F., Ortiz Mora, M. A., Ocampo García, D., Delgado Vázquez, E. G..
EFECTO DE LOS INTERRUPTORES EXTRAIBLES, DE LA RESERVA DE TRANSFORMACION Y DEL ARREGLO EN ALTA TENSION, SOBRE LA CONFIABILIDAD Y COSTO DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION
IEEE. Reunión de Verano de Potencia (RVP). Julio 2003.
- [38] Martínez Cruz, F., López Chávez, J.
"CONFIABILIDAD DEL BINOMIO SUBESTACION - RED DE DISTRIBUCION"
IEEE. Reunión de Verano de Potencia (RVP). Julio de 2002.
- [39] Téllez Rodríguez, P.
REPERCUSIONES ECONOMICAS DE LAS INTERRUPCIONES.
LFC. Curso de Confiabilidad. Julio 2004.
- [40] U.S. Department of Energy.
THE NATIONAL ELECTRIC RELIABILITY STUDY – FINAL REPORT.
DOE/EP – 004, 1981.
- [41] Massaud, A. G., Shilling, M. Th., Hernandez, J. P.
ELECTRICITY RESTRICTIONS COST.
IEEE Proceedings Generating, Transmission and Distribution. Vol. 141.
July, 1994.

- [42] Instituto Nacional de Estadística y Geografía.
PIB NOMINAL TRIMESTRAL 2008.
www.inegi.org.mx
Abril 2010.
- [43] Comisión Federal de Electricidad.
ESTADOS FINANCIEROS 2008.
www.cfe.gob.mx
- [44] Luz y Fuerza del Centro.
“INFORMACION ESTADISTICA Y TARIFAS 2008”
- [45] Blank, Leland T., Tarquin, Anthony J.
INGENIERIA ECONOMICA.
Editorial Mc Graw Hill. México. 1999.
- [46] Day, John T.
ECONOMIC CHOICE AND PROFITABILITY.
Westinghouse. Pittsburgh, Pa. 1980.
- [47] Martínez Cruz, F., Villaseñor Cardoza, M. A., Trejo Pérez, G.
CURSO DE INGENIERIA ECONOMICA.
Módulo 4 del Diplomado de Subestaciones.
ESIME-LFC. 2009.
- [48] Luz y Fuerza del Centro. Subdirección de Distribución.
COSTOS DE REFERENCIA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION.
Julio 2009.
- [49] CFE. Subdirección de Programación.
“COSTOS Y PARAMETROS DE REFERENCIA PARA LA FORMULACION
DE PROYECTOS DE INVERSION DEL SECTOR ELECTRICO.
GENERACION”. 1994.
- [50] Smith, David Eugene.
HISTORY OF MATHEMATICS.
Vol. 1 General Survey of the History of Elementary Mathematics.
Dover Publications, Inc. New Cork. 1951.
- [51] ENCICLOPEDIA WIKIPEDIA (INTERNET).
Diversas direcciones relacionadas con biografías de matemáticos.
- [52] Kreyszig, Erwin.
INTRODUCCION A LA ESTADISTICA MATEMATICA. Principios y
métodos. Editorial Limusa. México. 1976.

- [53] Meyer, Paul L. Universidad del Estado de Washington Temple, EUA.
PROBABILIDAD Y SUS APLICACIONES.
Editorial Adison-Wesley Iberoamericana. EUA. 1986.
- [54] V. E. Gmurman.
TEORIA DE LAS PROBABILIDADES Y ESTADISTICA MATEMATICA.
Editorial MIR. Moscú. 1974.
- [55] Lipschutz, Seymour. Universidad de Temple, EUA.
PROBABILIDAD. Teoría y Problemas.
Serie de compendios Schaum. McGraw Hill. México. 1977.
- [56] Coleman, Rodney. Imperial College, Londres.
PROCESOS ESTOCATICOS. Problemas Resueltos.
Ed. Limusa. México. 1976.

Apéndice I.

CONCEPTOS BASICOS DE LA TEORÍA DE LA PROBABILIDAD.

I.1 PROCESOS ALEATORIOS, DESARROLLO HISTÓRICO Y APLICACIONES.

En la vida cotidiana, las personas se enfrentan a dos tipos de procesos: determinísticos y aleatorios. Ejemplos de los primeros: El amanecer, la ebullición del agua y la caída libre de los cuerpos; de los segundos: El clima, el lanzamiento de un dado y la esperanza de vida de un ser humano. Con base a lo anterior, puede decirse que se vive entre el azar y el determinismo, y que ambos estados coexisten en grados variables, de modo que muy frecuentemente es difícil responder a la interrogante filosófica: ¿Qué determina el futuro: las circunstancias o el destino?

Fuera de este dilema filosófico, si el objetivo es predecir el resultado o resultados posibles de un proceso aleatorio, la **teoría de la probabilidad** es la herramienta matemática idónea. Su nacimiento se remonta al año 510 de nuestra era, cuando el romano Manlius Boethius (480-525) encontró una regla para calcular las combinaciones de n objetos, tomados dos a la vez, resultando $\frac{1}{2} (n) (n-1)$ [50].

Durante los siglos XVI y XVII, el desarrollo de la teoría se debió al intento de responder a diversas preguntas que surgían de **los juegos de azar**, por ejemplo, saber cuántos dados hay que lanzar para que la probabilidad de que salga algún 6, supere el 50%. (la respuesta es 4 dados). En esta etapa destaca el italiano Girolamo Cardano con su obra titulada *Liber de Ludo Aleae*, pero también hicieron importantes contribuciones, el holandés Christiaan Huygens (1629-1695) y los franceses Blaise Pascal (1623 - 1662) y Pierre de Fermat (1608-1665).

En el siglo XVIII, el matemático suizo Jacques Bernoulli (1654-1705) en su *Ars Conjectandi*, publicada post mortem en 1713 y el francés Abraham de Moivre (1667-1754) con su *Doctrine of Chances*, 1718, basados ambos en el trabajo de Huygens avanzaron rápidamente en la naciente teoría, que entonces tenía ya grandes aplicaciones en exitosas compañías de seguros.

En el siglo IX, el francés Pierre Simon Laplace (1749-1827) se lleva la mención central con sus obras *Théorie analytique des probabilités*, en 1812 y *Essai*

philosophique sur les probabilités, en 1814. En la primera de ellas, Laplace presenta una discusión sobre el **método de mínimos cuadrados** y analiza la probabilidad de eventos compuestos cuando las probabilidades de los eventos elementales son conocidas; también incluye la regla de Bayes, el problema de la aguja de Buffon y aplicaciones a la mortalidad, esperanza de vida, duración de los matrimonios y comentarios sobre probabilidades morales en el campo legal. En la segunda obra, Laplace en una de sus páginas escribe: “PRINCIPIOS GENERALES DEL CALCULO DE PROBABILIDADES / El primer principio es la definición misma de la probabilidad, la cual, como se ha visto, es la proporción del número de casos favorables y el de todos los casos posibles”.... [51]. También hacen aportaciones importantes en este periodo, el científico alemán Johann Carl Friedrich Gauss (1777-1855) y el francés Siméon Denis Poisson (1781-1840).

Esta reseña histórica termina con la contribución de los matemáticos soviéticos, quienes le dan a la teoría de la probabilidad desde fines del siglo IX y durante el XX el nivel más avanzado hasta el momento. Destacan en esta última etapa: Pafnuty Tchebyshev (1821-1894) desarrollando los polinomios y la desigualdad que llevan su nombre; sus alumnos Andrei Markov (1856-1922) cuyo trabajo más notable, la serie de convergencias o cadenas de Markov, dio origen a la teoría de los procesos estocásticos, y Aleksandr Liapunov (1857-1918) quien desarrolló los exponentes que permiten detectar el caos en los sistemas dinámicos. Finalmente Andrei Nikolaevich Kolmogorov (1903-1987), reconocido por algunos como el matemático más prominente del siglo XX, estableció los tres axiomas básicos de la teoría de la probabilidad, los cuales son las condiciones mínimas para que una función proporcione valores consistentes de las probabilidades de los eventos. Kolmogorov es para el campo de la teoría de la probabilidad, como Maxwell lo es para la teoría electromagnética. Algunas aportaciones adicionales de importancia para la ciencia de este brillante científico son los estudios sobre la turbulencia en fluidos y la complejidad de la información y los mensajes [51].

Las aplicaciones de la teoría de la probabilidad son numerosas y muy valiosas. En el campo social son ejemplos clásicos: la esperanza de vida, la accidentabilidad y los seguros; los escenarios de planificación económica y los pronósticos del crecimiento de la población humana. En la medicina y la farmacobiología, en la determinación de las dosis en nuevos medicamentos. En el campo de la ingeniería, esta teoría se aplica en muchos problemas, siendo algunos de ellos: el dimensionamiento estructural, considerando como variables aleatorias la fuerza del viento y los esfuerzos por sismo, así como en la definición de la configuración de los sistemas físicos para obtener el **grado de confiabilidad** mínimo necesario. En el campo de la ingeniería eléctrica una aplicación de gran importancia es el dimensionamiento de los aislamientos, considerando como variables aleatorias: la resistencia o fortaleza de los materiales, la intensidad de la descarga atmosférica y la magnitud de la sobretensión originada.

I.2 ESPACIO MUESTRAL, EVENTOS Y DIAGRAMAS DE VENN.

Un proceso o experimento aleatorio es aquél que se caracteriza porque al ocurrir o realizarse bajo un cierto conjunto de condiciones, no siempre se tiene el mismo resultado; sin embargo, los diferentes posibles resultados ocurren con regularidad estadística.

El conjunto de los resultados posibles de un proceso o experimento aleatorio recibe el nombre de **espacio de muestras o espacio muestral** y se denota por la letra (S).

Un **evento o suceso**, es un resultado individual o un conjunto de resultados de un experimento aleatorio, esto es, es un subconjunto del espacio muestral. Cuando el evento consta de un sólo resultado se le denomina **evento elemental**.

El espacio muestral, los eventos y relaciones entre éstos, son a menudo representados por medio de diagramas de Venn, en donde el espacio muestral se simboliza por un rectángulo, mientras que los eventos aparecen como regiones o porciones, dentro del rectángulo.

Como se sabe, un **conjunto** es una colección de objetos y a aquel conjunto que contiene todos los objetos se le llama **conjunto universal**.

EJEMPLO I.1.- Sea el lanzamiento de un dado. Obtener el espacio muestral y los eventos que se enuncian. A continuación, representar los eventos mediante un diagrama de Venn.

A = El número que cae es par.

B = El número es mayor a 3.

SOLUCION.

El espacio muestral es:

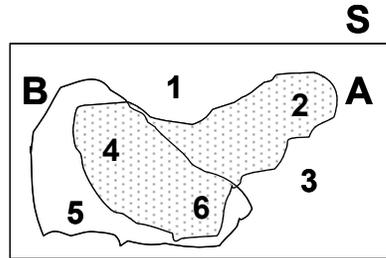
$$S = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$$

Los eventos solicitados:

$$A = \{2, 4, 6\}$$

$$B = \{4, 5, 6\}$$

El diagrama de Venn:



I.3 EVENTOS COMPUESTOS Y ESPECIALES.

Ahora, considérese la idea de combinar dos o más eventos con el fin de formar uno evento compuesto.

UNION DE DOS EVENTOS.- Si **A** y **B** son dos eventos de un proceso aleatorio, la **unión (C)** de **A** y **B**, se define como:

$$\mathbf{C} = \mathbf{A} \cup \mathbf{B} = \{ x \mid x \in \mathbf{A} \text{ ó } x \in \mathbf{B} \text{ ó en ambos } \} \quad (\text{I.1})$$

INTERSECCION DE DOS EVENTOS.- La intersección de los eventos **A** y **B** se define como:

$$\mathbf{D} = \mathbf{A} \cap \mathbf{B} = \{ x \mid x \in \mathbf{A} \text{ y } x \in \mathbf{B} \} \quad (\text{I.2})$$

D, entonces, posee todos los elementos que están en **A** y en **B**, simultáneamente.

En muchas ocasiones, ya en la práctica, se dificulta distinguir si la combinación es una unión y una intersección. En estos casos, ayuda a la respuesta la conjunción del lenguaje: La (Y) indica una intersección y la (O) es indicio de una unión. Por ejemplo, al calcular la probabilidad de que al lanzar dos dados, el primero caiga (6) **y** el segundo también.

EVENTO COMPLEMENTO.- Finalmente se presenta el evento complemento de un evento **A** como sigue:

$$\mathbf{A}^c = \{ x \mid x \notin \mathbf{A} \} \quad (\text{I.3})$$

Es decir, el complemento de **A** es el evento formado por todos los elementos que no están en **A**, pero sí en el conjunto universal, o mejor dicho, en el espacio muestral **S**.

EJEMPLO I.2.- A partir del proceso aleatorio descrito en el ejemplo I.1, determínense los eventos compuestos que se enuncian y representense mediante diagramas de Venn.

$$C = A \cup B$$

$$D = A \cap B$$

$$A^c = \text{Complemento de } A$$

SOLUCION.

Recordando el espacio muestral y los evento iniciales:

$$S = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$$

$$A = \{2, 4, 6\}$$

$$B = \{4, 5, 6\}$$

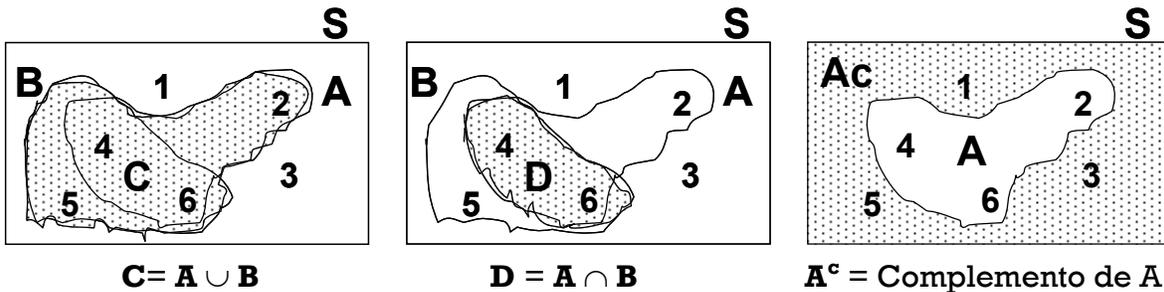
Los eventos solicitados son:

$$C = \{2, 4, 6\} \cup \{4, 5, 6\} = \{2, 4, 5, 6\}$$

$$D = \{2, 4, 6\} \cap \{4, 5, 6\} = \{4, 6\}$$

$$A^c = \{1, 3, 5\}$$

Y los diagramas de Venn:



I.4 DEFINICIONES DE PROBABILIDAD, EVENTOS MUTUAMENTE EXCLUYENTES Y LA REGLA DE LA SUMA DE LAS PROBABILIDADES.

I.4.1 Definición clásica o de Laplace.

La primera definición de probabilidad fue elaborada por el francés Pierre Simon Laplace, como se menciona en la reseña histórica. Esta definición establece que la probabilidad de un evento (A) correspondiente a un proceso aleatorio, es el cociente que resulta de dividir el número de casos en que ocurre el evento, entre el número de resultados posibles del espacio muestral. Es decir:

$$P(A) = \frac{\text{No. de casos en que ocurre } A}{\text{No. de resultados_posibles}} = \frac{n(A)}{n(S)} \quad (I.4)$$

EJEMPLO I.3.- Sea el proceso aleatorio de lanzar un dado **legal**. Obtener la probabilidad de los eventos:

A = el número de puntos es mayor o igual a 5

A^c = complemento de **A** = número de puntos es menor a 5

SOLUCION.

El espacio muestral y los evento son:

$$S = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$$

$$A = \{5, 6\}$$

$$A^c = \{1, 2, 3, 4\}$$

Las probabilidades solicitadas son:

$$P(A) = \frac{\text{No. de casos en que ocurre } A}{\text{No. de resultados_posibles}} = \frac{n(A)}{n(S)} = \frac{2}{6} = 0.333$$

$$P(A^c) = \frac{\text{No. de casos en que ocurre } A^c}{\text{No. de resultados_posibles}} = \frac{n(A^c)}{n(S)} = \frac{4}{6} = 0.667$$

I.4.2 Definición de probabilidad frecuencial o experimental.

La definición de Laplace sólo es válida cuando los resultados del proceso aleatorio son **equiprobables**, es decir, cuando cada uno de ellos tiene la misma probabilidad de ocurrencia. Si esta condición no se cumple, es necesario utilizar el concepto frecuencial o experimental.

La probabilidad experimental de un evento (**A**) es el límite de la frecuencia relativa de ocurrencia de dicho evento cuando el número de repeticiones o experimentos es suficientemente grande.

La frecuencia relativa de ocurrencia de un evento (**A**) es:

$$f(A) = \frac{\text{No. de veces que ocurre el evento } A}{\text{No. de ejecuciones del experimento}} = \frac{n(A)}{n(S)} \quad (I.5)$$

La probabilidad frecuencial es entonces:

$$P(A) = \lim_{n \rightarrow \infty} f(A) \quad (I.6)$$

Es importante hacer notar que el numerador y denominador de la frecuencia relativa en la expresión anterior tienen la misma notación que en el concepto clásico, pero tienen un significado diferente. También es importante destacar que la probabilidad frecuencial engloba al concepto clásico, es decir, también puede aplicarse cuando los resultados del proceso aleatorio son equiprobables.

EJEMPLO I.4.- Calcule la probabilidad de que el 15 de agosto del presente año llueva.

SOLUCION.

El espacio muestral del proceso aleatorio es:

$$S = \{\text{llueva, no llueva}\}$$

$$A = \text{llueve es 15 de agosto}$$

Obviamente, los dos posibles resultados del proceso aleatorio, no tienen la misma probabilidad de ocurrencia, por lo que la definición clásica no es aplicable. Para aplicar el concepto frecuencial se requieren los resultados provenientes de la **experimentación**, o como en este caso, de la **observación**.

Una primera aproximación de la probabilidad solicitada sería hacer uso de la estadística (supuesta) de los últimos tres años:

Año	Días de agosto con lluvia	Días del mes
2005	20	31
2006	25	31
2007	22	31
TOTAL	67	93

Aplicando la definición de probabilidad frecuencial:

$$P(A) = \lim_{n(S) \rightarrow \infty} \frac{n(A)}{n(S)} \cong \frac{67}{93} \cong 0.72$$

Aunque en realidad esta es la probabilidad de que “en un día de agosto llueva”.

Una segunda aproximación sería aplicar la estadística particular para los días “15 de agosto”, por ejemplo en los últimos 10 años. Suponiendo que esta estadística es:

Año	Día con lluvia?	Año	Día con lluvia?
1998	si	2003	si
1999	si	2004	si
2000	si	2005	no
2001	no	2006	si
2002	si	2007	si

Aplicando la definición de probabilidad frecuencial:

$$P(A) = \lim_{n(S) \rightarrow \infty} \frac{n(A)}{n(S)} \cong \frac{8}{10} \cong 0.80$$

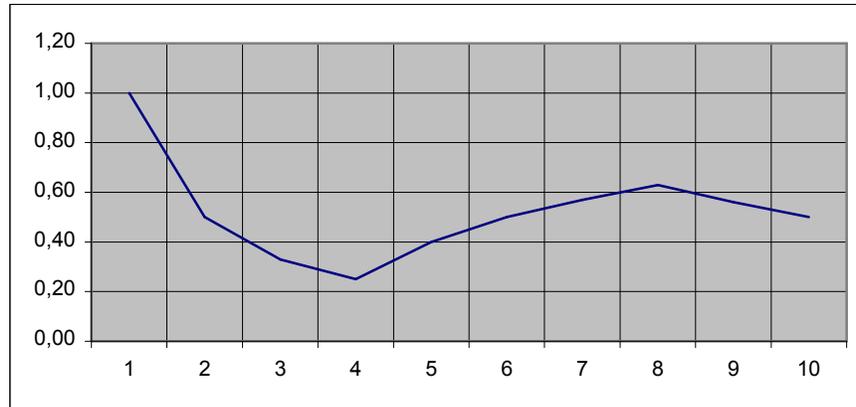
A continuación se presentan algunos resultados de calcular la probabilidad frecuencial al proceso de lanzar una moneda:

Lanzamientos de monedas

<i>Experimentos hechos por:</i>	<i>Número de lanzamientos</i>	<i>Número de caras</i>	<i>Frecuencias relativas de caras</i>
<i>BUFFON</i>	<i>4,040</i>	<i>2,048</i>	<i>0.5069</i>
<i>K. PEARSON</i>	<i>12,000</i>	<i>6,019</i>	<i>0.5016</i>
<i>K. PEARSON</i>	<i>24,000</i>	<i>12,012</i>	<i>0.5005</i>

La siguiente tabla y gráfica es el resultado de 10 ejecuciones del proceso anterior, realizadas el día en que se escribió este anexo, siendo (**A**) el evento “la moneda cae águila”:

Lanzamiento	Resultado	f(A)	Lanzamiento	Resultado	f(A)
1	águila	1.00	6	águila	0.50
2	sol	0.50	7	águila	0.57
3	sol	0.33	8	águila	0.63
4	sol	0.25	9	sol	0.56
5	águila	0.40	10	sol	0.50



I.4.3 Definición de probabilidad axiomática o matemática.

Esta definición fue elaborada por **Andrei Nikolaevich Kolmogorov** y establece que la probabilidad matemática es una función definida en el álgebra de eventos de un espacio muestral que cumple con los tres axiomas básicos siguientes:

Axioma 1. La probabilidad de un evento (**E**) cualquiera en un espacio muestral, es un número entre 0 y 1.

$$0 \leq P(E) \leq 1 \quad (I.7)$$

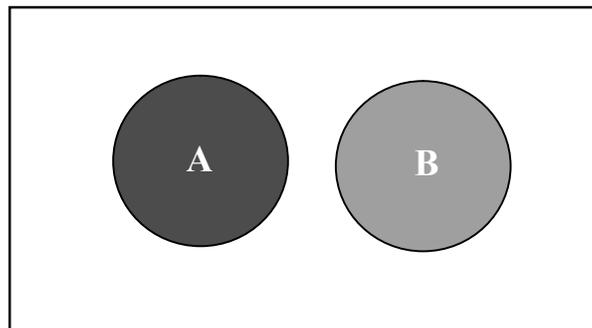
Axioma 2. Al espacio muestral (**S**) le corresponde una probabilidad de 1:

$$P(S) = 1 \quad (I.8)$$

Axioma 3. Si **A** y **B** son dos eventos **mutuamente excluyentes**, entonces se cumple que la probabilidad de su unión es igual a la suma de las probabilidades individuales :

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B) \quad (I.9)$$

S



Dos o más eventos **son mutuamente excluyentes**, si su intersección es nula. También se puede decir que dos o más eventos **son mutuamente excluyentes** si no pueden ocurrir simultáneamente.

La generalización del axioma 3 para (n) eventos es:

$$P(E_1 \cup E_2 \cup E_3 \cup \dots \cup E_n) = P(E_1) + P(E_2) + P(E_3) + \dots + P(E_n)$$

$$P\left(\bigcup_{i=1}^n E_i\right) = \sum_{i=1}^n P(E_i) \quad (I.10)$$

A las expresiones (I.9) y (I.10) se les conoce como la **regla de la suma de las probabilidades** y son de gran aplicación práctica.

EJEMPLO I.5.- Calcule la probabilidad de que al lanzar un dado, el número de puntos sea menor a 5.

SOLUCION.

En el ejemplo I.3 se definió el evento “el número de puntos es menor a 5” y su probabilidad resultó 0.667. Otra manera de resolver este caso es aplicando la generalización del axioma 3 de Kolmogorov.

El espacio muestral del proceso:

$$S = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$$

El evento (**E**) del que se quiere obtener la probabilidad es:

$$E = \{1, 2, 3, 4\}$$

Sean los eventos:

- E**₁ = el número de puntos es 1
- E**₂ = el número de puntos es 2
- E**₃ = el número de puntos es 3
- E**₄ = el número de puntos es 4

El evento (**E**) puede expresarse como:

$$E = E_1 \cup E_2 \cup E_3 \cup E_4$$

Aplicando la generalización del axioma 3:

$$P(E) = P(E_1 \cup E_2 \cup E_3 \cup E_4) = P(E_1) + P(E_2) + P(E_3) + P(E_4)$$

$$P(E) = \frac{1}{6} + \frac{1}{6} + \frac{1}{6} + \frac{1}{6} = \frac{4}{6} = 0.667$$

Como se observa, a medida que se cuente con más conceptos, habrá más de una manera de resolver un problema.

I.5 PRINCIPIO FUNDAMENTAL DEL CONTEO.

Muy frecuentemente se hace necesario con herramientas que permitan determinar de manera rápida el valor del numerador y denominar de un caso particular al evaluar la probabilidad de cierto evento o eventos. Existen varias técnicas para ello, pero por ser este segmento del trabajo solo de apoyo, se verá únicamente una: el Principio Fundamental del Conteo.

Se empezará por distinguir entre los conceptos de **permutaciones y combinaciones**: Una permutación es un arreglo de objetos en donde el orden es primordial, mientras que una combinación es un arreglo de objetos donde el orden no interesa.

EJEMPLO I.6.- Determine las permutaciones y las combinaciones de 5 libros tomado 3 a la vez, numerados del 1 al 5.

Antes de emprender la solución, se enunciará la técnica mencionada, la cual puede servir para no tener errores en la obtención de las permutaciones y combinaciones por enunciación directa.

PRINCIPIO FUNDAMENTAL DEL CONTEO.- “Si un proceso se hace en (n) etapas y la primera puede ocurrir de k_1 maneras, la segunda de k_2 maneras y la n-ésima etapa en k_n maneras, entonces el número total de formas en que puede ocurrir el proceso está dado por:

$$n(S) = (k_1)(k_2) \dots (k_n) \quad (I.13)$$

Con base a esta técnica de conteo la cantidad de permutaciones solicitadas es:

$$n(P) = (5)(4)(3) = 60$$

El cálculo anterior se explica de la siguiente manera: “La etapa 1 de seleccionar el primer libro se puede hacer de 5 maneras diferentes, la selección del segundo libro de 4 (puesto que un libro ya fue elegido) y la selección del tercer libro de solo 3 maneras posibles”.

Ahora sí se enuncian de manera simplificada las permutaciones de 5 libros tomados 3 a la vez:

Libros 1,2 y 3: 6 permutaciones
123, 132, 231, 213, 312, 321

Libros 2,3 y 4: 6 permutaciones; valor acumulado: 12

Libros 3,4 y 5: 6 permutaciones; valor acumulado: 18

Libros 5,1 y 2: 6 permutaciones; valor acumulado: 24

Libros 1,2 y 3: Ya contabilizadas, sin embargo faltan 36 permutaciones. (¿??).

Libros 1,3 y 4: 6 permutaciones; valor acumulado: 30

Libros 2,4 y 5: 6 permutaciones; valor acumulado: 36

Libros 3,5 y 1: 6 permutaciones; valor acumulado: 42

Libros 4,1 y 2: 6 permutaciones; valor acumulado: 48

Libros 1,3 y 4: **Ya contabilizadas, sin embargo faltan 12 permutaciones. (¿??).**

Libros 1,4 y 5: 6 permutaciones; valor acumulado: 54

Libros 2,5 y 1: 6 permutaciones; valor acumulado: 60

Libros 3,1 y 2: **Ya contabilizadas, MISION CUMPLIDA.**

El número de combinaciones se obtienen dividiendo el número de permutaciones entre el número de permutaciones de tres libros, en este caso 6:

$$n(C) = 60 / 6 = 10$$

Ellas son:

- (1) 123
- (2) 234
- (3) 345
- (4) 512
- (5) 134
- (6) 245
- (7) 351
- (8) 412
- (9) 145
- (10) 251

I.6 ALGUNOS TEOREMAS PARA EVENTOS COMPUESTOS.

De los tres axiomas de la sección 1.4 se derivan dos teoremas útiles para el cálculo de probabilidades de problemas más complejos.

(1) Regla de la suma de probabilidades para eventos que no son mutuamente excluyentes:

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B) - P(A \cap B) \quad (I.11)$$

(2) Regla de la complementación:

$$P(E) = 1 - P(E^c) \quad (I.12)$$

Este último teorema es de gran utilidad cuando sea más fácil calcular la probabilidad del evento complemento.

EJEMPLO I.7.- Sea el lanzamiento de dos dados. Determine la probabilidad de que la suma de los puntos sea menor a 12.

SOLUCION.

La manera sencilla de resolver el problema es aplicando la regla de la complementación, ya que hay en el evento complemento un solo caso del proceso aleatorio que corresponde a la suma de puntos igual a 12 y ocurre cuando ambos dados caen (6).

Para saber el número de resultados posibles del proceso o número de elementos del espacio muestral, es útil el PRINCIPIO FUNDAMENTAL DEL CONTEO:

$$n(S) = (6)(6) = 36$$

Por lo tanto la probabilidad de obtener 12 puntos al lanzar dos dados es:

$$P(E^c) = \frac{1}{36}$$

Y la probabilidad de que se obtenga un número de puntos menor a 12 es:

$$P(E) = 1 - P(E^c) = 1 - \frac{1}{36} = \frac{35}{36} = 0.9722$$

La manera complicada de resolver el problema es obteniendo el espacio muestral y calcular la probabilidad originalmente solicitada, como se muestra a continuación.

$$S = \left\{ \begin{array}{l} (1,1) \quad (1,2) \quad (1,3) \quad (1,4) \quad (1,5) \quad (1,6) \\ (2,1) \quad (2,2) \quad (2,3) \quad (2,4) \quad (2,5) \quad (2,6) \\ (3,1) \quad (3,2) \quad (3,3) \quad (3,4) \quad (3,5) \quad (3,6) \\ (4,1) \quad (4,2) \quad (4,3) \quad (4,4) \quad (4,5) \quad (4,6) \\ (5,1) \quad (5,2) \quad (5,3) \quad (5,4) \quad (5,5) \quad (5,6) \\ (6,1) \quad (6,2) \quad (6,3) \quad (6,4) \quad (6,5) \quad (6,6) \end{array} \right\}$$

El evento de que se obtenga un número de puntos menor a 12, ocurre en todos los resultados posibles del proceso, excepto en el caso (6,6), en el cual la suma de puntos es 12. Por lo tanto, la probabilidad de que la suma de puntos sea menor a 12 es:

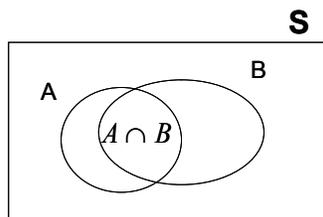
$$P(E) = \frac{n(E)}{n(S)} = \frac{35}{36} = 0.9722$$

I.7 PROBABILIDAD CONDICIONAL, EVENTOS INDEPENDIENTES Y LA REGLA DE LA MULTIPLICACION DE LAS PROBABILIDADES.

En el manejo de eventos compuestos, muchas veces se necesita encontrar la probabilidad de un evento (**B**) si se sabe que ha ocurrido un evento (**A**). A esta probabilidad se le llama **probabilidad condicional** de (**B**) dado (**A**) y se representa como $P(B|A)$. En este caso, (**A**) sirve como un espacio muestral nuevo (reducido) y la probabilidad condicional es la fracción de $P(A)$ que corresponde a la intersección de (**A**) y (**B**):

$$P(B|A) = \frac{P(A \cap B)}{P(A)} \quad (I.14)$$

Mediante un diagrama de Venn:



De manera similar:

$$P(A|B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)} \quad (I.15)$$

Despejando de las dos ecuaciones anteriores la probabilidad de la intersección e igualando, se tiene lo que se conoce como la **regla de la multiplicación para dos eventos dependientes**:

$$P(A \cap B) = P(B)P(A \setminus B) = P(A)P(B \setminus A) \quad (\text{I.16})$$

Dos o más **eventos son independientes** si su probabilidad de ocurrencia no se ve influida por la ocurrencia de los demás eventos.

Cuando 2 eventos (**A**) y (**B**) son independientes, se cumple que $P(A \setminus B) = P(A)$ y $P(B \setminus A) = P(B)$, y la ecuación (I.16) se convierte en:

$$P(A \cap B) = P(A)P(B) \quad (\text{I.16a})$$

Cuando (n) eventos son independientes:

$$P(E_1 \cap E_2 \cap E_3 \cap \dots E_n) = P(E_1)P(E_2)P(E_3)\dots P(E_n)$$

$$P\left(\bigcap_{i=1}^n E_i\right) = \prod_{i=1}^n P(E_i) \quad (\text{I.17})$$

Las expresiones anteriores indican que la probabilidad de ocurrencia simultánea de (n) eventos independientes es igual al producto de las probabilidades individuales. A esto se le llama la **regla de la multiplicación de las probabilidades para eventos independientes**.

EJEMPLO I.8.- Sea el proceso aleatorio del lanzamiento de tres dados. Determine la probabilidad de que el resultado de una ejecución sea (6, 1, 1) en ese orden.

SOLUCION.

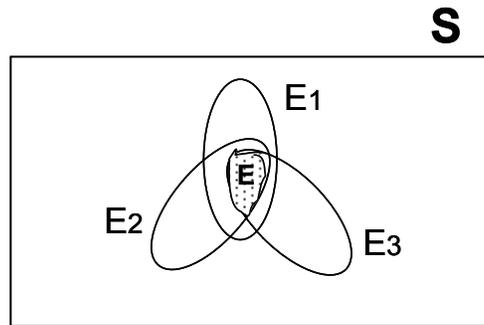
Los eventos individuales son:

- E₁**= El primer dado cae 6.
- E₂**= El segundo dado cae 1.
- E₃**= El tercer dado vuelve a caer 1.

Aplicando la regla de la multiplicación:

$$P(E) = P(E_1 \cap E_2 \cap E_3) = P(E_1)P(E_2)P(E_3) = \left(\frac{1}{6}\right)\left(\frac{1}{6}\right)\left(\frac{1}{6}\right) = \frac{1}{216} = 0.0046$$

Un diagrama de Venn que representa el evento (E) anterior es:



I.8 VARIABLES ALEATORIAS.

Una variable aleatoria (x) es un número real asociado con un proceso aleatorio cuyo valor depende del “azar” y que cumple con las dos propiedades siguientes:

- (1) (x) se define a partir del espacio muestral (S) del proceso.
- (2) El conjunto de valores posibles de (x) da origen al espacio muestral S_x de la variable.
- (3) Si (a) es un valor específico de (x), entonces la probabilidad de que (x) tome el valor de (a), tiene un valor definido.

Estas probabilidades satisfacen los tres axiomas de la probabilidad axiomática y los teoremas que de ellos se derivan. Los conceptos de espacio muestral y eventos, con algunas adecuaciones, también serán válidos. Esto se entiende mejor con un ejemplo.

EJEMPLO I.9.- Sea el proceso aleatorio del lanzamiento de dos dados. Si la variable aleatoria (x) se define como la suma de los puntos de los dos dados, determine:

- (a) El espacio muestral de la variable.
- (b) La probabilidad del evento $x=7$.
- (c) La probabilidad del evento $x>7$
- (d) La probabilidad de que $5<x<10$.

SOLUCION.

El punto de partida es el espacio muestral del proceso (diferente al espacio muestral de la variable), el cual se retoma del ejemplo I.6:

$$S = \left\{ \begin{array}{cccccc} (1,1) & (1,2) & (1,3) & (1,4) & (1,5) & (1,6) \\ (2,1) & (2,2) & (2,3) & (2,4) & (2,5) & (2,6) \\ (3,1) & (3,2) & (3,3) & (3,4) & (3,5) & (3,6) \\ (4,1) & (4,2) & (4,3) & (4,4) & (4,5) & (4,6) \\ (5,1) & (5,2) & (5,3) & (5,4) & (5,5) & (5,6) \\ (6,1) & (6,2) & (6,3) & (6,4) & (6,5) & (6,6) \end{array} \right\}$$

(a) El espacio muestral de la variable.

Si la variable (x) se definió como “la suma de los puntos”, entonces el conjunto de valores posibles de (x) o su espacio muestral es:

$$S_x = \{2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 \}$$

Antes de calcular las probabilidades de un valor específico de (x) o de un intervalo, es útil calcular las probabilidades de todos los valores de la variable.

- Probabilidad de que (x) tome el valor de 2, es:

$$P(x = 2) = \frac{n(x = 2)}{n(S)} = \frac{1}{36}$$

- Probabilidad de que (x) tome el valor de 3, es:

$$P(x = 3) = \frac{n(x = 3)}{n(S)} = \frac{2}{36}$$

- Probabilidad de que (x) tome el valor de 4, es:

$$P(x = 4) = \frac{n(x = 4)}{n(S)} = \frac{3}{36}$$

Y así sucesivamente. La siguiente tabla muestra la probabilidad de cada valor de (x):

A	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P(x=a)	1/36	2/36	3/36	4/36	5/36	6/36	5/36	4/36	3/36	2/36	1/36

Ahora si, se calcularán las probabilidades pendientes.

(b) La probabilidad del evento x=7.

$$P(x = 7) = \frac{n(x = 7)}{n(S)} = \frac{6}{36}$$

(c) La probabilidad del evento $x > 7$.

$$P(x > 7) = P(x = 8) + P(x = 9) + P(x = 10) + P(x = 11) + P(x = 12)$$

$$= \frac{5}{36} + \frac{4}{36} + \frac{3}{36} + \frac{2}{36} + \frac{1}{36} = \frac{15}{36} = 0.4167$$

(d) La probabilidad de que $5 < x < 10$.

$$P(5 < x < 10) = P(x = 6) + P(x = 7) + P(x = 8) + P(x = 9)$$

$$= \frac{5}{36} + \frac{6}{36} + \frac{5}{36} + \frac{4}{36} = \frac{20}{36} = 0.5556$$

I.9 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD.

I.9.1 Distribución de probabilidades.

Las variables aleatorias pueden ser **discretas o continuas**, lo que origina tener distribuciones discretas y continuas. Las primeras, se manejan usando **sumatorias** y las segundas usando **integrales**. Para fines de este compendio sólo se incluirá el segundo tipo de distribuciones [52].

Una **distribución de probabilidades** de una variable continua (x) es una función $f(x)$ que satisface las siguientes condiciones:

$$(1) f(x) \geq 0 \text{ para todo } (x) \tag{I.18}$$

$$(2) \int_{-\infty}^{+\infty} f(x) dx = 1 \tag{I.19}$$

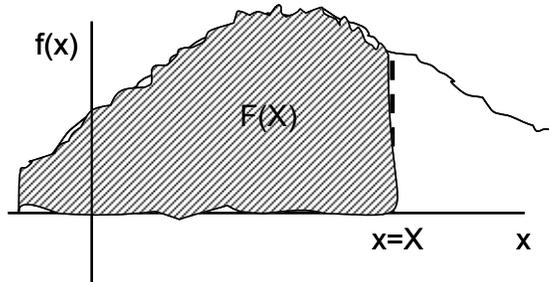
$$(3) P(a \leq x \leq b) = \int_a^b f(x) dx \tag{I.20}$$

I.9.2 Función de probabilidad acumulada.

La función de probabilidad acumulada $F(X)$ de una variable aleatoria continua (x) se define como:

$$F(X) = P(x \leq X) = \int_{-\infty}^x f(s) ds \tag{I.21}$$

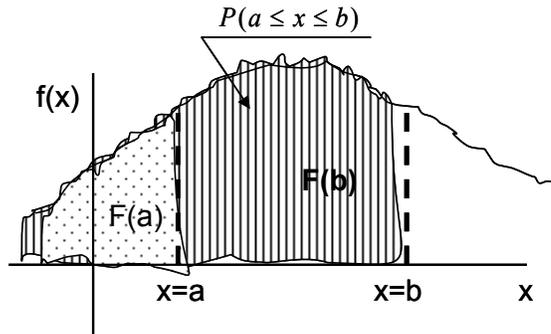
Donde (s) ha sustituido a la variable original (x) solo para fines de claridad y evitar confusiones entre (x), el nombre de la variable, y (X), valor específico de ella. La siguiente figura ilustra la diferencia entre $f(x)$ y $F(X)$.



Aprovechando el concepto de **probabilidad acumulada** $F(X)$, la expresión (I.20) se puede reformular:

$$P(a \leq x \leq b) = F(b) - F(a) \tag{I.22}$$

Gráficamente se tendrá:



I.9.3 Valores característicos de una distribución de probabilidad.

Son dos los valores que caracterizan a una distribución de probabilidad: su media y su variancia.

El valor medio, media o valor esperado de una distribución se define como:

$$\mu = E(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} xf(x)dx \tag{I.23}$$

Y su variancia:

$$\sigma^2 = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - \mu)^2 f(x) dx = \int_{-\infty}^{+\infty} (x)^2 f(x) dx - [E(x)]^2 \quad (I.24)$$

La media ($\mu = E(x)$) representa el “centro de masa” de la distribución y la variancia (σ^2), la dispersión de la distribución con respecto al valor medio (μ). En ocasiones se prefiere usar el parámetro **desviación estándar** (σ) en lugar de la variancia, el cual está dado por:

$$\sigma = \sqrt{\text{variancia}} \quad (I.25)$$

I.9.4 Valor esperado de una función de una variable aleatoria.

Sea (y) una función de la variable aleatoria (x) con distribución de probabilidades $f(x)$. El valor esperado de la función $y=h(x)$, denotado $E(y)$, está dado por:

(a) Caso discreto:

$$E(y) = \sum_{j=1}^{\infty} h(x_j) p(x_j) \quad (I.26)$$

(b) Caso continuo:

$$E(y) = \int_{-\infty}^{+\infty} h(x) f(x) dx \quad (I.27)$$

1.10 LA DISTRIBUCION EXPONENCIAL.

La distribución de probabilidades exponencial de una variable aleatoria (x) se describe mediante la función [53, 54]:

$$f(x) = \begin{cases} 0 & \text{para } x < 0 \\ \lambda e^{-\lambda x} & \text{para } x \geq 0 \end{cases} \quad (I.28)$$

Donde λ es una cantidad constante positiva.

La función de probabilidad acumulada de esta distribución será:

$$F(X) = P(x \leq X) = \lambda \int_0^X e^{-\lambda s} ds = 1 - e^{-\lambda X}$$

De este modo:

$$F(X) = \begin{cases} 0 & \text{para } x < 0 \\ 1 - e^{-\lambda x} & \text{para } x \geq 0 \end{cases} \quad (I.29)$$

El valor medio o esperado de la variable aleatoria con distribución exponencial, integrando por partes, es:

$$\mu = E(x) = \lambda \int_0^{\infty} x e^{-\lambda x} dx = \frac{1}{\lambda} \quad (I.30)$$

La variancia de la variable aleatoria con distribución exponencial, integrando por partes, es:

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} x^2 f(x) dx - [E(x)]^2 = \lambda \int_0^{\infty} x^2 e^{-\lambda x} dx - \frac{1}{\lambda^2} = \frac{1}{\lambda^2} \quad (I.31)$$

EJEMPLO I.10.- Sea el proceso aleatorio del tránsito de vehículos por una carretera. Si el tiempo entre vehículos es una variable aleatoria (t) que tiene una distribución exponencial y un valor medio en el momento de la observación de 2 minutos, calcule la probabilidad de los siguientes eventos:

- (a) Que el tiempo del siguiente vehículo sea mayor a 30 segundos, con la finalidad de poder rebasar.
- (b) Que el tiempo del siguiente vehículo sea menor a 30 segundos, con la inconveniencia de rebasar.

SOLUCION.

El parámetro λ de la distribución es:

$$\lambda = \frac{1}{E(t)} = \frac{1}{2} = 0.5 \text{ min}^{-1}$$

- (a) El tiempo (t) a analizar es de 30seg=0.5 minutos y el evento es:

$$t \geq 0.5 \text{ min}$$

$$P(t \geq 0.5) = 1 - P(t \leq 0.5) = 1 - F(0.5) = 1 - (1 - e^{-\lambda t}) = e^{-\lambda t} = e^{-(0.5)(0.5)} = 0.7788$$

Casi el 78% de éxito al rebasar.

- (b) La probabilidad solicitada es el complemento de la anterior:

$$P(t \leq 0.5) = 1 - P(t \geq 0.5) = 1 - 0.7780 = 0.2212$$

Un poco más del 22% de probabilidad de fracasar al rebasar.

EJEMPLO I.11.- Un fusible tiene una duración aleatoria (t) con una distribución exponencial. El proceso de fabricación (I) proporciona una duración esperada de 100 horas, mientras que el proceso (II) da una duración esperada de 150 horas. El proceso (II) es dos veces más costoso que el (I), el cual, tiene un costo por fusible ($C=500$ pesos). Si un fusible dura menos de 200 horas, origina una pérdida ($K=4,000$ pesos). ¿Cuál de los dos procesos es más conveniente?

SOLUCION.

La respuesta puede obtenerse al calcular el **valor esperado** de la función “costo total” para cada uno de los dos procesos, usando la expresión (I.26).

Para los dos procesos:

$$\text{Costo total} = \text{costo de fabricación} + \text{pérdidas por baja duración}$$

Los parámetros lambda para cada proceso son:

$$\lambda_1 = \frac{1}{E_1(t)} = \frac{1}{100} = 0.01 \text{ hs}^{-1}$$

$$\lambda_2 = \frac{1}{E_2(t)} = \frac{1}{150} = 0.0067 \text{ hs}^{-1}$$

Las probabilidades de baja duración son:

$$P_1(t \leq 200) = F_1(200) = 1 - e^{-\lambda t} = 1 - e^{-(0.01)(200)} = 1 - 0.1353 = 0.8647$$

$$P_2(t \leq 200) = F_2(200) = 1 - e^{-\lambda t} = 1 - e^{-(0.0067)(200)} = 1 - 0.2636 = 0.7364$$

El valor esperado de la función “costo total” para los dos procesos, usando la expresión (I.26) son:

$$E(\text{CT}) = P(\text{baja duración}) \text{Costo1} + P(\text{duración aceptable})\text{Costo2}$$

$$E_1(\text{CT}) = (0.8647)(C + K) + (0.1353)(C) = C + 0.8647 K$$

$$E_1(\text{CT}) = (500) + 0.8647(4000) = 3958.80 \text{ pesos}$$

$$E_2(CT) = (0.7364)(2C + K) + (0.2636)(2C) = 2C + 0.7364 K$$
$$E_2(CT) = 2(500) + 0.7364(4000) = 3945.60 \text{ pesos}$$

Por lo tanto, **son más convenientes los fusibles que cuestan el doble** (1000 pesos), fabricados con el proceso (II).

Puede demostrarse que el proceso (I) es más conveniente, siempre que $C > 0.13 K$

Demostración:

$$E_2(CT) - E_1(CT) = C - (0.7364 - 0.8647)K = C - 0.1283 K$$

Si $C > 0.1283 K$ la diferencia anterior será positiva y el proceso (II) será más costoso que el (I). Si $C < 0.1283 K$ el resultado es el contrario.

I.11 CADENAS DE MARKOV.

I.11.1 Vectores probabilísticos, matrices estocásticas y procesos estocásticos.

Un vector $u = (u_1, u_2, \dots, u_n)$ se llama **vector de probabilidad** si las componentes no son negativas y su suma es 1 [55].

Una matriz cuadrada $P = (p_{ij})$ se denomina **matriz estocástica** si cada una de sus filas es un vector de probabilidad.

Un proceso estocástico es definido como “la secuencia de estados de un sistema que cambia en el tiempo, pasando por fluctuaciones al azar” [56]. En otras palabras: es un proceso aleatorio que ocurre por etapas y donde la variable independiente es el tiempo.

I.11.2 Cadenas de Markov y matriz estocástica de transición.

Una cadena de Markov es proceso estocástico en el que cada una de sus etapas o pasos cumple con las tres propiedades siguientes:

- (a) El resultado de la etapa o paso, pertenece a un conjunto finito de resultados $E = \{E_1, E_2, E_3, \dots, E_m\}$ llamado **espacio de estados** del sistema. Si el resultado de la n-ésima etapa o paso es (E_i) , se dice que el sistema está en el estado (E_i) en el paso n-ésimo.

- (b) El resultado de la etapa o paso siguiente depende sólo de la etapa o paso inmediato anterior y no de cualquier otro resultado previo. Por lo tanto, para cada par de estados (E_i, E_j) se establece la probabilidad (p_{ij}) de que el estado (E_j) suceda inmediatamente después del estado (E_i) .
- (c) Estas probabilidades (p_{ij}) se llaman “de transición”, son **constantes o estacionarias** y pueden ordenarse en una matriz que recibe el nombre de **matriz estocástica de transición**:

$$P = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & \cdots & p_{1m} \\ p_{21} & p_{22} & \cdots & p_{2m} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ p_{m1} & p_{m2} & \cdots & p_{mm} \end{bmatrix}$$

Así, el término (p_{1m}) es la probabilidad de que estando el sistema en el estado (E_1) , cambie al estado (E_m) en la siguiente etapa, y el término (p_{22}) es la probabilidad de que estando el sistema en el estado (E_2) , permanezca en el mismo estado, en la siguiente etapa.

I.11.3 Vectores fijos y matrices estocásticas regulares.

Un vector de probabilidad $t = (t_1, t_2, \dots, t_n)$ es un **vector fijo** de la matriz estocástica P , si:

$$tP = t \tag{I.32}$$

Una matriz estocástica P es **regular** si todos los elementos de una potencia P^n son positivos, es decir, si al multiplicar la matriz P por si misma, no aparecen elementos nulos.

I.11.4 Probabilidades (n) pasos después.

Si P es la matriz estocástica de transición, $p^{(0)} = (p^{(0)}_1, p^{(0)}_2, \dots, p^{(0)}_m)$ es el vector de probabilidades iniciales y $p^{(n)} = (p^{(n)}_1, p^{(n)}_2, \dots, p^{(n)}_m)$, el vector de probabilidades en el paso o etapa (n) , entonces:

$$p^{(1)} = p^{(0)}P, \quad p^{(2)} = p^{(1)}P, \quad p^{(3)} = p^{(2)}P, \dots \tag{I.33}$$

I.11.5 Probabilidades de largo plazo, “steady state” ó límite.

Si la matriz estocástica de una cadena de Markov es regular, la probabilidad de largo plazo o límite de que un estado (E_j) suceda es igual a la componente (t_j) del vector de probabilidad fijo (t) de P .

EJEMPLO I.12.- Un psicólogo observa el siguiente comportamiento en ratas sujetas a un régimen especial de alimentación: Para una prueba particular, el 80% de las ratas que corrieron hacia la derecha en el experimento previo, hicieron lo mismo en esta prueba, y 60% de aquéllas que corrieron a la izquierda en el experimento previo, corrieron a la derecha en esta prueba. Si **en la primera prueba**, el 50% van a la derecha, determinar los resultados:

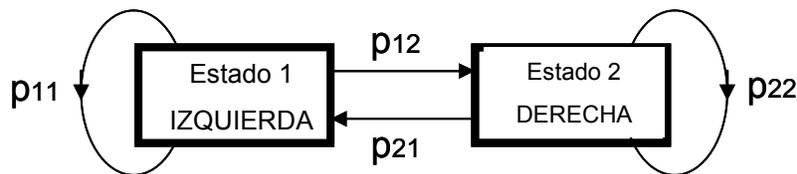
- (1) Para la segunda prueba.
- (2) Para la tercera prueba.
- (3) Para la milésima prueba.

SOLUCION.

En los problemas de probabilidad las palabras clave, y el lenguaje en general, son de gran importancia. En este ejemplo las palabras “experimento” y “prueba” equivalen a las palabras “etapa” y “paso” utilizadas en el desarrollo matemático del tema.

El **espacio de estados** del sistema es: $E = \{ (1)Izquierda, (2)Derecha \}$

El diagrama del espacio de estados es:



Las probabilidades de transición:

- (a) Probabilidad de que habiendo corrido a la derecha, repita:

$$p_{22} = 0.80$$

- (b) Probabilidad de que habiendo corrido a la derecha, cambien a la izquierda (evento complemento del anterior):

$$p_{21} = 0.20$$

- (c) Probabilidad de que habiendo corrido a la izquierda, cambien a la derecha:

$$p_{12} = 0.60$$

- (d) Probabilidad de que habiendo corrido a la izquierda, repitan (evento complemento del anterior):

$$p_{11} = 0.40$$

La matriz estocástica de transición, es entonces:

$$P = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} \\ p_{21} & p_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.40 & 0.60 \\ 0.20 & 0.80 \end{bmatrix}$$

(1) Para la segunda prueba (paso 1).

La primera prueba es el paso 0, por lo tanto el vector de probabilidades iniciales es:

$$p^{(0)} = (p^{(0)}_1, p^{(0)}_2) = (0.50, 0.50)$$

El vector de probabilidades para el paso 1 (segunda prueba), usando la ecuación (I.33) es:

$$p^{(1)} = p^{(0)}P = (0.50 \quad 0.50) \begin{bmatrix} 0.40 & 0.60 \\ 0.20 & 0.80 \end{bmatrix} = (0.30 \quad 0.70)$$

Lo que indica que en la segunda prueba el 30% de las ratas correrán hacia la izquierda y el 70% a la derecha.

(2) Para la tercera prueba (paso 2).

El vector de probabilidades para el paso 2 (tercera prueba), es:

$$p^{(2)} = p^{(1)}P = (0.30 \quad 0.70) \begin{bmatrix} 0.40 & 0.60 \\ 0.20 & 0.80 \end{bmatrix} = (0.26 \quad 0.74)$$

Lo que indica que en la tercera prueba el 26% de las ratas correrán hacia la izquierda y el 74% a la derecha.

(3) Para la milésima prueba.

La milésima prueba puede considerarse como largo plazo y entonces las **probabilidades estacionarias** son las que deben calcularse, usando la ecuación (I.32):

$$tP = t$$

$$(t_1 \quad t_2) \begin{bmatrix} 0.40 & 0.60 \\ 0.20 & 0.80 \end{bmatrix} = (t_1 \quad t_2)$$

$$(t_1 \quad 1-t_1) \begin{bmatrix} 0.40 & 0.60 \\ 0.20 & 0.80 \end{bmatrix} = (t_1 \quad 1-t_1)$$

$$0.40t_1 + 0.20 - 0.20t_1 = t_1 \quad \rightarrow \quad -0.80t_1 = -0.20 \quad \rightarrow \quad t_1 = \frac{-0.20}{-0.80} = 0.25$$

La probabilidad estacionaria para el estado 1 (izquierda) es 0.25. La probabilidad estacionaria para el estado 2 (derecha) es 0.75. Por lo tanto, en la prueba mil se espera que el 25% de las ratas vayan a la izquierda y el 75% a la derecha, pudiéndose demostrar que este resultado es **independientemente de las condiciones iniciales.**

Un sistema o proceso en el cual las **probabilidades límite o de largo plazo** de cada uno de los estados son totalmente independientes de las condiciones iniciales, se le conoce como **ergódico** [8].

Apéndice II.

INDICADORES DE CONFIABILIDAD DE LOS SUBSISTEMAS DE DISTRIBUCION.

Por el hecho de que el subsistema o red de distribución es el último eslabón del sistema eléctrico de potencia, y por ello, termina en los consumidores, la evaluación de su confiabilidad presenta rasgos especiales. En este contexto, todos los indicadores de confiabilidad normalizados para un sistema de distribución contienen algún elemento relacionado con los usuarios y solo son variantes de la tasa de fallas (λ), la duración media de las fallas (r) y el tiempo medio anual de interrupción ó indisponibilidad (U) del servicio de energía eléctrica [26BIS].

El compendio de indicadores que se presenta en este Apéndice es un resumen de la parte inicial de la referencia [26].

Las magnitudes necesarias para calcular los indicadores, son:

- CI = Consumidores interrumpidos
- CMI = Minutos-consumidor interrumpidos
- CN = Número total de consumidores que han experimentado interrupciones permanentes durante el periodo de observación.
- CNT = Número total de consumidores que han experimentado interrupciones permanentes y/o momentáneas durante el periodo de observación.
- i = denota un evento de interrupción
- IM_i = Número de interrupciones momentáneas
- IM_E = Número de eventos con interrupciones momentáneas
- k = Número de interrupciones experimentadas por un usuario individual durante el periodo de observación.
- L_i = kVA de carga interrumpida en cada evento.
- L_T = kVA totales de carga conectada.
- N_i = Número de consumidores interrumpidos por cada interrupción permanente durante el periodo de observación
- N_{mi} = Número de consumidores interrumpidos por cada interrupción momentánea durante el periodo de observación
- N_T = Número total de consumidores del sistema
- r_i = Tiempo de restablecimiento de cada interrupción.

II.1 INDICADORES ASOCIADOS CON INTERRUPCIONES PERMANENTES.

(1) **SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)**. Indicador de la frecuencia promedio de las interrupciones a nivel sistema.

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Número total de consumidores interrumpidos}}{\text{Número total de consumidores del sistema}}$$
$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N_T} = \frac{\text{CI}}{N_T} \quad (\text{II.1})$$

Este indicador tiene por unidades: interrupciones/consumidor.

(2) **SAIDI (System Average Interruption Duration Index)**. Indicador de la duración media de las interrupciones a nivel sistema.

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Tiempo acumulado de interrupciones}}{\text{Número total de consumidores del sistema}}$$
$$\text{SAIDI} = \frac{\sum_{i=1}^n r_i N_i}{N_T} = \frac{\text{CMI}}{N_T} \quad (\text{II.2})$$

Este indicador tiene por unidades: minutos de interrupción/consumidor.

El indicador SAIDI equivale al indicador del Tiempo de Interrupción al Usuario (TIU), usado en las diferentes regiones de distribución del sistema eléctrico mexicano.

(4) **CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)**. Indicador de la duración media de las interrupciones a nivel de consumidores afectados.

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{Tiempo acumulado de interrupciones}}{\text{Número total de usuarios interrumpidos}}$$

$$CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n r_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (II.3)$$

El indicador CAIDI tiene unidades de minutos de interrupción/consumidor.

(4) **CTAIDI (Customer Total Average Interruption Duration Index)**. Este indicador representa el tiempo promedio total, en el periodo de observación, que los consumidores experimentan interrupción(es). Es un híbrido del indicador CAIDI y se calcula de manera similar, solo que los consumidores que experimentan interrupciones múltiples, son tomados solo una vez. Matemáticamente:

$$CTAIDI = \frac{\text{Tiempo acumulado de interrupciones}}{\text{Número total de usuarios interrumpidos (tomados solo una vez)}}$$

$$CTAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n r_i N_i}{CN} \quad (II.4)$$

Este indicador también tiene unidades de minutos de interrupción/consumidor.

(5) **CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)**. Este indicador proporciona la frecuencia promedio de interrupciones permanentes para aquellos usuarios que las experimentan. Cada usuario es contado una sola vez independientemente del número de interrupciones que haya sufrido. Matemáticamente:

$$CAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones permanentes ocurridas}}{\text{Número total de usuarios interrumpidos (tomados solo una vez)}}$$

$$CAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{CN} \quad (II.5)$$

Este indicador tiene unidades de interrupciones/consumidor.

(6) **ASAI (Average Service Availability Index)**. Este indicador representa la fracción del tiempo (a veces expresado en porcentaje) que un usuario ha recibido energía durante el periodo de reporte. Matemáticamente:

$$ASAI = \frac{\text{Número horas que hubo servicio}}{\text{Número de horas que el usuario demandó el servicio}}$$

$$ASAI = \frac{N_T \times (\text{No. de horas del año}) - \sum_{i=1}^n r_i N_i}{N_T \times (\text{No. de horas del año})} \quad (\text{II.6})$$

El indicador ASAI proporciona una medida indirecta del tiempo de la disponibilidad anual de la energía suministrada en términos de un valor probabilístico, por lo tanto, no tiene dimensiones. Su complemento ofrece una medida indirecta del tiempo anual de interrupción.

(7) **CEMI_n** (Customers Experiencing Multiple Interruptions). Este indicador representa la proporción de consumidores individuales que han experimentado más de (n) interrupciones permanentes respecto del total de consumidores servidos. Matemáticamente:

$$CEMI_n = \frac{\text{Número de consumidores que experimentaron más de (n) interrupciones permanentes}}{\text{Número total de consumidores servidos}}$$

$$CEMI_n = \frac{CN_{(k>n)}}{N_T} \quad (\text{II.7})$$

II.2 INDICADORES ASOCIADOS CON LA CARGA.

(8) **ASIFI** (Average System Interruption Frequency Index). Este indicador es usado algunas veces utilizado para medir el desempeño del subsistema de distribución en áreas que sirven relativamente pocos usuarios y que tienen relativamente grandes concentraciones de carga, predominantemente industriales o comerciales. Teóricamente, en un subsistema con distribución homogénea de carga, los indicadores ASIFI y SAIFI tendrían el mismo valor. Matemáticamente:

$$ASIFI = \frac{\sum \text{Total de kVA de carga interrumpida}}{\text{Total de kVA de carga conectada}}$$

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (\text{II.8})$$

(9) **ASIDI** (Average System Interruption Duration Index). El uso, limitaciones y filosofía de este indicador se establecen en la definición del indicador ASIFI. Matemáticamente:

$$ASIDI = \frac{\sum \text{Duraciones de la carga interrumpida}}{\text{Total de kVA de carga conectada}}$$

$$ASIDI = \frac{\sum r_i L_i}{L_T} \quad (II.9)$$

II.3 INDICADORES ASOCIADOS CON INTERRUPCIONES MOMENTÁNEAS.

(10) **MAIFI** (Momentary Average Interruption Frequency Index). Este indicador representa la frecuencia promedio de las interrupciones momentáneas. Matemáticamente:

$$MAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones momentáneas}}{\text{Número total de consumidores servidos}}$$

$$MAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n IM_i N_{mi}}{N_T} \quad (II.10)$$

(11) **MAIFI_E** (Momentary Average Interruption Event Frequency Index). Este indicador representa la frecuencia promedio de los eventos con interrupciones momentáneas y **no incluye los eventos inmediatamente anteriores a un bloqueo**. Matemáticamente:

$$MAIFI = \frac{\text{Número total de eventos con interrupciones momentáneas}}{\text{Número total de consumidores servidos}}$$

$$MAIFI_E = \frac{\sum_{i=1}^n IM_E N_{mi}}{N_T} \quad (II.11)$$

(12) **CEMSMI_n** (Customers Experiencing Multiple Sustained and Momentary Interruption Events Index). Este indicador representa la proporción de consumidores individuales que han experimentado más de (n) interrupciones permanentes y/o momentáneas respecto del total de consumidores servidos. Su finalidad es ayudar a identificar a usuarios que no pueden ser observados mediante los valores promedio. Matemáticamente:

$$\text{CEMSMI}_n = \frac{\text{Número de consumidores que experimentaron más de (n) interrupciones}}{\text{Número total de consumidores servidos}}$$

$$\text{CEMSMI}_n = \frac{\text{CNT}_{(k>n)}}{N_T} \quad (\text{II.12})$$