

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICIDAD



**“EVALUACIÓN DEL NIVEL DE CONFIABILIDAD DEL
SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA
PLANTA LUISA CACERES DE ARISMENDI, SENECA, ESTADO
NUEVA ESPARTA”**

Realizado por:
CEDEÑO BENITES, DIANA PRISCILA
CI. 82.287.980

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad De Oriente
como Requisito Parcial Para Optar al Título de:**
INGENIERO ELECTRICISTA

Barcelona, de 2010.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“EVALUACIÓN DEL NIVEL DE CONFIABILIDAD DEL
SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA
PLANTA LUISA CACERES DE ARISMENDI, SENECA, ESTADO
NUEVA ESPARTA”**

Diana Priscila Cedeño Benites.

Nombre del Estudiante

Firma

Revisado y Aprobado por:

Ing. Pedro Rodríguez.

Asesor Académico

Firma

Ing. Jesús Marín.

Asesor Industrial

Firma

Barcelona, de 2010.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“EVALUACIÓN DEL NIVEL DE CONFIABILIDAD DEL
SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA
PLANTA LUISA CACERES DE ARISMENDI, SENECA, ESTADO
NUEVA ESPARTA”**

JURADO:

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:



Ing. Pedro Rodríguez.

Asesor Académico

Prof. Luís Suarez

Jurado Principal

Prof. Lenin Natera

Jurado Principal

Barcelona, de 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad De Oriente:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad De Oriente y solo podrán ser utilizados con otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso y a la Virgen del Valle por darme fuerza y paciencia, en cada uno de esos días que me embargó la ansiedad y la tristeza, haciéndome creer que estaba derrotada, pero al dejar todos en sus manos siempre había una luz al final del camino.

A mi Mami... esa hermosa mujer llamada Digna Benites, a ti te dedico este logro, por siempre estar hay, por entenderme y sobretodo comprenderme, eres más que mi mamá, mi amiga, mi hermana, mi confidente, eres mi todo, a pesar de la distancia, jamás me han faltado tus consejos, gracias a ti hoy soy lo que soy, por eso este triunfo es de la dos.

A mis amigos, mis hermanos de corazón, Valeria, Nana, María José, Esteban y Víctor, sin ustedes no lo hubiese logrado.

AGRADECIMIENTOS

Doy gracias a Dios todo poderoso, a la Virgen del Valle y a todos aquellos santos a los que me encomendaron para poder culminar esta etapa de mi vida. Gracias por los favores concedidos.

A mi mami, por ser esa fuerza, ese apoyo que tanto se necesita en los momentos más difíciles, por enseñarme que para conseguir logros como este, hay que hacer grandes sacrificios, espero algún día llegar a tener la calidad humana que tu brindas a todos, eres mi motivo para seguir adelante. A mi papá, por ser un apoyo cuando lo necesite. A mi hermanita, Jeny, a pesar de tu corta edad has sabido escuchar, siempre estas dispuesta a todo por mí, tú más que nadie sabes que todo esto es para ti, quiero darte mi ejemplo, quiero que sigas mis pasos. Te amo mi princesa.

A la Universidad de Oriente, a todo el cuerpo docente del Departamento de Electricidad, en especial a Santiago Escalante, Luís Parraguez, Hernán Parra, Verena Mercado, por ser la calidad de profesores que cualquier estudiante desearía tener, por ser profesionales y humanos ante todo, por saber escuchar y hablar; ustedes son mi modelo a seguir. Gracias al Prof. Luis Mendez, aunque ya no forma parte de la UDO, es excelente persona y profesor, fueron incontables las veces que requerí de su ayuda, siempre estuvo dispuesto.

A mi asesor académico Prof. Pedro Rodríguez y mi asesor industrial Ing. Jesús Marín por el tiempo dedicado a la elaboración de este trabajo.

A la empresa SENECA, Departamento de Generación por brindarme la oportunidad de realizar mis pasantías, gracias a todo el personal que allí labora por las enseñanzas, especialmente a Johnni Salzar y Jonathan Rodríguez.

A mi príncipe, Víctor Velásquez, eres mi fuerza, mis palabras de aliento, mi conciencia, gracias por estar conmigo, por aguantar en las buenas y en las malas, sé que no he sido fácil, pero tú me enseñaste a ser paciente y a respirar profundo, hemos caminado de la mano, apoyándonos mutuamente, me alegras la vida con tus locuras, te amo mi Vic.

A la familia Velásquez Patiño y Patiño Salazar, por abrirme las puertas de sus casas y hacerme parte de sus familias, me siento honrada de sentirme parte de ustedes.

A mis amigos, mis compañeros y hermanos, esas hermosas personas que estuvieron a mi lado en cada uno de los momentos de vida a lo largo de estos 10 semestres de universidad, Marijo, Vale, Nana, Esteban, Yanais y Luis, gracias por hacerme parte de sus familias, ustedes han sido lo mejor que me paso en la universidad, todavía recuerdo esos primeros días de clases, y más aún todos esos momentos en que tanto necesite de cada uno de ustedes y siempre estuvieron a mi lado, esos días en los que se quiere renunciar, las palabras de aliento nunca me faltaron, y definitivamente sin ustedes no lo hubiese logrado, siento orgullo de ser su amiga y sepan que podrán contar conmigo siempre.

De manera especial, gracias a Zoaraima (Cachi), Rafael (Santi), Karen (Achi), Roge, Sobe y Sulima (Fuli), por compartir tantos momentos juntos, momentos de alegrías (curdas tras curdas, rumba2) y tristezas, más que mis compañeros son mis amigos. También quiero agradecer a José Antonio (el prepa), Cesar Salazar, Jonathan, Simón, Karina, Ramón, Daniel (El portu), Fernando, José Colina, Carlos (el peluo), Rafael (Bonice), Angel Patiño, Linoska, y muchas otras personas que en este instante no alcanzo a mencionar, pero que por ser excelentes compañeros de clases siempre los tendré presentes, sus palabras, sus locuras, hacían más amenas las clases, gracias a todos.

ÍNDICE

Resolución	IV
Dedicatoria.....	V
Agradecimientos.....	VI
Índice	VIII
Índice de Tablas	XII
Índice de Figuras.....	XIII
Resumen.....	XV
Capítulo 1: El Problema	16
<i>1.1 Introducción</i>	<i>16</i>
<i>1.2 Planteamiento del Problema</i>	<i>17</i>
1.2.1 Causa.....	19
1.2.2 Pronóstico	20
<i>1.3 Objetivos.....</i>	<i>21</i>
1.3.1. Objetivo General.....	21
1.3.2. Objetivos Específicos	21
<i>1.4 Justificación.....</i>	<i>22</i>
<i>1.5 Limitaciones</i>	<i>23</i>
<i>1.6 Descripción de la empresa</i>	<i>23</i>
1.6.1 Contexto General.....	23
1.6.1.1 Misión.....	24
1.6.1.2 Visión	24
1.6.1.3 Valores Corporativos.....	24
1.6.2 Contexto Específico	27

Capítulo 2: Marco Teórico	31
2.1 Antecedentes.....	31
2.2 Definiciones.....	32
2.3 Confiabilidad.....	34
2.3.1 Confiabilidad Operacional.....	36
2.3.2 Parámetros que conforman la confiabilidad operacional.....	39
2.4 Metodologías y herramientas usadas para determinar la confiabilidad de un sistema de generación de energía eléctrica.....	41
2.4.1 Contexto operacional.....	42
2.4.2 Clasificación de los Datos.....	43
2.4.3 Estimación de la Confiabilidad.....	45
2.4.3.1 Índices e indicadores de confiabilidad.....	46
2.4.3.2 Ley de distribución de los TEF.....	49
2.4.3.3 Métodos para el cálculo de la confiabilidad de componentes.....	51
2.4.3.4 Períodos de vida de los componentes.....	55
2.4.3.5 Métodos para el cálculo de la confiabilidad de sistemas.....	60
2.4.4 Estimación de la Mantenibilidad.....	63
2.4.5 Disponibilidad del sistema.....	64
2.4.6 Análisis de Criticidad.....	68
2.4.6.1 Información requerida.....	72
2.4.6.2 Manejo de la información.....	73
2.4.6.3 Precondiciones para el Análisis de Criticidad.....	74
2.4.7 Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF).....	75
2.4.7.1 Contexto operacional.....	75
2.4.7.2 Funciones y parámetros de funcionamiento.....	76
2.4.7.3 Descripción funciones.....	77
2.4.7.4 Estándares de funcionamiento.....	77
2.4.7.5 Fallas Funcionales.....	79
2.4.7.6 Modos de Falla.....	79
2.4.7.7 Efectos de Falla.....	80
Capítulo 3: Marco Metodológico	82

3.1	<i>Nivel de la de investigación.....</i>	82
3.2	<i>Diseño de la investigación.....</i>	82
3.2.1	Aspecto de temporalidad.....	82
3.2.2	Descripción de etapas de la investigación.....	83
3.3	<i>Población y muestra</i>	85
3.4	<i>Técnicas de recolección de datos</i>	85
3.4.1	Revisión bibliográfica, documental y técnica:	85
3.4.2	Observación Directa:	86
3.4.3	Entrevistas de tipo no estructuradas:.....	86
3.4.4	Encuesta:.....	86
3.4.5	Técnicas Computacionales:	87
Capítulo 4: Evaluación de la Confiabilidad.....		88
4.1	<i>Descripción del sistema de generación de la Planta Luisa Cáceres de Arismendi. 88</i>	
4.2	<i>Establecer los indicadores de confiabilidad usando técnicas estadísticas de probabilidad que se adapten al sistema en estudio.</i>	92
4.2.1	Clasificación de los datos.....	94
4.2.2	Cálculo de TPPF, TPFS y TPPR.....	95
4.2.3	Estimación de la Confiabilidad.....	96
4.2.3.1	Confiabilidad de cada Unidad Turbogeneradora.....	96
4.2.3.2	Confiabilidad del sistema de generación de PLCA	100
4.3	<i>Estimación de la Mantenibilidad.....</i>	103
4.4	<i>Analizar la disponibilidad del sistema de generación de la planta de acuerdo a los resultados obtenidos.</i>	104
4.5	<i>Aplicar análisis de criticidad a las unidades turbogeneradoras.....</i>	105
4.5.1	Pasos para la elaboración de un análisis de criticidad.....	106
4.5.2	Resultados del Análisis de Criticidad	112
4.6	<i>Realizar un Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF) a los principales dispositivos y elementos que mantienen a las unidades turbogeneradoras en funcionamiento.</i>	117

4.6.1	Contexto operacional de las unidades: equipos y/o sistemas considerados en el AMEF	118
4.6.1.1	Sistema de suministro de combustible	120
4.6.1.2	Sistema de lubricación	121
4.6.1.3	Sistema de control	122
4.6.1.4	Sistema de protección	122
4.6.1.5	Sistema de combustión	124
4.6.1.6	Sistema de compresión	125
4.6.1.7	Turbina	126
4.6.1.8	Paquete Generador	128
4.6.2	Funciones de las unidades turbogeneradora	131
4.6.2.1	Función Principal de las unidades turbogeneradoras 3 y 6	131
4.6.2.2	Funciones secundarias de las unidades turbogeneradoras 3 y 6	132
4.6.2.3	Definición de Fallas Funcionales	132
4.6.2.4	Identificación de los modos y efectos de las fallas	132
4.6.3	Descripción de la hoja de trabajo	133
4.7	<i>Analizar posibles soluciones que eleven el nivel de confiabilidad de la empresa.</i>	134
	Conclusiones	139
	Recomendaciones	142
	Bibliografía	143
	Apéndice A	¡Error! Marcador no definido.
	Apéndice B	¡Error! Marcador no definido.
	Apéndice C	¡Error! Marcador no definido.
	Apéndice D	¡Error! Marcador no definido.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1.	TPPF, TPFS y TPPR de las Unidades Turbogeneradoras	96
Tabla 4.2.	Resumen de Tasa de Falla y Confiabilidad de cada Turbogenerador	100
Tabla 4.3.	Valores de Mantenibilidad para cada Turbogenerador.....	104
Tabla 4.4.	Valores de Disponibilidad para cada Turbogenerador	105
Tabla 4.5.	Formato para encuesta Análisis de Criticidad	110
Tabla 4.6.	Ponderaciones de los Parámetros del Análisis de Criticidad.....	111
Tabla 4.7.	Respuestas y Ponderación del Líder de Planta de Generación para la Unidad TG6.....	112
Tabla 4.8.	Puntuación final promedio obtenida para el Turbogenerador 6	113
Tabla 4.9.	Demostración de los valores promediados obtenidos para TG-6	115
Tabla 4.10.	Resultados del Análisis de Criticidad.....	116
Tabla 4.11.	Características Técnicas de la Turbina AEG-KANIS (TG-3).....	127
Tabla 4.12.	Características Técnicas de la Turbina Hitachi (TG-6).....	128
Tabla 4.13.	Hoja de trabajo para aplicar Análisis de Modos y Efectos de Fallas.....	133

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Estructura Organizativa de SENECA.....	25
Figura 1.2 Organigrama de Trabajo de Planta Luisa Cáceres de Arismendi.....	29
Figura 2.1. Los cuatro grandes aspectos de de una empresa de clase Mundial	37
Figura 2.2. Integración de la confiabilidad operacional	40
Figura 2.3. Metodología y herramientas para el estudio de confiabilidad de un sistema de generación de energía eléctrica.	42
Figura 2.4. Definición del contexto operacional.....	43
Figura 2.5. Diagrama de funcionamiento del componente.	49
Figura 2.6. Períodos de vida de una máquina “Curva de la Bañera”	57
Figura 2.7. Probabilidad condicional de fallos contra la vida útil.	57
Figura 2.8. Sistemas Serie.....	61
Figura 2.9. Sistemas Paralelo con redundancia	62
Figura 2.10. Modelo básico de criticidad	71
Figura 2.11. Capacidad Vs funcionamiento deseado.....	78
Figura 4.1. Procesamiento del Combustible.	89
Figura 4.2. Representación del sistema de Generación de PLCA	101
Figura 4.3. Representación Gráfica del Resultado del Análisis de Criticidad.....	116
Figura 4.4. Ciclo normal de operación de la Turbina de Gas	119

Figura 4.5. Patio de Generación de PLCA.....	120
Figura 4.6. Cámaras de Combustión de las unidades turbogeneradoras modelo FRAME. 125	
Figura 4.7. Compresor de flujo Axial de las Unidades Turbogeneradoras	126
Figura 4.8. Modelo de Turbina y rueda de turbina de las Unidades Turbogeneradoras FRAME	128

RESUMEN

La Confiabilidad es la habilidad o capacidad que tiene un equipo, de cualquier naturaleza, para realizar una tarea específica. Los conceptos de mantenibilidad y disponibilidad, son usados para cuantificar la confiabilidad de un sistema. Una alta disponibilidad (pocas fallas) y una alta mantenibilidad (tiempos predecibles de mantenimiento) son la tendencia de sistemas altamente confiables. El mejoramiento de la confiabilidad está asociado a factores humanos, de procesos, de diseños, entre otros, pero no se disponen de recursos, para poder mejorar al mismo tiempo, estos factores en todas las áreas de una empresa. ¿Cómo establecer que sistema o equipo es más crítico que otro? ¿Qué criterio se debe utilizar? El análisis de criticidades da respuesta a estas interrogantes, dado que genera una lista ponderada desde el elemento más crítico hasta el menos crítico, lo cual hace mucho más fácil diseñar estrategias, para realizar estudios o proyectos que mejoren la confiabilidad, iniciando las aplicaciones en los elementos con alta criticidad. A este elemento, altamente crítico, se le debe hacer un estudio más profundo a manera de determinar las fallas que se presentan y los efectos que estas fallas ocasionan, para ello se aplica un Análisis de Modos y Efectos de Fallas, el cual permite minimizar el tiempo empleado en diagnósticos de fallas, lo que ocasiona mayor disponibilidad y por ende mayor confiabilidad.

CAPÍTULO 1:

EL PROBLEMA

1.1 Introducción

En el campo de la Ingeniería Eléctrica así como en el resto de las ingenierías y ciencias, el estudio de la vida operativa y falla de los equipos o en general los sistemas, implica interrelacionar los distintos fenómenos y sucesos que en estos ocurren directa o indirectamente, ya que el funcionamiento operativo depende de la efectividad conjunta de algunos factores, como por ejemplo [1]:

- El equipo físico.
- Los operadores humanos.
- El software.
- Los protocolos de gestión.
- Los cambios en el entorno.

Convirtiéndose el primer objetivo en conseguir una vida funcional más larga para los sistemas, para así poder cumplir con su función principal, suministrar energía eléctrica a los consumidores con altos niveles de calidad, confiabilidad y seguridad.

Al igual que otros tipos de sistemas, la confiabilidad del sistema eléctrico depende de la confiabilidad de sus componentes de los cuales se encuentran propensos a múltiples eventos de carácter estocásticos y determinísticos.

Debido a la complejidad y la gran cantidad de componentes que forman los sistemas eléctricos de potencia, es necesario dividirlos en subsistemas para facilitar el

estudio. Por tal razón en este trabajo se realiza el análisis de la confiabilidad de uno de sus subsistemas, el “Sistema de Generación”.

La función de los sistemas de la generación eléctrica es el convertir diversos tipos de energía primaria en energía eléctrica, la cual es aprovechada por el consumidor según sus requerimientos. De esta manera se establece que es responsabilidad del sistema de generación mantener el balance entre energía generada y demanda, en cada instante de tiempo, asegurando así, un servicio seguro y confiable.

1.2 Planteamiento del Problema

En el caso de sistemas eléctrico su función primordial consiste en generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica en forma segura para satisfacer la demanda de los consumidores, cumpliendo requisitos de calidad técnica y con un adecuado nivel de confiabilidad. Como es sabido el nivel de confiabilidad se mide, generalmente, a través de la continuidad del servicio.

El sistema de generación perteneciente al Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta (SENECA), tiene una infraestructura con más de 30 años de operación continua, tiempo durante el cual el crecimiento de la producción de energía eléctrica no ha ido de la mano con el incremento de las exigencias de los consumidores.

La demanda máxima de energía que se ha registrado es de 335,2 Mw, ocurrida en agosto de 2009, actualmente la demanda se encuentra alrededor de los 300 Mw. En este sentido, la Planta Luisa Cáceres de Arismendi genera el 72% (220 Mw) del total de la energía eléctrica que consume el Estado Nueva Esparta, un 25% (77 Mw) de la energía requerida se puede suministrar mediante la implementación de la Generación Distribuida, ubicada en subestaciones con demanda crítica de potencia. El

porcentaje faltante, para cubrir con la demanda exigida, se recibe a través de un cable submarino de 115 Kv (100 Mw como capacidad máxima, de los cuales solo suministra el 60% debido a deterioros), proveniente de una subestación ubicada en la localidad de Chacopata, estableciendo así una conexión con el sistema interconectado nacional.

La demanda de energía eléctrica en el estado Nueva Esparta se ha incrementado de tal forma que sus niveles se encuentran en el límite o por encima de la capacidad de generación instalada actualmente, por ello la empresa SENECA, cuya misión es la de mantener un servicio continuo, seguro y confiable, se plantea la necesidad de definir ciertos parámetros o índices de confiabilidad, a fin de establecer un modelo estadístico que permita cuantificar la continuidad del servicio, buscando establecer bases que ayuden a la elaboración de planes y medidas para evitar o prevenir las fallas, de manera tal que produzca la menor pérdida posible para la empresa y sus usuario, ya sea en costos o en tiempo.

Cuando se considera únicamente el sistema de generación, la pérdida del balance de potencia del sistema es producida por diversas causas por ejemplo, perturbaciones, fallas de unidades o equipos, variaciones imprevistas de la carga, salida forzada de unidades, etc. Estas perturbaciones pueden ser solucionadas a través de algunas acciones:

- Incremento de la generación a través de la reserva.
- Incremento de la potencia recibida del sistema interconectado incumpliendo los valores planificados para el despacho.
- Alivio de carga.

De estas tres posibilidades la primera es la más importante. Con excepción de los primeros minutos después de una contingencia, la segunda posibilidad no es deseable por cuanto un apañamiento de los valores planificados para el intercambio entre áreas, significa una desviación respecto de la operación económica del sistema interconectado. La alteración de los intercambios durante los primeros diez a quince minutos luego de una contingencia es inevitable, ya que se trata de limitar al mínimo posible la caída de frecuencia a través de la participación de la mayor cantidad de máquinas posible en la regulación primaria de frecuencia, siendo esta una de las ventajas esenciales de la operación interconectada.

La posibilidad de desconectar cargas debe considerarse como una medida de emergencia extrema con el fin de evitar un colapso del sistema. En este caso el sistema no satisfaría totalmente la demanda. Es aquí donde la confiabilidad del sistema es poca, ya que visto desde lo usuarios, si el sistema de generación no se encuentra disponible no es confiable.

Debido al incremento de la demanda a Nivel nacional, se ha decretado un estado de emergencia en el sector eléctrico, por lo cual el intercambio de energía desde tierra firme es a penas de unos pocos Mw. En vista de esta situación se hace necesario cuantificar la confiabilidad y disponibilidad del sistema de generación del estado insular, a fin analizar posibles mejoras en el sistema, para que no exista la posibilidad de desconectar carga.

1.2.1 Causa

El planteamiento del estudio de confiabilidad del sistema compuesto de generación, surge de las siguientes causas:

- Aumento de la Demanda de energía Eléctrica de la Isla de Margarita, debido al crecimiento de la población neoespartana, la migración desde tierra firme en búsqueda de mejor calidad de vida y la diversificación de la economía en la isla, ya que por ser centro turístico nacional e internacional, recibe la visita de numerosos viajeros, esto ha producido que se eleven los niveles de consumo eléctrico a tal punto que la empresa no se da abasto para suplir la demanda en un 100%.
- Incremento de la Tasa de Falla de las unidades turbogeneradoras, en vista de la creciente demanda las unidades generadoras se han visto forzadas a trabajar en un régimen permanente, posponiendo sus paradas programadas por mantenimiento, lo cual en ocasiones, acarrea que las paradas sean de emergencia por fallas que no fueron controladas a tiempo, obligando a desconectar parte del sistema eléctrico.
- Desconexión del Sistema Interconectado Nacional a través del cable submarino, ya que este abastece una considerable cantidad de potencia al sistema de generación insular, su desconexión por fallas ocurridas en el sistema eléctrico nacional o desperfectos debido a deterioros del conductor, provoca la pérdida de flujo energético hacia la isla, alterando de esta manera las condiciones de operación de las unidades turbogeneradoras y trayendo como consecuencia lógica la interrupción del suministro de electricidad a la población.

1.2.2 Pronóstico

La insuficiencia del abastecimiento eléctrico para cubrir la demanda estimada, aunada al progresivo crecimiento de la población insular, precisa tomar constantes

medidas de racionamiento de energía eléctrica en la isla. Dado que el suministro de energía de la Isla de Margarita depende del funcionamiento de todos los generadores de la Planta Luisa Cáceres de Arismendi, del cable submarino y de la generación distribuida, se requiere un estudio de confiabilidad que permita diagnosticar la calidad y seguridad del sistema de generación, ya que esto permitirá tomar las medidas para prevenir las fallas antes mencionadas, de lo contrario, SENECA se verá forzada a incrementar las jornadas de racionamiento eléctrico, además del aumento de los costos por paradas no programadas y pérdidas horas-hombres que afectan directamente a esta empresa.

1.3 Objetivos

1.3.1. Objetivo General

- Evaluar analítica y cuantitativamente el nivel de confiabilidad del sistema de generación de energía eléctrica de la planta “Luisa Cáceres de Arismendi”. SENECA, Estado Nueva Esparta.

1.3.2. Objetivos Específicos

1. Describir las características del sistema de generación de la Planta Luisa Cáceres de Arismendi.
2. Establecer los indicadores de confiabilidad usando técnicas estadísticas de probabilidad que se adapten al sistema en estudio.
3. Estudiar la criticidad de los componentes bajo estudio.
4. Realizar un análisis de modos y efectos de falla (AMEF), de acuerdo al resultado del análisis de criticidad, a los principales dispositivos y elementos que mantienen a las unidades turbogeneradoras en funcionamiento.

5. Analizar la disponibilidad del sistema de generación de la planta de acuerdo a los resultados obtenidos.
6. Analizar posibles soluciones que eleven el nivel de confiabilidad de la empresa.

1.4 Justificación

La demanda de energía eléctrica en el estado Nueva Esparta es muy fluctuante, con esto se quiere decir que varía de acuerdo a la temporada del año. Dicha variación no es progresiva como en otros estados del territorio nacional, esta posee picos de demanda muy altos y no pronosticados, debido a que depende de la cantidad de temporadistas que lleguen a la Isla de Margarita.

El sistema de generación que posee la Planta Luisa Cáceres de Arismendi, a simple vista, pareciera ser capaz de suministrar la potencia necesaria que consume el pueblo Neoespartano con la capacidad de generación instalada, pero esta suposición se debilita al llegar la temporada alta de turistas, y como el almacenamiento de la energía eléctrica no resulta económicamente factible, es responsabilidad del agente de control del sistema, en este caso SENECA, el cubrir la demanda de los consumidores en todo tiempo y lugar, respetando además los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos por la ley, por ello se hace necesario estudiar cuan confiable es el sistema de generación de energía eléctrica del estado Nueva Esparta, identificar los equipos que componen dicho sistema con el fin de determinar los puntos débiles y proponer posibles soluciones que permitan que el suministro de energía eléctrica sea continuo para los consumidores adscritos al sistema eléctrico del estado insular.

En el caso aquí tratado deben tenerse en cuenta los siguientes objetivos fundamentales:

- Maximizar la confiabilidad del sistema.
- Determinar puntos débiles del sistema que exigen un refuerzo desde el punto de vista de la confiabilidad para minimizar los costos del sistema.

1.5 Limitaciones

En vista de que se trata de un sistema de generación que data de los años 70, la disponibilidad de información referente al funcionamiento de sus elementos principales, las unidades turbogeneradoras, es poca; algunos de los manuales de fábrica se han extraviados en los procesos de designación de personal de relevo para el manejo de estos equipos, por ello la mayoría de la información recopilada solo pudo obtenerse del personal técnico que opera directamente en estas maquinarias.

1.6 Descripción de la empresa

1.6.1 Contexto General.

La Compañía Anónima Sistema Eléctrico de Nueva Esparta (SENECA), es la empresa de servicio público encargada de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica para las Islas Margarita y Coche. Su creación data del año 1998, a través de la privatización y transferencia de los activos de la generación, transmisión y distribución de la Compañía Anónima De Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), localizada en el Estado insular Nueva Esparta. El Ministerio de Energía y Minas (MEM) otorgó, a SENECA, una concesión de 50 años de distribución exclusiva y otra de 10 años de generación exclusiva. SENECA a su vez pertenecía a la Corporación CMS Energy (CMS), compañía internacional de energía con proyectos significativos en todo el mundo.

A finales del año 2006, el estado venezolano, a partir de un anuncio presidencial, considero el servicio eléctrico como elemento estratégico dentro de la política interna y retomó el control de las operaciones de las empresas del sector eléctrico, es por esto que en febrero de 2007, la petrolera estatal de Venezuela (PDVSA) firmó un memorándum de entendimiento para adquirir SENECA, fue así como esta compañía adquirió sucesivamente carácter público. Actualmente la compañía SENECA está en el proceso de integración a la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) [2].

1.6.1.1 Misión

“Proveer servicios energéticos buscando soluciones que satisfagan las necesidades de nuestros clientes, apoyándonos en la ética, tecnología y desarrollo de nuestro personal y proveedores, optimizando los recursos y resultados, a fin de promover el bienestar y crecimiento de la comunidad” [2].

1.6.1.2 Visión

“En los próximos años SENECA será reconocida como la Empresa de servicios eléctricos más eficiente del país y líder en el desarrollo de nuestra comunidad, por la calidad de su tecnología, la competencia de su recurso humano y por su permanente orientación a satisfacer las necesidades del mercado y a promover el desarrollo económico y social del estado Nueva Esparta” [2].

1.6.1.3 Valores Corporativos

- ✓ **Ética y Conducta Impecables:** Todos los empleados de SENECA interactuarán con sus clientes, reguladores, funcionarios públicos, vendedores y compañeros de trabajo con el más alto nivel de ética y conducta.

- ✓ **Satisfacción del Cliente:** SENECA se esforzará constantemente en darle a sus clientes la mejor atención y calidad en los productos. SENECA escuchará las preocupaciones de sus clientes y reguladores a fin de adaptar el negocio para entregar un producto con nuestras expectativas de mercado.

- ✓ **Productividad:** Uno de los retos que debe asumir la empresa en busca de su permanente crecimiento y desarrollo es lograr los niveles óptimos de productividad, que hagan del negocio una actividad eficiente, eficaz y rentable. Esto asegura además, el cumplimiento de sus obligaciones y responsabilidades con su personal, sus clientes y la comunidad en general.

- ✓ **Desarrollo de los Empleados:** La compañía tiene la obligación de entrenar y capacitar a sus empleados, a fin de alcanzar un nivel de trabajo competente y motivado. Las políticas de la compañía, procedimientos y programas deben ser flexibles y efectivas, Para que a los empleados que tengan el entusiasmo de contribuir tanto con el éxito de la compañía como con el crecimiento personal, les sea dada la oportunidad de crear valor y desarrollar su creatividad.

- ✓ **Seguridad:** SENECA establecerá condiciones de trabajo y para la prestación del servicio eléctrico que brinden seguridad a sus empleados y al público en general con la más alta consideración. Estaremos conscientes constantemente y actuaremos de acuerdo a las normas de seguridad, sentido común y a las disposiciones de política general para la conservación del medio ambiente.

- ✓ **Crecimiento y Desarrollo del Negocio:** Creemos en el vínculo innegable entre el éxito de la compañía y el éxito de la comunidad a la que servimos. Nos esmeraremos en mejorar la calidad de nuestros servicios y el medio ambiente del negocio en general, a fin de atraer nuevos negocios y expandir los

existentes, para promover el desarrollo económico de la comunidad neoespartana.

Siguiendo estos lineamientos, la empresa realizó un reordenamiento de su estructura operacional, la cual se muestra en la figura 1.1, está encabezada por la Gerencia de Operaciones, cuya responsabilidad es la dirección y administración de todos los recursos disponibles, para la consecución de los objetivos de la Empresa. La Gerencia de Operaciones será apoyada y asesorada por quince (15) áreas de trabajo que guardan estrecha relación entre sí, siendo tan importantes unas como otras ya que de su buen funcionamiento depende la estabilidad de toda la Compañía. Este organigrama se encuentra actualmente en la fase de implementación, y está sujeta a cambios, debido a las nuevas políticas implementadas [2].

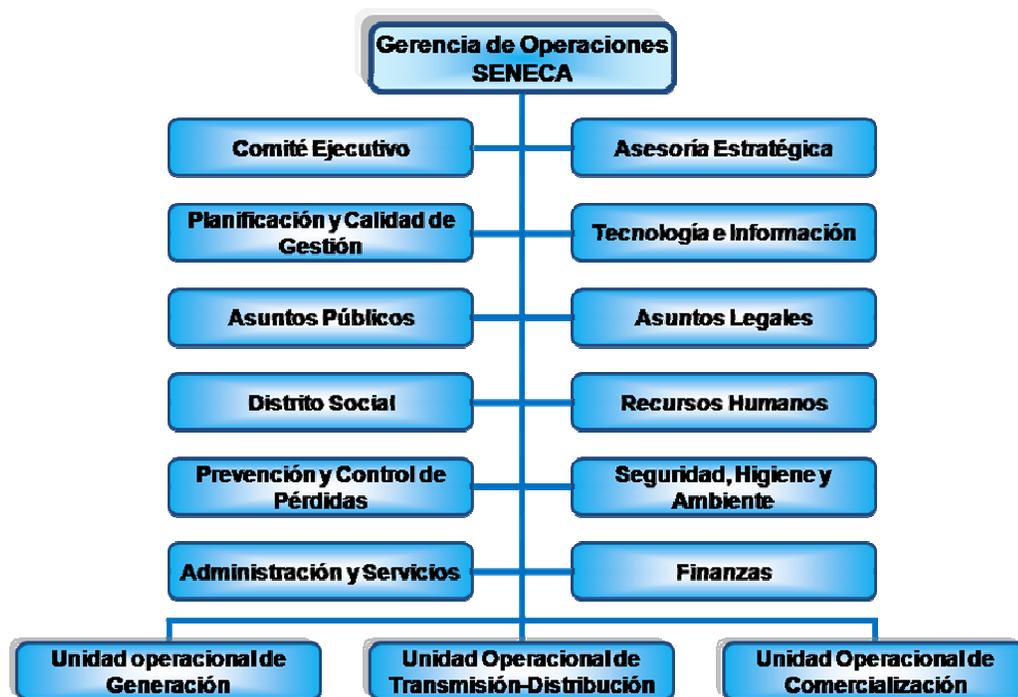


Figura 1.1. Estructura Organizativa de SENECA [2]

Para satisfacer la demanda de energía, en este estado insular, existen dos parques generadores, la Planta Luisa Cáceres de Arismendi (PLCA) y la Planta Coche, pertenecientes ambas a SENECA. La Planta Luisa Cáceres se encuentra ubicada en la isla de Margarita, vía La Isleta-El Silguero del sector Macho Muerto, que se encarga de abastecer de fluido eléctrico a dicha isla, y la Planta Coche ubicada en la Isla de Coche para su suministro eléctrico. Dichas plantas a su vez pertenecen a la Unidad Operacional de Generación, la cual mediante su gerencia, es responsable de la operación y el mantenimiento de éstas, para asegurar la producción de energía de acuerdo a la demanda que requieran las Islas, cumpliendo para esto con las leyes del medio ambiente y las normas internas y externas de Seguridad Industrial.

1.6.2 Contexto Específico

A partir de los años 1970, la Isla de Margarita contaba con el suministro eléctrico de un parque de generación ubicado en Pampatar, donde hoy está ubicada la sede principal de SENECA.

La Planta Luisa Cáceres de Arismendi (PLCA) se crea en el año 1976, para ese entonces con dos unidades FIAT BERGAMO a gasoil de 15 Mw cada una, esto debido a la necesidad de sustituir la Planta Diesel de Pampatar por el crecimiento urbano en esa zona, además de la creciente demanda energía de la Isla de Margarita, aumento que se produjo a raíz del cambio a Zona Franca de la Isla en 1970. Dichas unidades, con las que se inauguró la planta, fueron desincorporadas por el término de su vida útil y perdida en su capacidad de generación [3].

El crecimiento de la Planta, en los años subsiguientes, fue paulatino y según las exigencias en el desarrollo de la población, en orden cronológico se tiene [3]:

- ✓ En 1977 se instala la unidad # 3 modelo AEG-KANIS.

- ✓ En 1978 se instala la unidad #4 modelo AEG-KANIS.
- ✓ En 1988 se instalan las unidades 5 y 6 modelo HITACHI.
- ✓ En 1991 se instalan las unidades 7 modelos HITACHI y 8 modelos GENERAL ELECTRIC.
- ✓ En 1996 se instala la unidad 9 modelo General Electric.
- ✓ En 2000 se instalan las unidades 10 y 11 modelo ALSTOM GENERAL ELECTRIC, y en este mismo año también se incorporan seis (6) unidades Diesel EMD (GENERTEK), para compensar las cargas en las horas punta, al final del año 2007, estas unidades fueron desincorporadas del sistema eléctrico.
- ✓ Para 2002 se incorporaron al sistema eléctrico doce (12) unidades Diesel CARTEPILLAR, también para compensar las cargas en las horas punta, al final del año 2007 estas unidades fueron desincorporadas.
- ✓ En el año 2007, como políticas gubernamentales, se fueron incorporando generación distribuida con unidades MTU, en bloques de 8 unidades.
- ✓ La más reciente adquisición corresponde a dos (2) unidades turbogeneradoras FT8 de 25 Mw, instaladas a finales de 2009 y comienzos de 2010.

En resumen, actualmente se cuenta con once (11) unidades turbogeneradoras, de las cuales siete (7) son unidades FRAME V de 22 Mw cada una, dos (2) unidades

FRAME VI de 40 Mw cada una y las dos (2) unidades restantes modelo FT8 de 25 Mw cada una, pertenecientes al Departamento de Generación de dicha planta. Debido al déficit energético en la isla, SENECA se vale de siete (7) parques de motores generadores, pertenecientes a La Electricidad de Caracas, pero que le prestan servicios a SENECA por el hecho de ser filiales, ambas, de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC). Estos parques se encuentran cuatros (4) en Planta Luisa Cáceres de Arismendi, uno (1) en el Sector Los Millanes, uno (1) en el sector Boca de Río y el ultimo instalado en el sector Las Hernández.

El sistema eléctrico adjunto para la transmisión de la energía generada, cuenta con doce (12) subestaciones ubicadas a lo largo del territorio insular (una de estas dentro de la planta) encargadas de distribuir la energía eléctrica. Estas subestaciones son las siguientes:

- Luisa Cáceres
- Las Hernández
- Los Millanes
- La Asunción
- Los Robles
- Conejeros
- Pampatar
- Porlamar
- Boca de Río
- Aricagua
- Morropo
- Aeropuerto

Dentro de las instalaciones de la Planta de Generación se desempeña distintas labores, que tienen como único propósito la producción de energía eléctrica, por ello el esquema organizativo para cumplir con este objetivo es el mostrado en la figura 1.2, cabe destacar que este organigrama también está sujeto a cambios debido a la reestructuración de la empresa operadora del servicio eléctrico. Dicha Planta está dividida en ocho (8) zonas distintas, tal como se muestra en la figura 1 del Apéndice A.

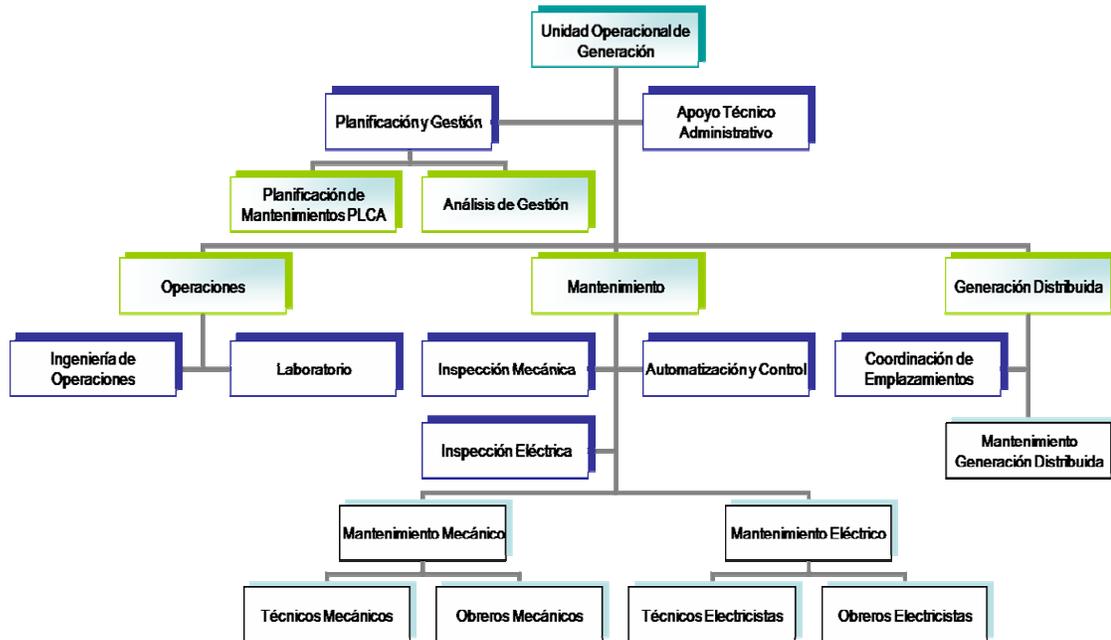


Figura 1.2. Organigrama de Trabajo Planta Luisa Cáceres de Arismendi.

CAPITULO 2:

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes.

Para el año 2004, motivado a la creación del proyecto VALCOR, cuyo objetivo es cubrir los requerimientos de carga crítica del sistema integral en la Refinería de Puerto La Cruz (RPLC), interconectando mediante un sistema de transmisión de 230 Kv proveniente de la subestación Guanta II, Ruiz K., propone el “Estudio de la Confiabilidad Operacional del Sistema de Generación de Refinería Puerto La Cruz” para determinar si el sistema se encuentra en capacidad de mantener en operación continua la carga correspondiente a RPLC en condiciones normales y de actuar como respaldo ante la pérdida de la red de potencia de 230 Kv [4].

En el año 2005, con la finalidad de cuantificar la continuidad del servicio eléctrico y pronosticar un futuro aumento en la demanda, Tillerio A., propone como trabajo de grado la “Evaluación de la Confiabilidad del Sistema de Generación Oriental y Efecto que Causa una elevación del Nivel de Tensión de Planta Guanta de 115 Kv a 230 Kv”, esto para establecer ciertos parámetros o índices de confiabilidad a fin de establecer un modelo estadístico, que permita a la empresa CADAFE mantener un servicio continuo, seguro y confiable, evitando pérdidas por costos de energía no suministrada [5].

En 2009, Castro M., realizó un trabajo de grado titulado “Estudio de Confiabilidad, Utilizando Cadenas de MARKOV para la Disponibilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia”. Este trabajo de investigación persigue la aplicabilidad de cadenas de MARKOV, en la efectividad de los sistemas eléctricos de potencia,

obteniendo la disponibilidad, mantenibilidad y confiabilidad del mismo, para así tomar medidas respectivas y garantizar la calidad del suministro de energía [6].

2.2 Definiciones

Los términos relacionados con los estudios de confiabilidad de sistemas de suministro de energía eléctrica son los siguientes [1]:

- **Confiabilidad:** Capacidad de suministrar en todo lugar y todo instante la demanda de los consumidores con adecuados niveles de calidad. Es la posibilidad que tiene un sistema de realizar las funciones para las que fue diseñado.
- **Adecuación:** Capacidad de satisfacer los requerimientos de potencia y energía de los consumidores respetando los límites técnicos de los componentes y teniendo en cuenta las salidas de servicio planificadas e imprevistas de componentes.
- **Seguridad:** Capacidad para soportar perturbaciones imprevistas tales como cortocircuitos o pérdidas de componentes sin violar restricciones operativas. Un aspecto importante de la seguridad se caracteriza a través de la integridad, definida como la capacidad de preservar la operación interconectada en caso de ocurrencia de contingencias severas.
- **Sistema:** Es un grupo de componentes vinculados con determinada configuración, para cumplir con una función específica.
- **Componente:** Es un ítem con una función operativa determinada que se considera como una unidad a los fines del análisis de datos de fallas y de la

modelación desde el punto de vista de la confiabilidad. Es un bien económico, técnico y sujeto a mantenimiento.

- **Estado:** Es la forma en que se encuentra un conjunto de atributos en un instante determinado.
- **Estado de disponibilidad:** Es la condición de un componente cuando es capaz de realizar las funciones de él requeridas.
- **Estado en servicio:** El componente se encuentra disponible, energizado y conectado al sistema.
- **Reserva:** Es la condición en que se encuentra un componente fuera de servicio, pero apto para cumplir su función.
- **Estado fuera de servicio o de indisponibilidad:** Es el estado de un componente caracterizado por su incapacidad para realizar las funciones requeridas.
- **Estado fuera de servicio parcial:** Es el estado de un componente parcialmente energizado pero no conectado en todos sus terminales de modo que no realiza algunas de sus funciones en el sistema.
- **Estado con capacidad disminuida:** Es el estado de un componente que puede ser puesto en servicio y realizar sus funciones pero no es capaz de operar con su capacidad nominal.
- **Salida de servicio planificada:** Salida de servicio para inspección, pruebas o mantenimiento.

- **Salida de servicio no planificada:** Toda salida de servicio no programada previamente.
- **Salida de servicio forzada:** salida de servicio que no puede ser diferida.
- **Salida de servicio no planificada diferible:** Salida de servicio no planificada que puede ser diferida para realizar maniobras o transferencia de la carga.
- **Salida de servicio de causa común:** Salida de servicio de dos o más componentes causada por un único incidente, no siendo una causa de la otra.
- **Perturbación:** Evento que provoca variaciones en frecuencia, tensiones y/o corrientes.
- **Falla:** Evento con el que termina la capacidad de un componente para realizar su función.
- **Carga no suministrada:** Potencia de carga no suministrada debido a salidas de servicio en el sistema de generación o transmisión.

2.3 Confiabilidad.

No resulta fácil establecer una definición para la confiabilidad, seguridad y calidad de servicio en forma general, de tal manera que abarque todos los aspectos y variables que entre en juego. Ello sobre todo, a raíz de las diversas y conflictivas visiones que se tienen sobre el tema.

Esto se ve aún más complicado en el marco actual de los sistemas eléctricos, donde se ha dado paso a la incorporación de numerosas reformas, hecho que ha modificado el entorno y marco dentro del cual se ha de desenvolver y operar el sistema.

En la mantención de ciertos niveles de confiabilidad y en la operación de la red general, se deben considerar las limitaciones y características de las unidades generadoras, la restricción de los sistemas de transmisión, junto a otros factores como procedimientos de operación, la responsabilidad que le cabe a cada participante de la red y muchos otros factores relevantes al momento de verificar la seguridad del sistema.

Generalmente se asocia la confiabilidad con el segmento de distribución. Utilizando para ello índices de confiabilidad para distintas características de las interrupciones, y sesgando en definitiva la utilización del término. Ello motivado quizás, por la responsabilidad de entregar la energía al usuario final, y en definitiva de traspasar el nivel de eficiencia en el servicio [7].

Por otra parte no existe una definición ni tampoco una aplicación estándar que se utilice en todos los sistemas eléctricos, ya que de acuerdo a la experiencia, ésta se adecua principalmente al nivel de desarrollo existente en cada sistema, por lo cual cada regulación presenta matices variados, acorde a sus criterios de operación y planificación, aunque se puede encontrar una estructura general en lo conducente al cumplimiento de ciertos criterios de confiabilidad, la cual claramente no es única [7].

Por lo confuso y ambiguo que resulta el definir y enmarcar términos como la confiabilidad, seguridad y calidad, resulta de utilidad comenzar planteando algunas definiciones que se dan de confiabilidad según investigaciones, organismos internacionales:

Según Resource, “La confiabilidad es una medida de la habilidad de una empresa de servicio público para entregar un servicio eléctrico ininterrumpido a sus clientes” [8].

Según IEEE, “Es la habilidad para desempeñar una función específica bajo ciertas condiciones por un determinado período de tiempo (general)”. “Probabilidad que cierto equipo opere sin fallas sobre un determinado periodo de tiempo” [9].

Según Billiton R., “Resulta necesario reconocer la generalidad del término confiabilidad, en un orden más bien general que específico, se define como la habilidad global del sistema para desempeñar su función” [10].

Según la industria Edison Electric, “Es la habilidad del SEP, para entregar ininterrumpidamente el suministro eléctrico a consumidores y resistir perturbaciones repentinas como cortocircuitos o la pérdida de componentes importantes del sistema. Esto abarca tanto la confiabilidad del sistema de generación como la del sistema de transmisión y distribución. La confiabilidad puede ser evaluada por la frecuencia, duración y magnitud de cualquier efecto adverso en el servicio a los consumidores” [11].

A partir de las interpretaciones dadas para la confiabilidad, se puede identificar un matiz en la mayor parte de ellas, el cual corresponde básicamente a un adecuado funcionamiento del sistema y la entrega de un suministro ininterrumpido en todo instante, tomando en cuenta las fallas a las cuales está sujeto el sistema.

2.3.1 Confiabilidad Operacional.

La Confiabilidad Operacional se define como una serie de procesos de mejoramiento continuo, que involucran en forma sistémica, avanzadas herramientas

de diagnóstico, metodologías de análisis y nuevas tecnologías, para optimizar la gestión, planeación, ejecución y control, de la productividad industrial.

Con la finalidad de mejorar la rentabilidad de los procesos productivos, cada día se dedican enormes esfuerzos destinados a visualizar, identificar, analizar, implantar y ejecutar actividades para la solución de problemas y toma de decisiones efectivas y acertadas, que involucren un alto impacto en las áreas de seguridad, ambiente, metas de producción, calidad de productos, costos de operación y mantenimiento, así como garantizar una buena imagen de la empresa y la satisfacción de sus clientes y del personal que en ella labora [12].

En resumen, lo antes expuesto se puede considerar como el objetivo fundamental que persigue la filosofía de las empresas de Clase Mundial, donde se focaliza el esfuerzo en cuatro grandes aspectos, como se muestra en la figura 2.1.

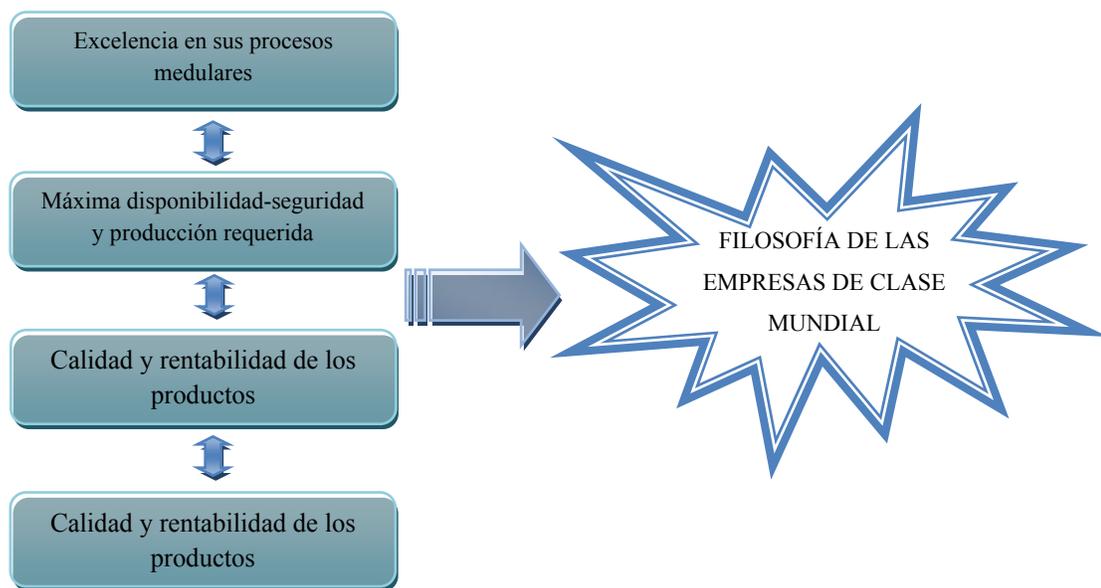


Figura 2.1. Los cuatro grandes aspectos de de una empresa de clase Mundial [13]

- ✓ **Excelencia en sus procesos medulares.** Se parte del principio de que el esfuerzo por alcanzar y mantener un nivel de excelencia debe concentrarse en los procesos medulares de la empresa, es decir, en su razón de ser.
- ✓ **Máxima disponibilidad – Máxima seguridad y producción requerida.** La meta del negocio debe centrarse en obtener el nivel de disponibilidad, que satisfaga y oriente las actividades hacia los niveles de producción que realmente son requeridos, con elevados estándares de seguridad.
- ✓ **Calidad y rentabilidad de los productos.** Los productos que se generan deben ser de la más alta calidad, con una estrategia orientada a la mejor relación costo–beneficio que garantice la máxima rentabilidad.
- ✓ **Motivación y satisfacción del personal.** El personal que labora en la empresa debe estar altamente motivado e identificado. Asimismo tanto el personal como los clientes deben estar satisfechos con el nivel de servicio y/o la gestión que se les brinda.

Las empresas que han logrado alcanzar estos cuatro estándares pertenecen al privilegiado grupo de la categoría de Clase Mundial y el aspecto que las identifica es la aplicación de prácticas comunes denominadas las Diez Mejores Prácticas, y que corresponden con [13]:

- ✓ Trabajo en equipo.
- ✓ Contratistas orientados a la productividad.
- ✓ Integración con proveedores de materiales y servicios.
- ✓ Apoyo y visión de la gerencia.
- ✓ Planificación y programación proactiva.
- ✓ Mejoramiento continuo.

- ✓ Gestión disciplinada de procura de materiales.
- ✓ Integración de sistemas.
- ✓ Gerencia de paradas de plantas.
- ✓ Producción basada en confiabilidad

La Confiabilidad Operacional se aplica generalmente en los casos relacionados con [13]:

- ✓ Elaboración / revisión de los planes de mantenimiento e inspección en equipos estáticos y dinámicos.
- ✓ Establecer alcance y frecuencia óptima de paradas de plantas.
- ✓ Solución de problemas recurrentes en equipos e instalaciones que afectan los costos y la confiabilidad de las operaciones.

2.3.2 Parámetros que conforman la confiabilidad operacional.

Las principales características que comprenden el estudio de la confiabilidad operacional de un determinado proceso son [4]:

- ✓ El mejoramiento de la confiabilidad operacional se puede conseguir mediante mucha iniciativa.
- ✓ No existe una metodología única que determine todos sus aspectos, más bien se hacen interactuar los aspectos más importantes o aplicables de cada una de las metodologías ya existentes.
- ✓ Depende de la interacción entre los equipos, procesos, humano y ambiente organizacional.
- ✓ La presencia ineludible de la incertidumbre coloca a la confiabilidad en el ámbito de las decisiones basadas en riesgo.

De acuerdo a esto, un proceso de gestión de confiabilidad se basa en cuatro parámetros fundamentales: confiabilidad humana, confiabilidad de los procesos, mantenibilidad de los equipos y la confiabilidad de los equipos, tal como se muestra en la figura 2.2. La variación en conjunto o individual que pueda sufrir cada uno de estos cuatro parámetros, afectará el comportamiento global de la confiabilidad operacional de un determinado sistema [4].



Figura 2.2. Integración de la confiabilidad operacional [4]

- ✓ La confiabilidad humana que involucra “la parte blanda” de la empresa, es decir la estructura organizacional de todo, tipo de gerencia, cultura de la empresa, sistemas administrativos, etc. Se requiere de un alto compromiso de la gerencia para liderar los procesos de capacitación, motivación e incentivación de los equipos de trabajo.
- ✓ La confiabilidad del proceso abarca todo lo que corresponde a procedimientos, procesos y operaciones en el sistema, en rangos por debajo de la capacidad de diseño, es decir sin generar sobrecarga.
- ✓ La confiabilidad de los equipos está orientada hacia las estrategias que se deben tomar para la efectividad de los equipos, los mantenimientos a realizar, el tipo

de material a usar, la forma y procedimiento del ensamblaje, estos aspectos con el fin de evitar paradas de emergencia de los equipos. Este parámetro se puede medir con el indicador del Tiempo Medio Entre Fallas.

- ✓ La confiabilidad de los procesos de mantenimientos se enfoca hacia el mantenimiento de los activos, las habilidades básicas que puede desarrollar el personal, la efectividad y la calidad del mantenimiento. Se trata de la probabilidad de que un equipo pueda ser restaurado a su estado operacional en un periodo de tiempo determinado.

2.4 Metodologías y herramientas usadas para determinar la confiabilidad de un sistema de generación de energía eléctrica.

La confiabilidad como metodología de análisis debe soportarse en una serie de herramientas que permitan evaluar el comportamiento del componente de una forma sistemática a fin de poder determinar el nivel de operatividad, la magnitud del riesgo y las acciones de mitigación y de mantenimiento que requiere el mismo para asegurar al dueño del activo su integridad y continuidad operacional.

El empleo de las herramientas de confiabilidad permite detectar la condición más probable en cuanto al comportamiento de un activo, ello a su vez proporciona un marco referencial para la toma de decisiones que van a direccionar la formulación de planes estratégicos. En el esquema que se observa en la figura 2.3, se presentan los pasos que se deben seguir para la realización de un estudio de confiabilidad en un sistema de generación de energía eléctrica.

A continuación se describen algunas de estas metodologías y herramientas de confiabilidad más utilizadas a nivel mundial [4].

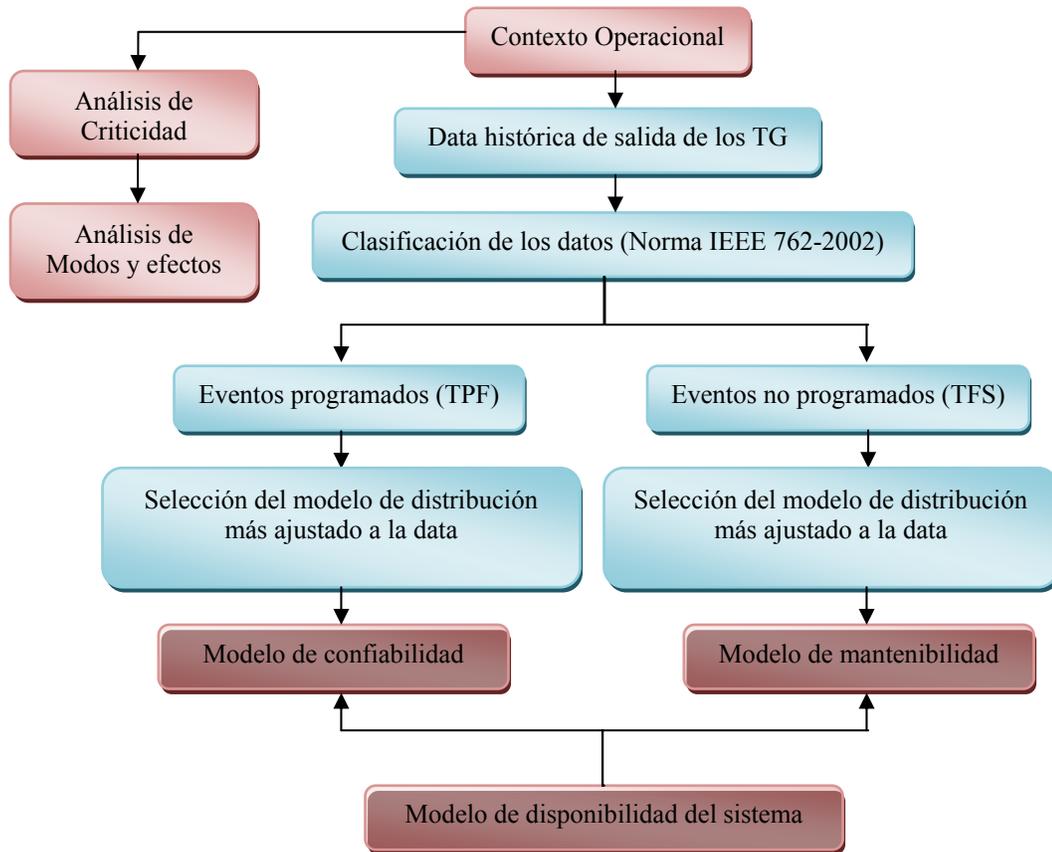


Figura 2.3. Metodología y herramientas para el estudio de confiabilidad de un sistema de generación de energía eléctrica [4].

2.4.1 Contexto operacional.

La información que debe ser recopilada para el desarrollo del contexto operacional se esquematiza en la figura 2.4, y entre sus aspectos más relevantes se tiene:

- ✓ Perfil y ambiente de operación
- ✓ Calidad/disponibilidad de los insumos requeridos (combustible, aire, etc.)
- ✓ Alarmas, monitoreo de primera línea.
- ✓ Políticas de repuestos

- ✓ Esquemáticos del sistema y/o diagramas de bloque o unifilares
- ✓ Manual de diseño y operación de los sistemas

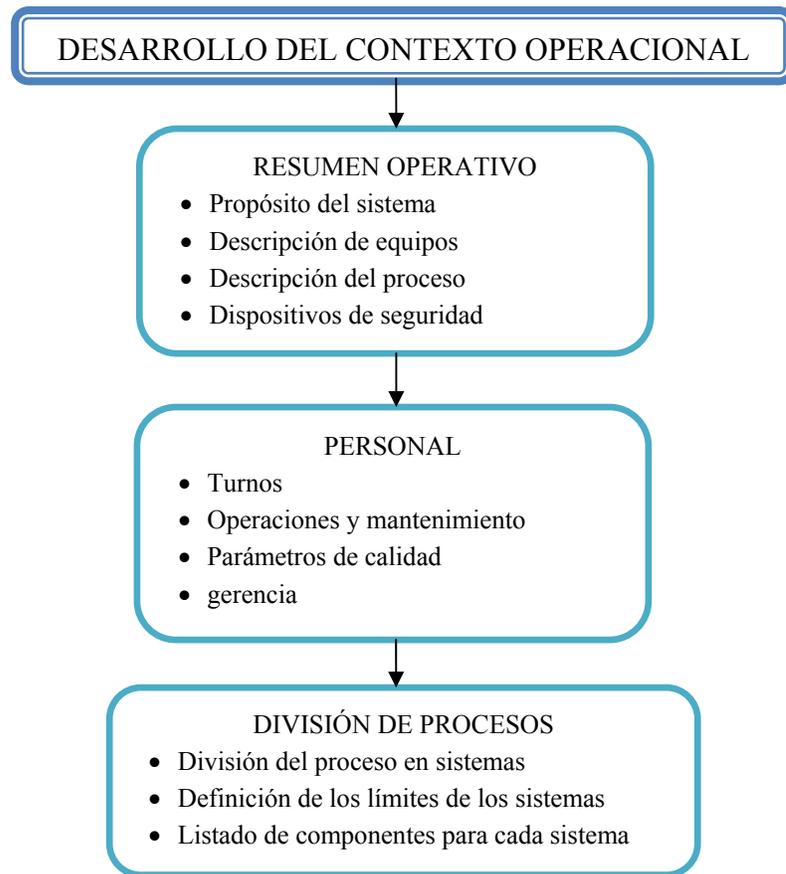


Figura 2.4. Definición del contexto operacional [4].

2.4.2 Clasificación de los Datos

En esta etapa se procede a analizar detalladamente los datos recopilados y clasificarlos según los parámetros de ocurrencia, haciendo uso de las normas IEEE 762-1987 (2002) “*Recommended Practice for the desing of reliable industrial and commercial power systems*”. A partir de esto se obtendrán dos tipos de eventos, los cuales son [4]:

✓ **Definición de falla:** Una falla es una condición que puede interrumpir la continuidad o la secuencia ordenada de un proceso o de un sistema dinámico, alterando su desenvolvimiento. En sistemas de generación de energía eléctrica, se considera la ocurrencia de una falla como la pérdida total del funcionamiento del equipo, aún cuando afecte o no la función principal del sistema, lo cual trae como consecuencia la aplicación de un mantenimiento correctivo. Las causas de una falla pueden ubicarse en una de las siguientes categorías:

- Defectos de diseño
- Defectos de los materiales
- Ensamblaje o instalación defectuosos
- Imprevistos en las condiciones de servicio
- Mantenimiento deficiente
- Malas prácticas de operación

✓ **Recolección de datos:** Se realiza a partir de archivos y datos históricos disponibles por la empresa, así como también a partir de entrevistas con operarios y personal en general para obtener todos los datos necesarios, durante un período mínimo de un año. La información concerniente a la puesta fuera de servicio, bien sea por falla o por mantenimiento, de los turbogeneradores y sus causas, debe ser ordenada considerando los siguientes aspectos:

- **Datos de la parada:**
 - Hora:** indica la hora de parada del turbogenerador
 - Fecha:** indica la fecha de parada del turbogenerador
- **Datos del arranque o puesta en marcha**
 - Hora:** indica la hora de arranque del turbogenerador
 - Fecha:** indica la fecha de arranque del turbogenerador

- **Tiempo de reparación:** indica el tiempo que se tardó para la corrección de la falla y dejar disponible al turbogenerador en la correspondiente de salida (Tiempo fuera de servicio).
 - **Tiempo en servicio:** indica el tiempo que duró en servicio desde la última falla (tiempo operativo).
 - **Descripción del evento:** Breve comentario sobre el motivo de la salida.
- ✓ **Eventos no programados:** Este tipo de eventos está referido a las paradas no programadas (fallas) a partir de los cuales se obtiene los tiempos para fallar (TPF) y los tiempos fuera de servicio (TFS) registrados para cada equipo, los cuales son las bases para el análisis de confiabilidad, haciendo referencia a la norma IEEE 762-2002
- ✓ **Eventos programados:** Este tipo de eventos están referidos a los tiempos fuera de servicio (TFS) registrados para cada equipo, bien sea por mantenimiento preventivo o pruebas realizadas previamente planificadas según ciertos parámetros de ocurrencia definidos en la norma IEEE 762-2002.

2.4.3 Estimación de la Confiabilidad

Los componentes de un sistema de suministro de energía eléctrica están sujetos a influencias mecánicas, térmicas, electromagnéticas y físico-químicas que constituyen el complejo condicionante de su comportamiento de operación.

Aunque en la técnica siempre hay entre la ocurrencia de un determinado fenómeno y sus causas, una relación causa-efecto perfectamente definida, debido a la complejidad de estas relaciones y al conocimiento incompleto de las mismas no es posible prever con exactitud su comportamiento futuro.

La teoría de la probabilidad ofrece la posibilidad de determinar funciones y parámetros útiles para describir cuantitativa y objetivamente dicho comportamiento [1].

2.4.3.1 Índices e indicadores de confiabilidad.

La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de la confiabilidad. Las empresas de servicio eléctrico normalmente llevan un registro de esos eventos ocurridos, posteriormente con ellos se puede evaluar el desempeño de su sistema y algunos indicadores. La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento de la red, basado en el desempeño pasado, ayudando a la toma de decisiones de sobre modificaciones de componentes del sistema de potencia, políticas de mantenimiento y operación [6]. Algunos ejemplos típicos de índices calculados para determinar la confiabilidad son:

✓ *Tiempo Operativo*

Es el tiempo en el cual el equipo permanece en operación continua.

✓ *Tiempo Promedio Para Fallar (TPPF)*

Se refiere al promedio del tiempo que es capaz de operar un equipo sin interrupciones dentro del período que inicia con la puesta en servicio del equipo, hasta la aparición de una falla [4]. Este constituye un indicador indirecto de la confiabilidad del equipo o sistema. El tiempo medio entre falla también es llamado “Tiempo Promedio Operativo” o “Tiempo Promedio hasta la Falla”.

$$TPPF = \frac{\sum_{i=1}^n TEF_i}{n} = \frac{\text{Horas de Operación}}{\text{Números de Fallas}} \quad (\text{Ec.2.1})$$

Donde:

TPPF: tiempo promedio para fallar

TEF: tiempo entre fallas

n: número de fallas

✓ *Tiempo Promedio Fuera de Servicio (TPFS):*

Es la medida de la distribución del tiempo de reparación de un equipo o sistema, bien sea por mantenimiento o por fallas. Este indicador mide la efectividad en restituir la unidad a condiciones óptimas de operación una vez que la unidad se encuentra fuera de servicio por un fallo o por un mantenimiento, dentro de un período de tiempo determinado. Para un diseño dado, si las reparaciones se realizan con personal calificado y con herramientas, documentación y procedimientos prescritos, el tiempo de fuera de servicio depende de la naturaleza del fallo y de las mencionadas características de diseño. Este tiempo incluye tiempo en el cual se consiguen los repuestos, mano de obra y tiempo de duración de la parada hasta la puesta en marcha [14].

$$TPFS = \frac{\sum_{i=1}^n TFS_i}{n} = \frac{\text{Horas Fuera de servicio}}{\text{Números de Mcto}} \quad (\text{Ec.2.2})$$

Donde:

TPFS: tiempo promedio fuera de servicio

TFS: Tiempo fuera de servicio

✓ *Tiempo Promedio Para Reparar (TPPR)*

Es el tiempo promedio para restaurar la función de un equipo, máquina, línea de producción o proceso después de una falla funcional, incluye el tiempo para diagnosticar la falla, tiempo para conseguir los repuestos, tiempo de planeación del mantenimiento, etc. Este índice es usado como medidor de la mantenibilidad, el cual debe bajar para aumentar dicha mantenibilidad; se obtiene dividiendo el total de las reparaciones entre el número de reparaciones realizadas en un tiempo determinado, expresando la ecuación de la siguiente manera [14]:

$$TPPR = \frac{\sum_{i=1}^n TPR}{n} = \frac{\text{Horas de reparación}}{\text{número de reparaciones}} \quad (\text{Ec.2.3})$$

✓ *Tiempo Promedio de Mantenimiento (TPM)*

Es el tiempo promedio que una máquina esta fuera de servicio debido a acciones de mantenimientos preventivos programados. Su expresión matemática está definida como la sumatoria de los tiempos empleados para mantenimientos entre la cantidad de mantenimientos realizados en un período de tiempo determinado.

$$TPM = \frac{\sum_{i=1}^n TM}{n} = \frac{\text{Horas de mantenimiento}}{\text{número de mantenimientos}} \quad (\text{Ec.2.4})$$

La figura 2.5 representa gráficamente los tiempos entre fallas de la vida útil de un equipo y sus respectivos tiempos para reparar luego de ocurrida la falla. Es claro que el proceso consiste primero en la ocurrencia de la falla, tiempo para reparar dicha

falla y posteriormente el tiempo entre falla y falla, que es el tiempo que permanece la maquina operativa.

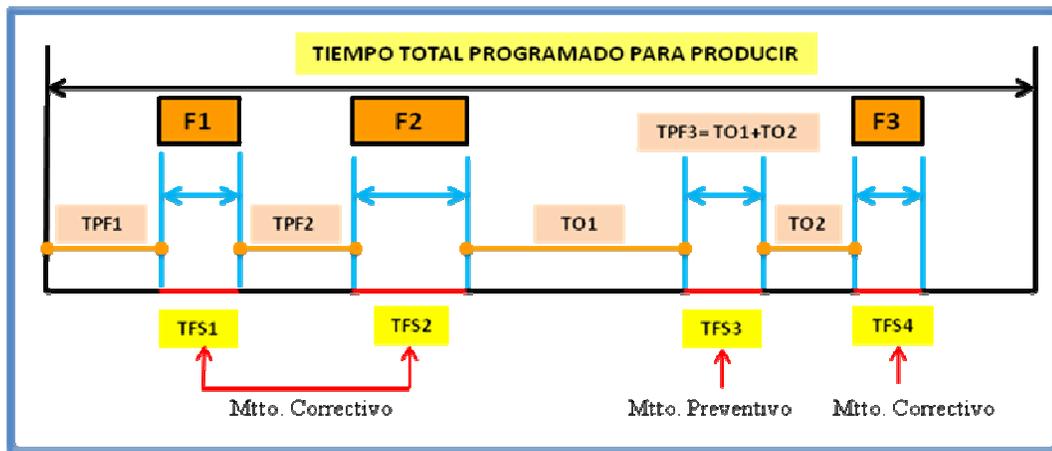


Figura 2.5. Diagrama de funcionamiento del componente. [14]

2.4.3.2 Ley de distribución de los TEF

Existen dos (2) funciones típicas de expresar una ley de distribución:

- ✓ **Función de distribución $F(t)$:** es la probabilidad que la variable aleatoria tome valores menores o igual a un cierto valor dado [15].

$$F(t_1) = P(T \leq t_1)$$

(Ec.2.5)

Propiedades de $F(t)$:

1. Función con argumentos crecientes, $t_2 > t_1$, $t_n > t_{n-1}$
2. Evaluada para $F(-\infty) = 0$
3. Evaluada para $F(+\infty) = 1$

4. La probabilidad que la variable aleatoria tome valores entre dos valores será:

$$P(t_1 < T < t_2) = F(t_2) - F(t_1) \quad \text{si } t_2 > t_1 \quad (\text{Ec.2.6})$$

- ✓ **Función de densidad $f(t)$:** es la derivada de la función de distribución $F(t)$ respecto a la variable aleatoria [15].

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \quad (\text{Ec.2.7})$$

Propiedades de la $f(t)$:

1. La propiedad que la variable aleatoria tome valores entre dos (2) magnitudes cualquiera es:

$$P(t_1 < T < t_2) = \int_{t_1}^{t_2} f(t) dt \quad \text{para } t_2 > t_1 \quad (\text{Ec.2.8})$$

2. Su integral evaluada entre el infinito negativo y el infinito positivo es igual a la unidad:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} f(t) dt = 1 \quad (\text{Ec.2.9})$$

3. Su integral evaluada desde el infinito negativo hasta cierto valor de la variable aleatoria equivale a la función de distribución $F(t)$ evaluada en ese valor:

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

$$\int_{-\infty}^{t_1} f(t) dt = p(T < t_1) = F(t_1) \quad (\text{Ec.2.10})$$

4. Su integral evaluada desde cierto valor de la variable aleatoria hasta el infinito positivo equivale a la función complementaria de la función de distribución

$$\int_{t_1}^{+\infty} f(t) dt = p(T > t_1) = 1 - F(t_1) = R(t_1) \quad (\text{Ec.2.11})$$

Si la variable aleatoria “T” fuese el tiempo de trabajo útil hasta la aparición de la falla, entonces la función de distribución F(t) representa la probabilidad de falla del equipo hasta cierto punto dado. La función complementaria expresará la probabilidad de trabajo sin falla hasta ese mismo valor de tiempo y ambas sumaran la unidad. Se deduce que [15]:

$$R(t_1) + F(t_1) = 1 \quad (\text{Ec.2.12})$$

Que las denominaremos de ahora en adelante:

- R(t)= función de confiabilidad o fiabilidad
- F(t)= función de falla

2.4.3.3 Métodos para el cálculo de la confiabilidad de componentes.

Para calcular la confiabilidad existen diferentes métodos paramétricos que se fundamentan en la distribución estadística existente, entre ellos [15]:

- ✓ Tiempo promedio para fallar (TPPF): Período de tiempo más probable entre dos fallas continuas se calcula a través de la ecuación 1.

- ✓ Tasa de falla ($\lambda(t)$): Constituye el número de fallas que se ostentan en un instante de tiempo t . Esta expresada en términos de fallas/hora.
- ✓ Distribución de Weibull: es un modelo que representa todos los periodos de vida de un equipo; es un método flexible para estimar la confiabilidad; tiene tres parámetros que permiten ajustar la data experimental u operacional a dicha distribución. Para su utilización se precisa de un banco de datos (TEF), de 25 lecturas como mínimo. Las expresiones matemáticas por las cuales se rige esta distribución se enumeran a continuación:

- ✓ Confiabilidad en un instante t :

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (\text{Ec.2.13})$$

- ✓ Tasa instantánea de falla:

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \text{ para } t \geq \gamma, \beta > 0 \text{ y } \eta > 0 \quad (\text{Ec.2.14})$$

- ✓ Esperanza matemática:

$$A\eta + \lambda \quad (\text{Ec.2.15})$$

- ✓ Desviación Típica:

$$\sigma = B * \eta \quad (\text{Ec.2.16})$$

- ✓ Densidad de probabilidad:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} * e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \text{ para } t \geq \gamma \quad (\text{Ec.2.17})$$

Donde:

β = Parámetro de forma ($\beta > 0$)

η =Parámetro de escala ($\eta > 0$)

γ = Parámetro de posición ($-\infty < \gamma < +\infty$)

Parámetro de forma (β): este sirve para determinar el período de vida del componente

- Si $\beta < 1$, $\lambda(t)$ decrece (período de arranque, “juventud”)
- Si $\beta = 1$, $\lambda(t)$ constante (período de operación “normal”)
- Si $\beta > 1$, $\lambda(t)$ crece (período de desgaste que puede orientar al diagnóstico de falla)

Parámetro de posición (γ): se determina mediante la aplicación del método gráfico de Weibull. Si se logra ajustar los puntos que describen la gráfica a una recta entonces $\gamma = 0$, caso contrario, si la gráfica resulta una curva, el valor de $\gamma \neq 0$.

Parámetro de escala (η): Se utiliza para ajustar los datos del historial a una distribución en particular.

- ✓ Distribución Exponencial: se aplica a los equipos que se encuentran en un período de vida útil cuando su tasa de falla sea constante, lo que ocurre en la segunda fase de la vida de numerosos componentes. Las fallas aparecen con causas independientes entre ellas e independientes del tiempo. La expresión matemática la indica la ecuación 2.18.

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (\text{Ec.2.18})$$

La tasa de falla se calcula mediante la ecuación 2.19, mostrada a continuación.

$$\lambda(t) = \frac{1}{\text{TPPF}} \quad (\text{Ec.2.19})$$

Si la tasa de falla es constante, entonces $\lambda(t)=\lambda$ en el período normal de un equipo, obteniéndose las ecuaciones de densidad de probabilidad (2.20) y probabilidad de falla (2.21).

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (\text{Ec.2.20})$$

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (\text{Ec.2.21})$$

Propiedades de la distribución exponencial:

$$\checkmark \quad \bar{t} = \text{Media} = \frac{1}{\lambda} = \text{TPPF} = \frac{1}{\eta} \quad (\text{Ec.2.22})$$

$$\checkmark \quad \text{Desviación Standart} = \text{DS} = \sigma = \bar{t} = \frac{1}{\lambda} \quad (\text{Ec.2.23})$$

- ✓ Las $\lambda(t)$, razón o tasa de fallas son aditivas
- ✓ Los TPPF no son aditivos

- ✓ La distribución no tiene memoria. La unidad fallará a $t=0$, así como sobrevivirá hasta t .

2.4.3.4 Períodos de vida de los componentes.

La experiencia ha demostrado que durante la explotación de las máquinas, existen tres etapas bien definidas y diferenciables, las cuales se pueden observar en la figura 2.6. Las gráficas representan el comportamiento de la tasas de fallas en equipos electrónicos y mecánicos, en las cuales se pueden distinguir tres períodos bien definidos: período de arranque o mortalidad infantil, período de operación normal y período de desgaste, dando la forma a la curva, a la cual se le denomina “curva de la bañera” [16].

- ✓ *Mortalidad Infantil*: es la fase inicial de la vida de un equipo. Se caracteriza por ser el periodo en el cual el equipo presenta una alta proporción de fallas producto de defectos de diseños no corregidos, errores en la fabricación y el montaje, componentes fuera de especificación durante el ensamblaje. Además en el caso de equipos mecánicos, las fallas se producen debido a que sus elementos todavía no están ajustados a sus tolerancias naturales. El proceso de eliminación de estas fallas coincide con el periodo de garantía, en el cual los fabricantes reconocen la existencia de fallas de juventud. Estas fallas van disminuyendo hasta que el equipo “toma su cauce normal”. Su tasa de falla ($\lambda(t)$) es decreciente. Es un período con poca importancia dentro de la gestión de mantenimiento. Su caracterización matemática está definida por:

$$\frac{d}{dt}(\lambda(t)) < 0 \text{ para } 0 \leq t < \infty$$

(Ec.2.24)

- ✓ *Operación Normal*: periodo que abarca la mayor parte del equipo; la tasa de falla se mantiene constante la ocurrencia de fallas es aleatoria, es decir, la probabilidad de falla es la misma en cualquier instante de tiempo, por lo tanto es difícil predecir, no depende del tiempo transcurrido desde la última falla pero cumple con la ley exponencial. Su caracterización matemática es:

$$\frac{d\lambda(t)}{dt} = 0 \text{ para } 0 \leq t < \infty \quad (\text{Ec.2.25})$$

- ✓ *Desgaste*: etapa en la cual la tasa de falla deja de ser constante. El equipo sufre un proceso de deterioro físico, por el roce mecánico u otras consideraciones. Las fallas son debidas a: desgaste mecánico, fatiga, deformación, corrosión, entre otros. Su expresión matemática está definida como:

$$\frac{d\lambda(t)}{dt} > 0 \text{ para } 0 \leq t < \infty \quad (\text{Ec.2.26})$$

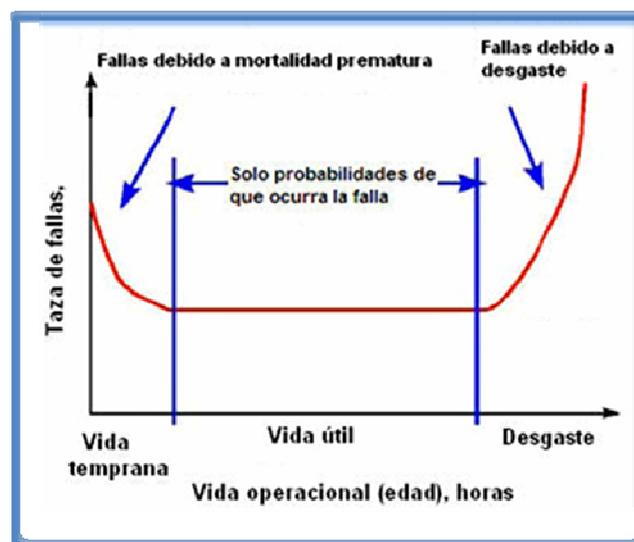


Figura 2.6. Períodos de vida de una máquina “Curva de la Bañera” [15]

Entre las probabilidades condicionales de fallos contra la vida útil para una gran variedad de elementos eléctricos y mecánicos, se tienen los de las figuras 2.7

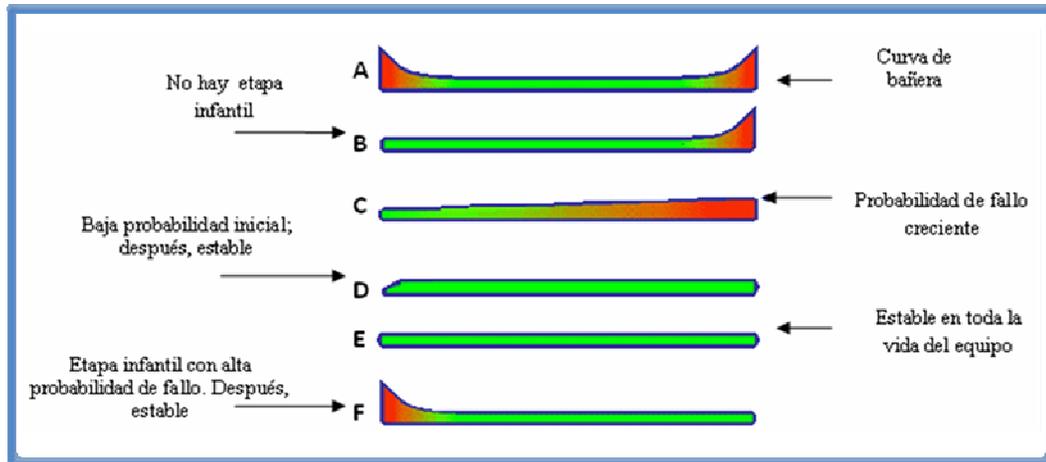


Figura 2.7. Probabilidad condicional de fallos contra la vida útil. [17]

El modelo A “Curva de la bañera”, comienza con una incidencia de fallo alto (conocida como mortalidad infantil o desgaste de rodaje) seguida por una frecuencia de fallo que aumenta gradualmente o que es constante y luego una zona de desgaste.

El modelo B, muestra una probabilidad de fallo constante o ligeramente ascendente, y termina en una zona de desgaste.

El modelo C, muestra una probabilidad de fallo ligeramente ascendente pero no hay una edad de desgaste definida que sea identificable.

El modelo D, muestra una probabilidad de fallo de bajo cuando la pieza es nueva o se acaba de comprar, luego rápido a un nivel constante, mientras el modelo E, muestra una probabilidad constante de fallo en todas las edades (fallo aleatorio).

Finalmente el modelo F, comienza con una mortalidad infantil muy alta, que desciende finalmente a una probabilidad de fallo que aumenta muy despacio o que es constante.

Los pasos para determinar el período de vida en el que se ubica un equipo son los siguientes [17]:

- ✓ Se toman los datos de los tiempos entre fallas, originarios de los registros de paradas diarios que realizan los operadores del equipo, y se ordenan de forma creciente.
- ✓ Se determinan los intervalos de clase, que no son más que cada uno de los intervalos en que pueden agruparse los datos de una variable estadística y se calcula dividiendo el rango entre el número de clase. El número de clase es la raíz cuadrada de la cantidad de intervalos estudiados; el rango es la diferencia entre el límite superior y límite inferior del rango estudiado. Las ecuaciones para calcular estos parámetros son las siguientes:

$$\text{Número de Clase} = \sqrt{N} \quad \boxed{} \quad (\text{Ec.2.27})$$

$$\text{Rango} = LM - lm \quad \boxed{} \quad (\text{Ec.2.28})$$

$$\text{Intervalo de clase} = \frac{\text{Número de clase}}{\text{Rango}} \quad \boxed{} \quad (\text{Ec.2.29})$$

Donde:

N= número de intervalos abarcados en el estudio. Tamaño de la muestra

LM= límite superior del intervalo. Valor máximo de la muestra

lm= límite inferior del intervalo. Valor mínimo de la muestra

- ✓ Se distribuyen las acciones de mantenimiento de acuerdo con los tiempos entre fallas y el intervalo de clase correspondiente, se trata de contabilizar las acciones de mantenimiento durante cada intervalo.
- ✓ Se calcula la media de clase, que correspondería a los tiempos probables de ocurrencia de una falla. Este se obtiene con el valor medio existente en cada intervalo de clase, lo cual se representa en la ecuación 2.30.

$$\bar{t} = \frac{LM + lm}{2} \quad (Ec.2.30)$$

- ✓ Se determina la frecuencia relativa, que es el cociente entre la frecuencia absoluta (Ej. frecuencia de fallas) y el tamaño de la muestra. Este cálculo arrojaría la probabilidad de falla del componente, y se expresa mediante la ecuación 2.31.

$$FR = \frac{F}{N} \quad (Ec.2.31)$$

Donde:

FR= Frecuencia relativa

F=Frecuencia Absoluta

- ✓ Se calcula la tasa de falla para cada intervalo de clase mediante la ecuación 2.32

$$\lambda(t) = \frac{\text{Número de acciones de mantenimiento}}{\text{Intervalo de clase}} \quad (Ec.2.32)$$

- ✓ Se grafica la tasa de falla respecto a los tiempos probables de fallas de cada intervalo vs los tiempos probables de fallas (media de clases). La gráfica

obtenida se compara con los modelos mostrados en la figura 2.7 y se especifica el tiempo de vida del componente.

2.4.3.5 Métodos para el cálculo de la confiabilidad de sistemas

La estructura lógica de un sistema está determinada por la vinculación topológica de sus componentes y por las condiciones de contorno del mismo. Se dice que un sistema tiene una estructura lógica si tiene las siguientes propiedades:

- Cada componente tiene dos estados posibles, operación o falla
- El sistema tiene también dos estados posibles, operación o falla
- Si todos los componentes están en operación el sistema está en operación
- Si todos los componentes están en falla el sistema está en falla
- Si el sistema está en falla, la falla adicional de un componente no puede llevar el sistema al estado de operación y si el sistema está en operación, la reparación de un componente no puede llevar el sistema al estado de falla.

✓ *Sistemas Serie*: cada componente debe funcionar de manera correcta a fin de que el sistema haga lo propio, ya que “la falla de un componente ocasiona la falla del sistema”. La carga a la que están sometidos los componentes de los sistemas en serie es constante y se asume que éstos son independientes. Este modelo se ajusta a los equipos electrónicos, en los equipos mecánicos no se cumple con esta simplificación, ya que las cargas son variables e influyen las condiciones ambientales.

Esquemáticamente, un sistema serie puede representarse como lo muestra la figura 2.8. [15]

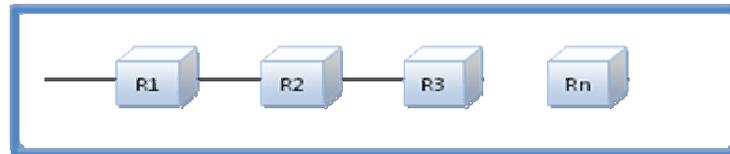


Figura 2.8. Sistemas Serie [Propia]

La confiabilidad del sistema, en esta configuración, viene dada por la ecuación 2.33.

$$R(t)_{SS} = \prod_{i=1}^{i=n} R(t)_i \quad \text{Siendo } i = 1, 2, 3, \dots, n \text{ componentes} \quad (\text{Ec.2.33})$$

La confiabilidad de un sistema serie es menor que el componente que tenga menor confiabilidad y ésta disminuye en la media que aumenten el número de equipos, esto es verdad mientras no se considere la influencia de la variación de la carga, y la resistencia de los diferentes componentes. Hay quienes consideran la confiabilidad de un sistema serie, como la confiabilidad del componente con menor confiabilidad [15].

✓ **Sistemas Paralelo:** se define como aquella en la cual el sistema es exitoso si cualquiera de sus equipos es exitoso. Este tipo de sistemas opera, así uno de sus componentes falle. La confiabilidad aumentará si se acompañan con equipos alternativos o redundantes, estas conexiones redundantes pueden ser activas o pasivas. Es activa cuando ambos equipos están conectados y funcionan simultáneamente y cuando uno falla, el otro asume la carga y es pasiva cuando un

equipo está en stand by esperando que uno de los equipos activo falle para el asumir el servicio. En la figura 2.9 se ilustra la configuración para sistemas paralelos [15].

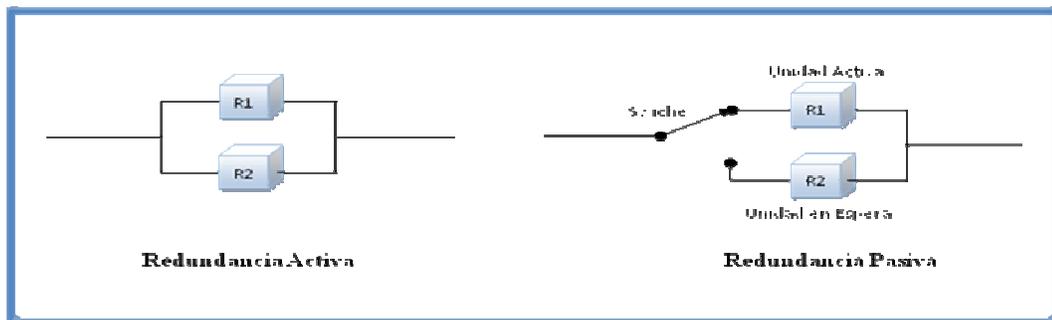


Figura 2.9. Sistemas Paralelo con redundancia [15]

La ecuación para el cálculo de la confiabilidad en sistemas en paralelo está definida como:

$$R(T)_{SP} = 1 - \left(\prod_{i=1}^{i=n} 1 - R(t)_i \right) \quad \text{Siendo } i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (\text{Ec.2.34})$$

✓ **Sistemas “k” de “n” unidades (mixtos):** esta configuración es prácticamente la misma de sistemas en paralelo, pero con una excepción, la cual es que al menos k unidades deben funcionar para que el sistema funcione, es decir, el sistema puede operar hasta un determinado número de unidades fallo. Físicamente están conectados en paralelo, pero operacionalmente no lo están, para esto es recomendable representar el esquema funcional en un solo bloque, recordando que dentro de él hay una serie de combinaciones [4]. La ecuación para calcular la confiabilidad en este tipo de conexión está representada de la siguiente manera [15]:

$$R(t)_{k-n} = \sum_{i=1}^{i=n} G_i \quad (\text{Ec.2.35})$$

Donde G_i sería la sumatoria de los equipos de acuerdo al número de componentes que puedan fallar.

2.4.4 Estimación de la Mantenibilidad

La mantenibilidad, definida como la probabilidad de devolver el equipo a condiciones operativas en un cierto tiempo utilizando procedimientos prescritos, es una función del diseño del equipo (factores tales como accesibilidad, modularidad, estandarización y facilidades de diagnóstico, facilitan enormemente el mantenimiento).

La mantenibilidad tiene que ver con la duración de las paradas por Mantenimiento, o en que tanto tiempo se toma en lograr (fácil y rápido) las acciones de mantenimiento, en relación con los datos. Los datos incluyen el mantenimiento (todas las acciones necesarias para mantener un componente como tal, o restablecerlo a una condición específica) desempeñado por el personal que tiene niveles de especialización, que usa procedimientos y recursos preestablecidos, para cada nivel de mantenimiento establecido. Las características de mantenibilidad son usualmente determinadas por el diseño del equipo, el cual determina los procedimientos de mantenimiento y la duración de los tiempos de reparación [15].

El índice clave para la mantenibilidad es frecuentemente el tiempo promedio para reparar (**TPPR**) y es un límite para el tiempo máximo de reparación. Cualitativamente, este se refiere a la facilidad con que el hardware y el software son restablecidos a su estado de funcionamiento. Cuantitativamente este es una probabilidad y es medido con base en el tiempo de parada por mantenimiento, incluyendo todos los tiempos por: diagnóstico, problemas de “descarga”, desarme, remoción/reemplazo, tiempo activo de reparación, pruebas de verificación para saber si la reparación fue adecuada, demoras por movimientos logísticos, y demoras

administrativas de mantenimiento. La mantenibilidad es frecuentemente expresada como [15]:

$$M(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{TPPR}\right)} \quad (Ec.2.36)$$

TPPR es un promedio aritmético de qué tan rápido el sistema es reparado, y se visualiza más fácil que un valor de probabilidad.

Se debe notar que el simple y fácil de usar, criterio mostrado anteriormente, es frecuentemente expresado en tiempos de reparación exponenciales. Una fórmula mejor y más precisa, requiere una ecuación diferente para las complicadas distribuciones log-normal de tiempos de reparaciones, los cuales están distorsionados hacia la derecha. El resultado de la mantenibilidad es el logro de cortos tiempos de reparación para mantener una alta disponibilidad, de tal manera que sean minimizadas las paradas de los equipos productivos para el control de costos, cuando la disponibilidad es crítica.

2.4.5 Disponibilidad del sistema

La disponibilidad diverge de la duración del tiempo en servicio por operaciones, y es una medida de qué tan frecuente el sistema está bien y listo para operar. Esta es frecuentemente expresada como (tiempo en servicio)/(tiempo en servicio + tiempo en parada) con muchas variantes [18].

EL tiempo en servicio se refiere a la capacidad para desempeñar la tarea y el tiempo de parada se refiere a cuando éste no esté en capacidad de desempeñar tal tarea, así, tiempo en servicio = no-tiempo en parada. Además, la Disponibilidad (en inglés Availability) puede ser el producto de varios términos diferentes, tales como:

$$D = D_{\text{hardware}} * D_{\text{software}} * D_{\text{humano}} * D_{\text{interfaces}} * D_{\text{proceso}}$$

Y configuraciones similares. La Disponibilidad está determinada por el más pequeño de estos tres principales factores [18]:

- 1) incremento del tiempo para fallar,
- 2) decremento de las paradas por reparaciones o Mantenimiento programado, y
- 3) acompañamiento de los numerales 1 y 2 de forma efectiva en costos.

A medida que la disponibilidad crece, la capacidad para producir se incrementa, porque el equipo estará en servicio un mayor porcentaje de tiempo.

La disponibilidad es un término exclusivo de los “equipos reparables”. Para estimar la disponibilidad se requiere analizar estadísticamente los tiempos de operación y los tiempos de reparación.

Es un indicador que permite estimar el porcentaje de tiempo total que se puede esperar que un equipo esté disponible para cumplir la función para la cual fue diseñado.

Para estimar la disponibilidad se deberá calcular $D(t)$, que es la probabilidad de un equipo o sistema de estar operando para su uso durante un período dado. Para calcular la $D(t)$ hay que estimar la media característica para reparar ($\mu(t)$) y la tasa de falla ($\lambda(t)$) [15].

El sistema bajo estudio presenta dos estados, estado exitoso (α) en la ecuación 2.37 y estado de falla (β) en la ecuación 2.38.



(Ec.2.37)

$$P\alpha(t) = \frac{\mu}{\mu+\lambda} + \frac{\lambda}{\mu+\lambda} e^{-t(\lambda+\mu)} \text{ (Disponibilidad)}$$

$$P\alpha(t) = \frac{\mu}{\mu+\lambda} - \frac{\lambda}{\mu+\lambda} e^{-t(\lambda+\mu)} \text{ (Indisponibilidad)} \quad (\text{Ec.2.38})$$

Estas expresiones permiten calcular la probabilidad de éxito α (disponibilidad) y de falla β (indisponibilidad) en cualquier instante del tiempo, y es conocido como disponibilidad teórica.

Frecuentemente son utilizadas dos ecuaciones de disponibilidad, las cuales se explican a continuación.

Disponibilidad inherente: representa el porcentaje del tiempo que un equipo está en condiciones de operar durante un período de análisis, teniendo en cuenta los paros no programados. El objetivo de este indicador es poder medir la disponibilidad propia del equipo con la finalidad de incrementarla, ya que en la medida que esto ocurra, significará que se disminuye el tiempo de parada por fallas o paros no programados del equipo. Esta disponibilidad es tal como es vista por el personal de Mantenimiento, (excluye las paradas por Mantenimientos Preventivos), su expresión matemática se observa en la ecuación 2.39 [17].

$$Dt = \frac{TPPF}{TPPF + TPPR} \quad (\text{Ec.2.39})$$

Disponibilidad operacional: representa el porcentaje de tiempo que el equipo quedó a disponibilidad del área de operación para desempeñar su función en un período de análisis. Esta disponibilidad toma en cuenta el tiempo que el equipo está fuera de operación por paros programados y no programados. El objetivo es medir el

desempeño de los equipos y la eficiencia de la gestión de mantenimiento de manera conjunta, comparándolo contra objetivos y metas del negocio, con la finalidad que el área de operación tenga cada vez más tiempo el equipo disponible y que éste pueda realizar la función para la que fue diseñado. Su expresión matemática se representa en la ecuación 2.40 [17].

$$D_o = \frac{TMM}{TMM + TFS} \quad (Ec.2.40)$$

Donde:

- TPPF \longrightarrow Tiempo promedio para fallar
- TPPR \longrightarrow Tiempo promedio para reparar
- TPM \longrightarrow Tiempo promedio de mantenimiento
- TFS \longrightarrow Tiempo fuera de servicio. Tiempo de inactividad

La tasa o razón de falla se asume como en la distribución exponencial, es decir constante.

En pocas palabras la Disponibilidad se describe en términos cuantitativos como: tiempo en línea, tiempo de factor de corrida, falta de paradas, y un buen número de términos operativos coloquiales, que incluyen un mínimo valor para la disponibilidad operacional. Aunque muchos equipos no están en operación permanente, los Departamentos de Producción quieren que estén disponibles por lo menos una cantidad específica de tiempo con el fin de completar sus tareas, por lo que se necesita un mínimo valor de disponibilidad. Incrementar la disponibilidad es reducir el número de fallas y reducir el tiempo de reparación, con lo cual aumentaría la confiabilidad del sistema [18].

La disponibilidad de un sistema serie está determinada por la siguiente ecuación [15]:

$$D(t) = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{D_i} (N - 1)} \quad (\text{Ec.2.41})$$

La disponibilidad de un sistema en paralelo es el valor mínimo de la disponibilidad individual de componentes.

2.4.6 Análisis de Criticidad.

El Análisis de Criticidad es una metodología que permite jerarquizar instalaciones y equipos, en función de su impacto global, creando una estructura que facilita la toma de decisiones acertadas y efectivas, direccionando el esfuerzo y los recursos en áreas donde sea más importante y/o necesario mejorar la Confiabilidad Operacional, basado en la realidad actual [13].

Para realizar un Análisis de Criticidad se debe: definir un alcance y propósito para el análisis, establecer los criterios de evaluación y seleccionar un método de evaluación para jerarquizar la selección de los sistemas objeto del análisis.

El objetivo de un Análisis de Criticidad es establecer un método que sirva de instrumento de ayuda en la determinación de la jerarquía de procesos, sistemas y equipos de una planta compleja, permitiendo subdividir los elementos en secciones que puedan ser manejadas de manera controlada y auditable. La información recolectada en este estudio podrá ser utilizada para [13]:

- Priorizar órdenes de trabajo de operaciones y mantenimiento.
- Priorizar proyectos de inversión.
- Diseñar políticas de mantenimiento.

- Seleccionar una política de manejo de repuestos y materiales.
- Dirigir las políticas de mantenimiento a las áreas o sistemas más críticos.

¿Cómo establecer que una planta, proceso, sistema o equipo es más crítico que otro? ¿Qué criterio se debe utilizar? el Análisis de Criticidad da respuesta a estas interrogantes, ya que genera una lista ponderada desde el elemento más crítico hasta el menos crítico del total del universo analizado, diferenciando tres zonas de clasificación: alta criticidad, mediana criticidad y baja criticidad.

Una vez identificadas estas zonas, es mucho más fácil diseñar una estrategia, para realizar estudios o proyectos que mejoren la Confiabilidad, iniciando las aplicaciones en el conjunto de procesos o elementos que formen parte de la zona de alta criticidad.

Los criterios para realizar un Análisis de Criticidad están asociados con: seguridad, ambiente, producción, costos de operación y mantenimiento, rata de fallas y tiempo de reparación, principalmente. Estos criterios se relacionan con una ecuación matemática, que genera puntuación para cada elemento evaluado. La ecuación de criticidad (Ec. 2.42), vista desde un punto matemático para el análisis a realizar dentro del estudio se presenta a continuación [13].

$$\text{Criticidad} = \text{frecuencia de falla} \times \text{consecuencia} \quad (\text{Ec. 2.42})$$

Siendo:

$$\text{Consecuencia} = a + b \quad (\text{Ec. 2.43})$$

Donde:

$$\mathbf{a = (costo reparación+ Impacto seguridad personal+ Impacto ambiental+ disponibilidad de repuestos).} \quad (\text{Ec. 2.44})$$

$$\mathbf{b = impacto en la producción \times Tiempo promedio para reparar.} \quad (\text{Ec. 2.45})$$

Los pasos a seguir en el estudio de criticidad de una planta de cualquier naturaleza son [13]:

- Identificación de los sistemas a estudiar.
- Definir el alcance y objetivo para el estudio.
- Selección del personal a entrevistar.
- Informar al personal sobre la importancia del estudio.
- Recolección de datos.
- Verificación y análisis de datos.
- Implementación de resultados.

Un modelo básico de Análisis de Criticidad es equivalente al mostrado en la figura 2.5. Para la selección del método de evaluación se toman criterios de ingeniería, factores de ponderación y cuantificación. Para la aplicación de un procedimiento definido se trata del cumplimiento de la guía de aplicación que se haya diseñado. Por último, la lista jerarquizada es el producto que se obtiene del análisis. La lista generada, resultado de un trabajo de equipo, permite nivelar y homologar criterios para establecer prioridades y focalizar el esfuerzo que garantice el éxito maximizando la rentabilidad [13].

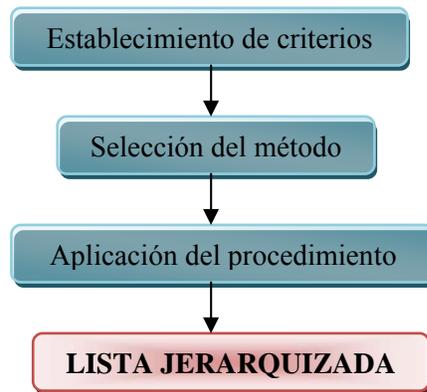


Figura 2.10. Modelo básico de criticidad [13]

A través de los aspectos mencionados, se observa claramente la gran utilidad del Análisis de Criticidad, de allí su importancia. Este análisis permite obtener una jerarquización validada de todos los procesos/sistemas lo cual permite:

- ✓ **En el ámbito de mantenimiento.** Al tener plenamente establecido cuales sistemas son más críticos, se puede establecer de una manera más eficiente la priorización de los programas y planes de mantenimiento de tipo: predictivo, preventivo, correctivo, detectivo y hasta posibles rediseños al nivel de procedimientos y modificaciones menores; inclusive permitirá establecer la prioridad para la programación y ejecución de órdenes de trabajo.
- ✓ **En el ámbito de inspección.** El estudio de criticidad facilita y centraliza la implantación de un programa de inspección, dado que la lista jerarquizada indica donde vale la pena realizar inspecciones y ayuda en los criterios de selección de los intervalos y tipo de inspección requerida para sistemas de protección y control (presión, temperatura, nivel, velocidad, espesores, flujo, etc.), así como para equipos dinámicos, estáticos y estructurales.

- ✓ **En el ámbito de materiales.** La criticidad de los sistemas ayuda a tomar decisiones más acertadas sobre el nivel de equipos y piezas de repuesto que deben existir en el almacén central, así como los requerimientos de partes, materiales y herramientas que deben estar disponibles en los almacenes de planta, es decir, se puede minimizar el stock de materiales y repuestos de cada sistema y/o equipo logrando un costo óptimo de inventario.

- ✓ **En el ámbito de disponibilidad de planta.** Los datos de criticidad permiten una orientación certera en la ejecución de proyectos, dado que es el mejor punto de partida para realizar estudios de inversión de capital y renovaciones en los procesos, sistemas o equipos de una instalación, basados en el área de mayor impacto total, que será aquella con el mayor nivel de criticidad.

- ✓ **A nivel del personal.** Un buen estudio de criticidad permite potenciar el adiestramiento y desarrollo de habilidades en el personal, dado que se puede diseñar un plan de formación técnica, artesanal y de crecimiento personal, basado en las necesidades reales de la instalación, tomando en cuenta primero las área más críticas, que es donde se concentran las mejores oportunidades iniciales de mejora y de agregar el máximo valor.

2.4.6.1 Información requerida.

La condición ideal sería disponer de datos estadísticos de los sistemas a evaluar que sean bien precisos, lo cual permite cálculos “exactos y absolutos”. Sin embargo desde el punto de vista práctico, dado que pocas veces se dispone de una data histórica de excelente calidad, el Análisis de Criticidad permite trabajar en rangos, es decir, establecer cuál es la condición más favorable, así como la condición menos favorable de cada uno de los criterios a evaluar. La información requerida para el análisis siempre estará referida con la frecuencia de fallas y sus consecuencias [12].

Para obtener la información requerida, el paso inicial es formar un equipo natural de trabajo integrado por un facilitador (experto en Análisis de Criticidad, y quien será el encargado de conducir la actividad), y personal de las organizaciones involucradas en el estudio como lo son operaciones, mantenimiento y especialidades, quienes serán los puntos focales para identificar, seleccionar y conducir al personal conocedor de la realidad operativa de los sistemas objeto del análisis.

Este personal debe conocer el sistema y formar parte de las áreas de: operaciones, mecánica, electricidad, instrumentación, estructura, programadores, especialistas en proceso, diseñadores, etc.; adicionalmente deben formar parte de todos los estratos de la organización, es decir, personal gerencial, supervisores, capataces y obreros, dado que cada uno de ellos tiene un nivel particular de conocimiento así como diferente visión del negocio. Mientras mayor sea el número de personas involucradas en el análisis, se tendrán mayores puntos de vista evitando resultados parcializados, además el personal que participa nivela conocimientos y acepta con mayor facilidad los resultados, dado que su opinión fue tomada en cuenta [12].

2.4.6.2 Manejo de la información.

El nivel natural entre las labores a realizar comienza con una discusión entre los representantes principales del equipo natural de trabajo, para preparar una lista de todos los sistemas que forman parte del análisis. El método es sencillo y está basado exclusivamente en el conocimiento de los participantes, el cual es plasmado en una encuesta preferiblemente personal (puede adoptarse el trabajo de grupo, pero con mucho cuidado para evitar que “líderes naturales” parcialicen los resultados con su opinión personal). El facilitador del análisis debe garantizar que todo el personal involucrado entienda la finalidad del trabajo que se realiza, así como el uso que se le da a los resultados que se obtengan. Esto permite que los involucrados le den mayor

nivel de importancia y las respuestas sean orientadas de forma más responsable, evitando así el menor número de desviaciones [12].

La mejor forma de conducir el manejo de la información es que el facilitador aclare cada pregunta, dando ejemplos para cada caso, para que luego los encuestados procedan con su respectiva respuesta. Es aconsejable que el modelo de encuesta sea sencillo, para facilitar la dinámica de la entrevista a la vez de permitir el máximo de comodidad a los entrevistados.

2.4.6.3 Precondiciones para el Análisis de Criticidad.

Antes de comenzar un Análisis de Criticidad, es necesario tener en cuenta dos aspectos importantes del lugar (empresa, industria, proceso) al que se le aplica el estudio [19]:

- ✓ Descripción técnica de los sistemas de planta o producción:
 1. Detalles de la planta y descripción del sistema.
 2. Requerimientos para el desarrollo del estudio.
 3. Condiciones de operación.
 4. Descripciones de los equipos.

- ✓ Diagramas de flujo o dibujos técnicos que contengan datos del proceso, variables, productos, códigos de comunicación, etc.
 1. Diagramas de instrumentos y procesos P&ID.
 2. Diagramas de flujo.
 3. Diagramas en línea.
 4. Diagramas de lógica cerrada (Shut Down Logic).

2.4.7 Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF)

Es un proceso sistemático para identificar fallas potenciales de diseño y proceso antes de que estas ocurran, con la intención de eliminar o minimizar los riesgos asociados con ellas. De esta manera se apoya no solo al control de calidad, si no al mejoramiento continuo del proceso que realiza el sistema. El AMEF documenta las acciones preventivas y la revisión del proceso [13].

El objetivo básico del AMEF, es encontrar todas las formas o modos en los cuales puede fallar un activo dentro de un proceso, e indicar las posibles consecuencias o efectos de las fallas en función de tres criterios básicos:

- Seguridad humana
- Seguridad ambiental
- Seguridad operacional (producción)

2.4.7.1 Contexto operacional.

El contexto operacional no sólo afecta drásticamente las funciones y las expectativas de funcionamiento, sino que también afecta la naturaleza de los modos de falla que pueden ocurrir, sus efectos y sus consecuencias, la periodicidad con la que puede ocurrir y que debe hacerse para manejarlas todo esto significa que debe asegurarse de tener un claro entendimiento del contexto operacional antes de comenzar. [12]

2.4.7.2 Funciones y parámetros de funcionamiento.

Todo activo físico tiene más de una función, por lo general tiene varias. Si el objetivo del mantenimiento es asegurarse que continúe realizando estas funciones, entonces todas ellas deben ser identificadas junto con los parámetros de funcionamiento deseados. A primera vista, esto puede verse como un proceso bastante directo. Sin embargo en la práctica casi siempre se vuelve el aspecto más desafiante y el que más tiempo toma en el proceso de formulación de estrategias. [12]

Antes de poder aplicar un proceso para determinar qué debe hacerse para que cualquier activo físico continúe haciendo aquello que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional, se necesita hacer dos cosas [12]:

- Determinar qué es lo que los usuarios quieren que haga.
- Asegurar que es capaz de realizar aquello que sus usuarios quieren que haga.

Por esto el primer paso es definir las funciones de cada activo en su contexto operacional, junto con los parámetros de funcionamiento deseados. Lo que los usuarios esperan que los activos sean capaces de hacer puede ser dividido en dos categorías:

- ✓ **Funciones primaria**, que en primera instancia resumen el por qué de la adquisición del activo. Cada equipo es puesto en servicio para cumplir eficientemente una o varias funciones específicas, las cuales se conocen como las funciones primarias y constituyen la razón del activo. Esta categoría de funciones cubre temas como velocidad, producción, capacidad de almacenaje o carga, calidad de producto y servicio al cliente.

- ✓ **Funciones secundarias**, la cual reconoce qué se espera de cada activo que haga más que simplemente cubrir sus funciones primarias. Los usuarios también tienen expectativas relacionadas con las áreas de seguridad, control, contención, confort, integridad estructural, economía, protección, eficiencia operacional, cumplimiento de regulaciones ambientales y hasta de apariencia del activo, pero esto depende del análisis que se realice. Los usuarios de los activos generalmente están en la mejor posición para saber exactamente qué contribuciones físicas y financieras hace el activo para el bienestar de la organización como un todo.

2.4.7.3 Descripción funciones.

Una definición completa de una función consiste de un verbo, un objeto y el estándar de funcionamiento deseado por el usuario. Por ejemplo, la función primaria de una bomba podría ser enunciada así: Bombear agua del tanque X al tanque Y a no menos de 800 litros por minuto [13].

2.4.7.4 Estándares de funcionamiento.

El objetivo del mantenimiento es asegurar que los activos físicos continúen haciendo lo que sus usuarios quieren que haga. La magnitud de aquello que los usuarios quieren que el activo haga puede definirse a través de un estándar mínimo de funcionamiento [12]. Entonces si el deterioro es inevitable, debe ser tolerable.

Esto significa que cuando cualquier activo físico es puesto en funcionamiento debe ser capaz de rendir más que el estándar mínimo de funcionamiento deseado por el usuario.

Lo que el activo físico es capaz de rendir es conocido como capacidad inicial (o condición inherente). La figura 2.11 ilustra la relación entre esta capacidad y el funcionamiento deseado.

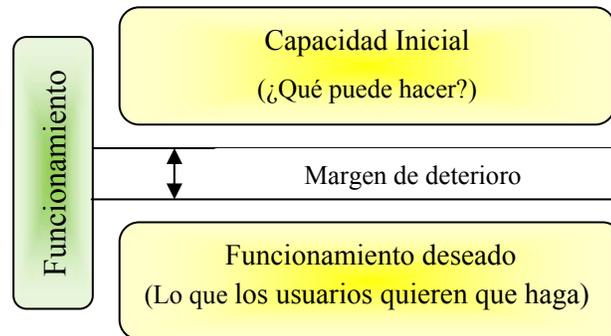


Figura 2.11. Capacidad Vs funcionamiento deseado [13].

Entonces, cada función tiene básicamente dos estándares de ejecución asociados al activo:

- Funcionamiento deseado (lo que los usuarios quieren que haga): desempeño.
- Capacidad propia (lo que puede hacer).

En este orden de ideas, para que un activo físico sea mantenible, el funcionamiento deseado debe estar dentro del margen de su capacidad inicial. Para determinar esto no sólo se debe conocer la capacidad inicial del activo físico, sino también cual es exactamente el funcionamiento mínimo que el usuario está dispuesto a aceptar dentro del contexto en que va a ser utilizado. Los párrafos siguientes exploran los aspectos centrales de los estándares de funcionamiento.

- Estándares de funcionamiento múltiple.
- Estándares de funcionamiento cuantitativos.
- Estándares de funcionamiento cualitativos.

- Estándares de funcionamiento absolutos.
- Límites de funcionamiento superiores e inferiores.

2.4.7.5 Fallas Funcionales

- ✓ **Falla:** Se define “falla” como la incapacidad de cualquier activo de hacer aquello que los usuarios quieren que haga. [12]
- ✓ **Fallas funcionales:** Es definida como una consecuencia no previsible, que no permite que el activo alcance el estándar de ejecución deseado en el contexto operacional en el cual se desempeña, trayendo como consecuencia que el activo no realice su función o la cumpla de forma ineficiente. La definición citada trata el concepto de falla de la manera que se aplica a un activo como un todo. En la práctica esta definición es un poco vaga ya que no distingue claramente entre el estado de falla (falla funcional) y los eventos que causan este estado de falla (modos de falla). [12]
- ✓ **Funciones y fallas.** Se ha visto que si un activo no hace aquello que los usuarios quieren que haga, ha fallado. También que cualquier cosa que deba hacer se define como una función y que cada activo tiene más de una y por lo general varias funciones diferentes.

2.4.7.6 Modos de Falla.

Un modo de falla podría ser definido como cualquier evento que pueda causar la falla de un activo físico (o sistema o proceso). Sin embargo, como ya se explicó, es vago y simplista aplicar el término “falla” a un activo físico en general. Es mucho más preciso distinguir entre “una falla funcional” (un estado de falla) y un “modo de

falla” (un evento que puede causar un estado de falla). Esta distinción lleva a una definición más precisa de un modo de falla, como puede ser: un modo de falla es cualquier evento que causa una falla funcional [12].

La mejor manera de mostrar la conexión y la diferencia entre los estados de falla y los eventos que podrían causarlos es primero hacer un listado de fallas funcionales, luego registrar los modos de falla que podrían causar cada falla funcional; la descripción de un modo de falla debe consistir de un sustantivo y un verbo.

2.4.7.7 Efectos de Falla

El siguiente paso en el proceso consiste en hacer una lista de lo que de hecho sucede al producirse cada modo de falla. Esto se denomina *efectos de la falla*. Los efectos de la falla describen que pasa cuando ocurre un modo de falla. [12]

Un efecto de falla no es lo mismo que consecuencia de falla. Un efecto de falla responde a la pregunta ¿Qué ocurre?, mientras que una consecuencia de falla responde la pregunta ¿Qué importancia tiene?

La descripción de estos efectos debe incluir toda la información necesaria para ayudar en la evaluación de las consecuencias de las fallas. Concretamente, al describir los efectos de una falla, debe hacerse constar lo siguiente:

- La evidencia (si la hubiera) de que se ha producido una falla.
- Las maneras (si las hubiera) en que la falla supone una amenaza para la seguridad o el medio ambiente.
- Las maneras (si las hubiera) en que afecta a la producción o a las operaciones.

- Los daños físicos (si los hubiera) causados por la falla.
- Que debe hacerse para reparar la falla.

CAPITULO 3:

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Nivel de la de investigación.

La investigación realizada según Fidias A. [20], se clasifica en un nivel descriptivo y explicativo, ya que se indaga en las características de funcionamiento del sistema de generación y de cada uno de sus componentes, haciendo especial énfasis en las unidades turbogeneradoras, debido a que son los equipos críticos para el funcionamiento del sistema, la investigación abarcó la caracterización técnica, operativa y constructivas más importantes de las máquinas. Mediante la investigación explicativa se buscaron los porqués de las fallas en dichas unidades mediante relaciones causa-efectos.

3.2 Diseño de la investigación

Con base en la teoría descrita por Fidias A. [20], esta investigación corresponde al diseño de campo, debido a que los datos primarios para el desarrollo de los objetivos propuestos son recogidos directamente en las instalaciones de la Planta Luisa Cáceres de Arismendi.

3.2.1 Aspecto de temporalidad

El desarrollo de este proyecto tuvo una duración aproximada de diecisiete (17) semanas, lo que corresponde a cuatro (4) meses y una semana de trabajo.

3.2.2 Descripción de etapas de la investigación

ETAPA 1

Revisión Bibliográfica

Duración: 7 semanas

Consiste en la lectura, selección y clasificación de información referente a confiabilidad en componentes individuales y sistemas completos, a fin de poder establecer los modelos estadísticos que permitan determinar la confiabilidad de dichos componentes o sistemas.

ETAPA 2

Evaluación de las condiciones de Operación

Duración: 3 semanas

Se determinó las condiciones normales de operación de las unidades, a partir de entrevistas al personal encargado y los reportes escritos de la planta, se conocerán todos los eventos que han ocurrido a nivel de operación, mantenimiento y reparación, así como la frecuencia y duración de los mismos y la capacidad de producción de la planta.

ETAPA 3

Cálculo de los indicadores de confiabilidad

Duración: 3 semanas

Con la información recopilada de los historiales de eventos, se realizó el cálculo de la confiabilidad y disponibilidad de las unidades a través del desempeño que han tenido.

ETAPA 4

Analizar la Criticidad de las Unidades Turbogeneradoras

Duración: 1 semana

Implementando la teoría de criticidad se jerarquizaron las unidades de acuerdo los resultados obtenidos de la aplicación de la encuesta al personal de Planta, estableciendo así que unidades tienen mayor número de fallas según su criterio, esto con el fin

de limitar el alcance del estudio del análisis de modos y efectos de fallas.

ETAPA 5

Identificar los puntos de fallas

Duración :6 semanas

Se realizó un análisis de modos y efectos de fallas (AMEF), para conocer los modos en que los componentes pueden fallar y los efectos inmediatos que este produce.

ETAPA 6

Análisis de disponibilidad de las unidades

Duración: 2 semanas

Se estimó porcentualmente la disponibilidad del sistema de generación, lo cual reflejara la probabilidad de que el sistema este operando satisfactoriamente en cualquier punto aleatorio del tiempo.

ETAPA 7

Plantear soluciones

Duración: 2 semanas

Se plantearon la mayor cantidad de alternativas posibles, para solucionar los diferentes problemas que se presentan en los componentes y el sistema de generación, a fin de asegurar el correcto funcionamiento de la planta bajo índices de confiabilidad aceptables.

ETAPA 8

Conclusiones

Duración: 2 semanas

Se analizaron los resultados obtenidos, tales como el porcentaje de confiabilidad y disponibilidad de las unidades turbogeneradoras, así como también los puntos de fallas que podrían alterar el funcionamiento del sistema de generación

ETAPA 9

Redacción y presentación del proyecto

Duración: 6 semanas

Revisión, transcripción e impresión del trabajo para su

posterior entrega y someterlo a evaluación mediante la presentación del mismo

3.3 Población y muestra

Como población a objeto de estudio se tomaron los nueve (09) turbogeneradores instalados en la Planta Luisa Cáceres de Arismendi en el momento de la realización de la propuesta (anteproyecto), las cuales comprenden las unidades turbogeneradoras Frame V y Frame VI.

3.4 Técnicas de recolección de datos

Cada tipo de investigación determinara las técnicas a utilizar y cada técnica establece sus herramientas, instrumentos o medios que sean empleados. Todo lo que va a realizar el investigador tiene su apoyo en la técnica de recolección de datos, la cual se refiere al proceso de obtención de información empírica que permita la medición de las variables en las unidades de análisis, a fin de obtener los datos necesarios para el estudio del problema. [20]

3.4.1 Revisión bibliográfica, documental y técnica:

Una buena revisión literaria requiere conducir búsquedas exhaustivas, organizar la información recogida de manera que tenga significado [20]. Ésta técnica permitió adquirir información detallada en libros, revistas, manuales, tesis, normas, internet, entre otros, sobre confiabilidad, componentes y sistemas del área de generación de energía eléctrica, unidades turbogeneradores y sus principales elementos, lo cual facilitará identificar fallas que afecten a las máquinas y proponer planes que mejoren la confiabilidad del sistema de generación de la Planta.

3.4.2 Observación Directa:

Se define como una técnica de recolección de datos que permite acumular y sistematizar información sobre un hecho o fenómeno que tiene relación con el problema que motiva la investigación [20]. La observación tiene la ventaja de facilitar la obtención de datos lo más próximos a como éstos ocurren en la realidad, permitiendo así una mejor comprensión del funcionamiento del sistema de generación; fue de gran utilidad para la identificación de problemas que afecten a los componentes del circuito generador de manera considerable, en función de los objetivos de investigación preestablecidos.

3.4.3 Entrevistas de tipo no estructuradas:

Permitió consultar e investigar con personal que labora en la empresa SENECA, como ingenieros, operadores, técnicos u otras personas que conocen a cerca del Sistema de Generación de la Planta Luisa Cáceres de Arizmendi. Se trabajó con preguntas abiertas, sin un orden preestablecido, adquiriendo características de conversación, las preguntas se realizaron de acuerdo a las respuestas que se obtenían de las mismas.

3.4.4 Encuesta:

Se realizó un cuestionario con opciones de respuestas, con el objetivo de que el personal de la Planta identificará las frecuencias de fallas y las consecuencias que estas acarrearán a la empresa.

3.4.5 Técnicas Computacionales:

Se implementaron todos los conocimientos adquiridos en computación para la transcripción del trabajo en programas de redacción, también fue necesaria esta técnica para la traducción de información, extensos cálculos, transferencia de imágenes, entre otros que facilitaron el desarrollo de la investigación.

CAPITULO 4:

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

4.1 Descripción del sistema de generación de la Planta Luisa Cáceres de Arismendi.

El sistema eléctrico de potencia sometido a análisis, es una central térmica a gas; su proceso de producción consiste en la recepción del combustible y su almacenamiento en un tanque para su posterior centrifugado, una vez obtenido combustible limpio se procede a almacenar en otros tanques y a partir de estos se alimenta cada unidad de generación utilizando bombas a baja presión. Llegado el combustible a la maquina, pasa a través de filtros internos y se inyecta a alta presión a las cámaras de combustión, donde se produce la combustión de gases que, a alta presión, hacen girar la turbina y esta a través de una caja reductora de velocidad, hace girar al generador eléctrico, transformando así la energía calórica en energía mecánica, y luego en eléctrica. Para el arranque inicial de la turbina se usa un motor diesel, el cual suministra la potencia necesaria al convertidor de torque para vencer la inercia del rotor de la turbina.

La Planta Luisa Cáceres tiene una serie de instalaciones necesarias para el funcionamiento normal de sus actividades, cuyo objetivo no es más que la generación de energía; dichas instalaciones son:

- ✓ *Área de Procesamiento de Combustible:* Estas instalaciones están dispuestas para el acondicionamiento del combustible a ser utilizado por las unidades generadoras, el cual es recibido en el despacho El Guamache de PDVSA y transportado hasta la Planta mediante cisternas contratadas por SENECA. El combustible es depositado en el tanque denominado T-4, luego pasa por un

sistema de destilación de combustibles, que acondiciona el mismo a las características exigidas por el fabricante de las unidades generadoras; este sistema de destilación no es más que las maquinas centrifugadores, las cuales utilizan agua desmineralizada para la separación de sustancias que comprometen la calidad del carburante a utilizar. Limpio dicho combustible, se almacena en el tanque denominado T-5, y este mediante una bomba de trasiego surte de combustible a los tanques denominado T-1 y T-2. En estos últimos tanques existen dos derivaciones, una alimenta a las unidades FRAME V Y FRAME VI (unidades 3 a la 11), y la otra bifurcación lleva el liquido a un segundo ciclo de centrifugado, para su posterior almacenamiento en el tanque denominado T-3, esto debido a que las dos (2) maquinas restantes requieren de una calidad especial de combustible. Cabe destacar que si la bomba de trasiego llegase a dañarse, existe la posibilidad de alimentar a las unidades mediante una tubería que proviene de T-5. La figura 4.1 muestra el proceso descrito.

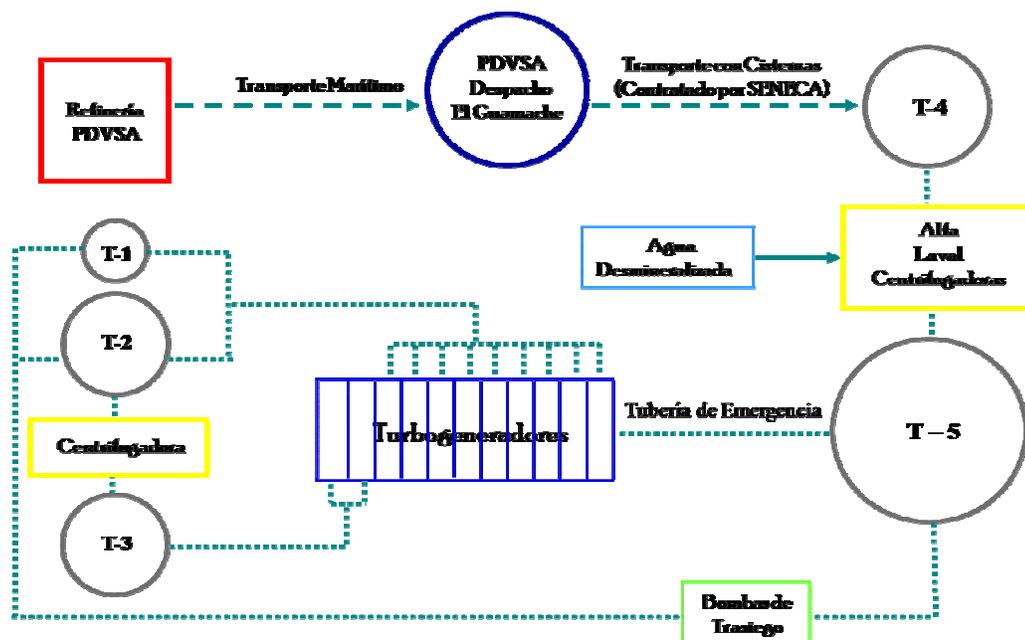


Figura 4.1 Procesamiento del Combustible. [Propia]

- ✓ *Patio de Generación:* En esta área se encuentran las once (11) unidades turbogeneradoras, las cuales son maquinas tipo paquete, esto significa que están formadas por compartimientos acoplados, los cuales pueden ser removidos con relativa facilidad, para reubicar la unidad si fuese necesario. Este espacio cuenta con tres modelos de turbogeneradores, FRAME V, FRAME VI y FT8, denominados como TG, numerados del tres (3) al once (11) y las dos últimas maquinas incorporadas, se denominan veintiuno (21) y veintidós (22). Las FRAME V tienen una capacidad nominal de 22 Mw, las FRAME VI tienen capacidad de 40 Mw y las FT8, nominalmente, tienen capacidad de 25 Mw; dichas capacidades son generadas de acuerdo a la demanda requerida, y el valor máximo de Mw producidos por cada turbogenerador es conocido como su carga base, la cual varía de acuerdo a las condiciones de operación de los mismos; estas condiciones incluyen aspectos climáticos, mecánicos, eléctricos, entre otros. Es importante destacar que estas unidades funcionan en régimen continuo, bajo un ambiente de alta salinidad, lo cual acelera la corrosión. Durante la realización de este proyecto la unidad TG-4 estuvo fuera de servicio por fallas, y la unidad TG-8 en mantenimiento mayor durante un período de un mes.

- ✓ *Generación distribuida:* La Planta cuenta con cuatro (4) emplazamientos de generación distribuida, identificados como Gd y numerados del uno (1) al (4), que constan cada uno de ocho (8) unidades de generación MTU; cada unidad genera a 1,8 Mw a un nivel de tensión de 480 voltios y a través de un transformador se eleva a 13,8 Kilo voltios. Por bloque de Gd se tiene una capacidad nominal de 15 Mw, pero por condiciones de operación solo producen el 75% de su capacidad, lo cual es aproximadamente 11 Mw, sumando las cuatro (4) Gd, se tiene total de 42 Mw adicionales a la generación consolidada. Cabe destacar que, aunque no se encuentran en PLCA, el sistema eléctrico cuenta con tres bloques adicionales de Gd, ubicados en subestación Los Millanes, Boca de Río y Las Hernández respectivamente, y que añaden 31,5 Mw al total de energía

generada. Estos grupos generadores son equipos de respuesta rápida, para suministrar energía eléctrica a la red durante las horas pico de demanda, pero en vista de la situación energética del país se han mantenido funcionando algunos bloques de manera constante, este es el caso de las unidades encontradas en PLCA, ya que estos se añaden al sistema a través de la subestación principal encargada de abastecer de energía al resto de las subestaciones del sistema eléctrico.

- ✓ *Cable Submarino:* Este conductor de 115 Kv, realiza la conexión directa con el sistema eléctrico nacional, nominalmente posee una capacidad de 100 Mw, pero debido a deterioros y condiciones de operación, solo puede transmitir 60 Mw como capacidad máxima. Actualmente, el conductor funciona como respaldo al sistema eléctrico de la Isla, ya que se recibe potencia a través de este cuando existe alguna contingencia con los turbogeneradores de Planta, o la demanda requerida excede la capacidad que puede ser generada por SENECA.

- ✓ *Subestación eléctrica:* Se encuentra en la parte posterior al patio de generación, es de tipo elevadora, bajo perfil, compuesta por diecisiete (17) transformadores, identificados como TR, de los cuales diez (10) están asociados a cada una de las unidades, para elevar el nivel de tensión generado de 13,8 Kv a 115Kv, uno (1) de ellos agrupa a dos (2) turbogeneradores; otros dos (2) TR elevan la tensión generada de dos (2) de los bloques de generación distribuida de PLCA; los restantes cinco (5) transformadores son reductores de tensión a niveles requeridos para la conexión con las barras de 13,8 Kv y 34,5 Kv, para distribución y transmisión respectivamente. Esta subestación cuenta con quince (15) salidas, de las cuales seis (6) son para transmitir a las subestaciones de 115 y 34,5 Kv, que conforman dos (2) anillos de las tensiones mencionadas, y las restantes nueve (9) salidas son a nivel de 13,8 Kv, para distribución a las zonas

aledañas a la planta; a dos (2) de estas últimas salidas se conectan la Gd-2 y Gd-4.

- ✓ *Centro de Control de Operaciones:* es responsable de controlar la generación de las unidades de Planta para satisfacer, en forma eficiente, segura y confiable la demanda de potencia del sistema. Tiene como objetivo principal variar la potencia activa de salida de las unidades, siguiendo las consignas recibidas del control de despacho de carga. Entre sus funciones se encuentra la verificación de los parámetros de funcionamiento de las maquinas, tales como: velocidad, tanto de la turbina como del generador, potencia aparente del generador, temperatura de los gases de entrada y de escape, presión de combustible y de aire, entre otros. Dichas medidas son enviadas a los monitores de la sala de control a través del MARK-V, el cual no es más que el procesador y captador de todas las señales de control de cada unidad.

En resumen, las maquinas funcionan a base de combustible diesel, generan entre 20 y 30 Mw, su nivel de tensión es elevado a 115 Kv mediante los transformadores de la subestación, posteriormente esta tensión es transmitida a la red de 115 y 34,5 Kv y distribuida a 13,8 Kv. En las horas punta la potencia generada es reforzada con la generación distribuida y el cable submarino. El sistema eléctrico descrito es supervisado por el Centro de Control de Operaciones de PLCA y puede observarse en el apendice A figura 2.

4.2 Establecer los indicadores de confiabilidad usando técnicas estadísticas de probabilidad que se adapten al sistema en estudio.

En la práctica, la falla de un solo elemento dentro de un sistema complejo puede desencadenar otras fallas que seguramente afectarán, en el mejor de los casos, la operación de todo el sistema. La confiabilidad de un sistema o equipo es la

probabilidad de que dicho sistema o equipo pueda operar durante un período determinado de tiempo sin pérdida de su función. El propósito del análisis de confiabilidad es cambiar el mantenimiento correctivo, no programado y altamente costoso, por actividades preventivas planeadas que dependan del historial de los equipos, y permitan un adecuado control de costos.

En este capítulo se implementará un modelo paramétrico de los tiempos para fallar y los tiempos fuera de servicio, obtenido de los registros históricos de funcionamiento de las unidades turbogeneradoras, para estimar la confiabilidad de cada una de las máquinas y del sistema en general.

En la evaluación del sistema de generación de Planta Luisa Cáceres de Arismendi, referida a confiabilidad se propone una metodología la cual se desarrolla en cuatro (4) etapas, que permitan un análisis integral para establecer conclusiones contundentes y recomendaciones adaptadas a la realidad de la empresa. A continuación se indican y se explican cada una de estas etapas:

1^{era} Recopilación de los datos: En PLCA los eventos e incidentes son asentados en libros por parte de los operadores de la sala de control de las unidades turbogeneradoras; dichos libros luego de ser llenados, los eventos que implican parada de las maquinas son transferidos a formato digital, llenando un planilla programada en Excel, mediante la cual se obtienen los tiempos por salidas forzadas y mantenimientos asociadas a los turbogeneradores; estos historiales pueden observarse en las tablas anexas en el apartado B.1, en las cuales se detalla la fecha y hora de la parada y retorno de la máquina y una breve descripción del evento ocurrido y/o las acciones tomadas. El período de estudio abarca desde el 01-2009 hasta 12-2009.

2^{da} Clasificación de los datos: Una vez obtenidos los datos históricos de fallas y mantenimiento del sistema, durante un período de un año, se clasificaron como

eventos planificados y no planificados según los parámetros establecidos por la norma IEEE 762-2002, dicha clasificación fue tabulada y se encuentra anexa en las tablas B.2.

3^{era} Cálculo de TPPF, TPFS y TPPR: Usando la clasificación de los datos del apartado anterior, se procede a calcular el tiempo promedio para fallar, el tiempo promedio fuera de servicio y el tiempo promedio para reparar de cada unidad turbogeneradora.

4^{ta} Estimación de la Confiabilidad: Esta etapa se realizó tomando en cuenta dos consideraciones:

- a) Mediante los indicadores calculados anteriormente y considerando la tasa de fallas por año, se procederá a estimar la confiabilidad por unidad turbogeneradora.
- b) Identificando el tipo de sistema bajo estudio y asumiendo los resultados arrojados en la consideración anterior, se procederá a estimar la confiabilidad del sistema de generación de energía eléctrica de PLCA, con el fin de determinar la situación actual de la misma.

4.2.1 Clasificación de los datos

Los datos obtenidos de los registros históricos de fallas anexos en el apartado B, desde la tabla B.1 hasta la tabla B.9, fueron organizados de acuerdo a lo establecido por la norma IEEE 762-2002, dicha organización también se encuentra anexa en el apéndice B, desde B.10 hasta B.19. La data abarca todos los eventos ocurridos durante el período comprendido entre el 01-2009 y 12-2009. Los registros comprenden la fecha y hora de parada de la máquina así como la fecha y hora de

acople a barra, y además una breve descripción del evento ocurrido, dichos eventos se clasifican en tres tipos: Mantenimiento Preventivo (MP), Parada de emergencia y Disparo de la unidad.

La clasificación se hizo tomando en cuenta los causantes de salida de barra de la unidad, es decir desde el momento que queda inoperativa. Se enumeran los eventos y se especifica la fecha en que sale y entra al sistema, identificando si la salida es por mantenimiento o falla.

4.2.2 Cálculo de TPPF, TPFS y TPPR.

Clasificados los registros de eventos de las unidades turbogeneradoras en el apartado anterior, se procederá a calcular el tiempo para fallar de cada turbogenerador, que no es más que el tiempo transcurrido entre una falla y otra, mediante la aplicación de la ecuación 2.1 se calcula el promedio del tiempo para fallar; de la misma forma pero mediante la aplicación de la ecuación 2.2 y 2.3, se calcula el Tiempo Promedio Fuera de Servicio y el Tiempo Promedio Para Reparar, respectivamente.

- ✓ TPPF, TPFS y TPPR para la unidad turbogeneradora tres (3)

$$TPPF = \sum_1^{22} \frac{6978.95}{22} \Rightarrow TPPF = 317,23 \text{ hrs}$$

$$TPFS = \sum_1^{29} \frac{301,6}{29} \Rightarrow TPFS = 10,40 \text{ hrs}$$

$$TPPR = \sum_1^{23} \frac{134,3}{23} \Rightarrow TPFS = 5,839 \text{ hrs}$$

Análogamente se calculan los tiempos promedios para fallar y tiempos promedios fuera de servicio para el resto de las máquinas. Los valores obtenidos para cada unidad se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.1. TPF, TPFS y TPR de las Unidades Turbogeneradoras

Unidad	TG-3	TG-4	TG-5	TG-6	TG-7	TG-8	TG-9	TG-10	TG-11
TPF	317,2 3	469,5 5	1690,9 8	428,1 9	685,4 9	906,3 9	1587,8 8	457,7 4	742,0 6
TPFS	10,40	200,4 0	28,39	6,41	3,62	14,42	82,35	11,43	7,15
TPR	5,84	18,85	16,21	6,83	2,22	20,02	5,35	10,33	6,19

4.2.3 Estimación de la Confiabilidad

4.2.3.1 Confiabilidad de cada Unidad Turbogeneradora

El método estadístico utilizado para estimar la confiabilidad es la distribución exponencial, debido a la flexibilidad que este presenta para ajustar la data operacional a dicha distribución. Además se considerará que los equipos son reparables y por tanto se encuentran aún en etapa de operación normal, las fallas son independientes entre ellas e independientes del tiempo, lo cual estaría representado por una tasa de falla constante. El número máximo de paradas, durante el período de estudio (un año), de un turbogenerador es de veintinueve (29) y como mínimo existen cuatro (4) eventos ocurridos durante ese período; es por ello que no se escoge otro modelo estadístico, por ejemplo para la distribución de Weibull se requiere contar con una data de veinticinco (25) valores como mínimo, además que para obtener sus parámetros de forma analítica, es necesario graficar una nube de puntos que varía de

acuerdo a la percepción del investigador, lo cual generaría que este estudio fuese poco fiable.

En este sentido, se procederá a calcular la tasa de falla ($\lambda(t)$) aplicando la ecuación 2.19, y la estimación de la confiabilidad mediante la ecuación 2.18, de cada unidad turbogeneradora. El tiempo establecido para estimar la confiabilidad es de 120 horas, equivalente a cinco días de operación, esto permitirá abarcar un rango promedio y así un análisis de la situación inmediata.

- ✓ Tasa de Falla y Confiabilidad para TG-3

$$\lambda(t) = \frac{1}{317,23} \Rightarrow \lambda(t) = 0,0032 \text{ fallas/hora}$$

$$R(t) = e^{-(0,0032 \cdot 120)} \Rightarrow R(t) = 0,1033$$

$$\%R(t) = 0,1033\%$$

- ✓ Tasa de Falla y Confiabilidad para TG-4

$$\lambda(t) = \frac{1}{469,33} \Rightarrow \lambda(t) = 0,0021 \text{ fallas/hora}$$

$$R(t) = e^{-(0,0021 \cdot 120)} \Rightarrow R(t) = 0,2158$$

$$\%R(t) = 21,58\%$$

- ✓ Tasa de Falla y confiabilidad para TG-5

$$\lambda(t) = \frac{1}{1670,98} \Rightarrow \lambda(t) = 0,0006 \text{ fallas/hora}$$

$$R(t) = e^{-(0,0006 \cdot 120)} \Rightarrow R(t) = 0,6533$$

$$\%R(t) = 65,33\%$$

- ✓ Tasa de Falla y confiabilidad para TG-6

$$\lambda(t) = \frac{1}{428,19} \Rightarrow \lambda(t) = 0,0023 \text{ fallas/hora}$$

$$R(t) = e^{-(0,0023 \cdot 120)} \Rightarrow R(t) = 0,1861$$

$$\%R(t) = 18,61\%$$

- ✓ Tasa de Falla y confiabilidad para TG-7

$$\lambda(t) = \frac{1}{688,49} \Rightarrow \lambda(t) = 0,0015 \text{ fallas/hora}$$

$$R(t) = e^{-(0,0015 \cdot 120)} \Rightarrow R(t) = 0,3498$$

$$\%R(t) = 34,98\%$$

- ✓ Tasa de Falla y confiabilidad para TG-8

$$\lambda(t) = \frac{1}{906,39} \Rightarrow \lambda(t) = 0,0011 \text{ fallas/hora}$$

$$R(t) = e^{-(0,0011 \cdot 120)} \Rightarrow R(t) = 0,4519$$

$$\%R(t) = 45,19\%$$

- ✓ Tasa de Falla y confiabilidad para TG-9

$$\lambda(t) = \frac{1}{1587,88} \Rightarrow \lambda(t) = 0,0006 \text{ fallas/hora}$$

$$R(t) = e^{-(0,0006 \cdot 120)} \Rightarrow R(t) = 0,6354$$

$$\%R(t) = 63,54\%$$

- ✓ Tasa de Falla y confiabilidad para TG-10

$$\lambda(t) = \frac{1}{457,74} \Rightarrow \lambda(t) = 0,0022 \text{ fallas/hora}$$

$$R(t) = e^{-(0,0022 \cdot 120)} \Rightarrow R(t) = 0,2074$$

$$\%R(t) = 20,74\%$$

✓ Tasa de Falla y confiabilidad para TG-11

$$\lambda(t) = \frac{1}{742,06} \Rightarrow \lambda(t) = 0,0013 \text{ fallas/hora}$$

$$R(t) = e^{-(0,0013 \cdot 120)} \Rightarrow R(t) = 0,3790$$

$$\%R(t) = 37,90\%$$

Obtenido los resultados se procede a tabular para ordenar y presentar un resumen.

Tabla 4.2. Resumen de Tasa de Falla y Confiabilidad de cada Turbogenerador

Unidad	TG-3	TG-4	TG-5	TG-6	TG-7	TG-8	TG-9	TG-10	TG-11
$\lambda(t)$	0,0032	0,0021	0,0006	0,0023	0,0015	0,0011	0,0006	0,0022	0,0013
$\%R(t)$	68,50	77,45	93,15	75,56	83,94	87,60	92,72	76,94	85,07

Como se observa, el porcentaje de confiabilidad es diferente para cada máquina, esto debido a que la cantidad de fallas ocurridas en los turbogeneradores es diferente, al igual que la duración de dichas fallas. Aunque podría pensarse que la confiabilidad es baja para todos los turbogeneradores, cabe destacar que esto es solo la probabilidad de que el componente “sobreviva” durante 120 horas a la ocurrencia de una falla.

4.2.3.2 Confiabilidad del sistema de generación de PLCA

El proceso de generación de energía eléctrica de la Planta Luisa Cáceres de Arismendi, requiere del funcionamiento de todas las maquinas turbogeneradoras, y la disponibilidad de los emplazamientos de generación distribuida y el cable submarino. Es mediante estas tres etapas que se cubre la demanda de energía requerida por despacho de carga.

Dentro de estas etapas, las unidades turbogeneradoras abarcadas en este estudio cumplen el papel fundamental, ya que producen aproximadamente el 72% de la energía requerida por el estado insular; dichas unidades se encuentran conectadas en configuración paralelo desde TG-3 hasta TG-9, los turbogeneradores diez (10) y once (11) se encuentran conectados en serie entre ellos; a su vez, se encuentran en paralelo con la generación distribuida y el cable submarino.

Como se ha mencionado las unidades turbogeneradoras, la generación distribuida y el cable submarino se encuentran conectados funcionalmente en paralelo, lo cual puede observarse claramente en el apéndice A figura 2, pero para cumplir con su principal objetivo, el generar la potencia demandada por el estado insular, deben configurarse en un sistema serie.

La representación gráfica de las conexiones del sistema de generación de energía eléctrica está representado por la figura 4.2.

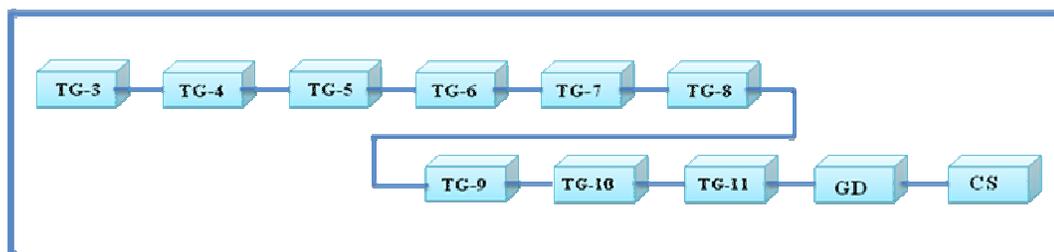


Figura 4.1. Representación del sistema de Generación de PLCA [Propia]

Como primer punto se le estimará confiabilidad de 98% a la potencia aportada por cable submarino, en vista de que este agrega la potencia generada en tierra firme, que le sea requerida desde la sala de control de operaciones para cubrir la demanda del estado insular; es decir si el cable submarino tiene una capacidad máxima de 60 Mw, transportados desde tierra firme hacia la isla, y se requiere de toda su capacidad, y si el sistema interconectado tiene la capacidad de enviar dichos Mw, este aportará 60 Mw a la energía consolidada de la isla. El 2% de falla se le atribuirá a características de operación del cable, ya que las fallas que ocasionan disparo del conductor no son manejadas por el personal de PLCA si no por el de tierra firme.

Siguiendo estos lineamientos, a la generación distribuida también se le asignará 99% de confiabilidad, tal como lo establece los parámetros establecidos por el Gold Book de la IEEE, por ser maquinas de respuesta rápida, instaladas con la finalidad de ser respaldo durante los picos de demanda; pero en vista de la demanda existente se ha requerido que se mantengan operativos permanentemente algunos emplazamientos. Aunado a esto se tiene que dichas maquinarias no son operadas por el personal de PLCA si no por la Electricidad de Caracas (EDC), por lo tanto no se cuenta con registro de eventos ocurridos en estas maquinarias; de fallar alguna unidad de generación distribuida y no poder suministrar el total de su potencia, dicha potencia es solicitada a tierra firme mediante el cable submarino.

Como siguiente paso se calcula la confiabilidad del sistema de configuración serie, mediante la ecuación 2.33.

$$R(t)_{SS} = 0,685 * 0,774 * 0,931 * 0,775 * 0,839 * 0,876 * 0,927 * 0,769 * 0,850 \\ * 0,99 * 0,98$$

$$R(t)_{SS} = 0,167 \Rightarrow \% R(t)_{SS} = 16,7\%$$

La confiabilidad del sistema es de 16,7%, este valor es considerando que todas las máquinas funcionan en operación normal, el cable submarino y la generación distribuida están disponibles, lo cual arroja un 83,33% de probabilidad de que, con esta configuración, al fallar uno solo de los elementos que lo componen el sistema no cumpla con su función principal.

Es un valor bastante bajo el obtenido para la confiabilidad del sistema, debido a que este está compuesto por muchos elementos, y como se sabe, mientras más componentes series existan en el sistema menor será la confiabilidad; en este tipo de configuración no hay combinaciones posibles para que un componente falle y la misión del sistema se cumpla.

4.3 Estimación de la Mantenibilidad.

La mantenibilidad de cada unidad turbogeneradora se obtiene de manera análoga a la confiabilidad, solo que el tiempo promedio entre fallas es sustituido por el tiempo promedio de reparación. Para ello se utiliza la ecuación 2.36 y se evaluará igualmente para un período de 120 horas, equivalente a 5 días.

- ✓ Cálculo de mantenibilidad para TG-3

$$M(t) = 1 - e^{-\left(\frac{120}{927,33}\right)} \Rightarrow M(t) = 0,315$$

Del mismo modo es calculada la mantenibilidad para cada unidad turbogeneradora y los parámetros obtenidos se encuentran en la tabla 4.3

Tabla 4.3. Valores de Mantenibilidad para cada Turbogenerador

Unidad	TG-3	TG-4	TG-5	TG-6	TG-7	TG-8	TG-9	TG-10	TG-11
M(t)	0,315	0,226	0,069	0,244	0,161	0,124	0,073	0,231	0,149
%M(t)	31,5	22,6	6,9	24,4	16,1	12,4	7,3	23,1	14,9

4.4 Analizar la disponibilidad del sistema de generación de la planta de acuerdo a los resultados obtenidos.

Siguiendo los lineamientos de los objetivos realizados anteriormente, se procederá a calcular la disponibilidad de las unidades turbogeneradoras con la finalidad de determinar el tiempo que una máquina estará disponible para cumplir su objetivo. Como se sabe, la disponibilidad, es un término asignado a componentes reparables, como los son aún los turbogeneradores. Para determinar el porcentaje de disponibilidad de cada una de las máquinas se analizará estadísticamente los tiempos de operación y fuera de servicio.

Se calculará la disponibilidad inherente, ya que está se ajusta a los datos que se obtiene de los registros históricos de eventos de cada unidad turbogeneradora, para ello se aplicará la ecuación 2.39.

- ✓ Disponibilidad inherente para TG-3:

$$Di_{TG-3} = \frac{317,23}{317,23 + 5,839} \Rightarrow Di_{TG-3} = 0,982$$

De la misma forma se realiza el cálculo para el resto de las unidades y los valores obtenidos son tabulados a continuación:

Tabla 4.4. Valores de Disponibilidad para cada Turbogenerador

Unidad	TG-3	TG-4	TG-5	TG-6	TG-7	TG-8	TG-9	TG-10	TG-11
Di	0,982	0,961	0,991	0,984	0,997	0,978	0,997	0,978	0,992
%Di	98,2	96,1	99,1	98,4	99,7	97,8	99,7	97,8	99,2

No se calcula la disponibilidad operacional, ya que el tiempo medio de mantenimiento que se pide como dato, es el tiempo transcurrido desde el inicio de los mantenimientos correctivos y preventivos, excluyendo los tiempos transcurridos por demoras de suministros y administrativas; este valor no es posible de obtener ya que los eventos que se registran en PLCA son correspondientes a paradas y puestas en marcha de las unidades, mas no se cuantifica el tiempo desde que inician las labores de mantenimiento por parte del personal.

Ahora bien, la disponibilidad del sistema de generación de PLCA se calculará mediante la ecuación 2.39, debido a su configuración operacional serie. Se le asignara al cable submarino 98% de disponibilidad y a la generación distribuida 99%.

$$D(t) = \frac{1}{\sum_{i=1}^{11} (11,174) * (10)} \Rightarrow D(t) = 0,0089$$

$$\%D(t) = 0,89\%$$

4.5 Aplicar análisis de criticidad a las unidades turbogeneradoras

Debido al gran número de equipos que operan en la Planta de Luisa Cáceres de Arismendi, es necesario establecer hacia que equipos se deben dirigir todos los esfuerzos y metodologías de mantenimiento para atender las áreas o subsistemas más

críticos. En esta sección se explica cómo se realiza un Análisis de Criticidad, las ventajas que se obtienen y cómo se aplicó en la Planta.

El Análisis de Criticidad aplica en cualquier conjunto de procesos, plantas, sistemas, equipos y/o componentes que requieran ser jerarquizados en función de su impacto en el proceso. Sus áreas comunes de aplicación se orientan a establecer programas de implantación y prioridades en los siguientes campos: mantenimiento, inspección, materiales, disponibilidad de Planta y personal.

La condición ideal sería disponer de datos estadísticos de los sistemas a evaluar que sean bien precisos, lo cual permite cálculos “exactos y absolutos”. Sin embargo desde el punto de vista práctico, dado que pocas veces se dispone de una data histórica de excelente calidad, el análisis de criticidad permite trabajar en rangos, es decir, establecer cuál es la condición más favorable, así como la condición menos favorable de cada uno de los criterios a evaluar. La información requerida para el análisis siempre estará referida con la frecuencia de fallas y sus consecuencias

4.5.1 Pasos para la elaboración de un análisis de criticidad

a) Listado de equipos a evaluar

Los equipos a estudiar para la realización del análisis de criticidad serán las unidades turbogeneradoras pertenecientes a la Planta Luisa Cáceres de Arismendi, debido a que estas son los equipos fundamentales dentro del sistema de generación de energía eléctrica; la pérdida de una de las maquinas disminuye considerablemente la potencia generada y con ello la posibilidad de cubrir la demanda.

En vista de la cantidad de turbogeneradores, se clasificarán en dos grupos de acuerdo a su sistema de excitación.

✓ Sistema de excitación Dinámico

- Turbogenerador AEG-KANIS, modelo FRAME V (TG-3)
- Turbogenerador AEG-KANIS, modelo FRAME V (TG-4)
- Turbogenerador GENERAL ELECTRIC, modelo FRAME VI (TG-10)
- Turbogenerador GENERAL ELECTRIC, modelo FRAME VI (TG-11)

✓ Sistema excitación Estático

- Turbogenerador HITACHI, modelo FRAME V (TG-5)
- Turbogenerador HITACHI, modelo FRAME V (TG-6)
- Turbogenerador HITACHI, modelo FRAME V (TG-7)
- Turbogenerador GENERAL ELECTRIC, modelo FRAME V (TG-8)
- Turbogenerador GENERAL ELECTRIC, modelo FRAME V (TG-9)

b) Selección del personal a entrevistar.

El personal seleccionado para contestar las encuestas del estudio de Análisis de Criticidad es el siguiente:

- Líder Funcional de Generación de PLCA.
- Jefe de mantenimiento eléctrico.
- Inspector mecánico.
- Inspector Eléctrico.
- Ingeniero de Operaciones de PLCA.
- Dos Operadores de Planta.
- Dos Técnicos de Taller Mecánico.

- Dos Técnicos de Taller Eléctrico.

A todas las personas involucradas en el estudio se les realiza una presentación completa del tema donde se explica la metodología, los alcances y la importancia de los resultados. Se dan las instrucciones sobre cómo completar el formato de encuesta. Además se puntualiza en el compromiso que se debe tener para que el estudio arroje los mejores resultados.

c) Recolección de los datos

La elaboración del estudio de Análisis de Criticidad se realizó a partir de un formato de encuesta que permite recoger la información de parte de los ingenieros, técnicos y operarios de la Planta, ya que no se ha implementado aun, un programa de mantenimiento que permita recolectar este tipo de información.

El formato de la encuesta entregada al personal de la Planta se muestra en la tabla 4.5. Esta encuesta está compuesta por siete (7) preguntas, cada pregunta tiene una serie de respuestas con una ponderación diferente, esta ponderación se presenta en la tabla 4.6 y le asigna un valor específico a cada parámetro dependiendo de las características del equipo a evaluar.

Una vez realizada la encuesta los resultados se clasifican en una hoja de cálculo, donde se obtiene el valor de criticidad para cada equipo por cada una de las personas entrevistadas y finalmente se realiza un promedio con los resultados obtenidos para determinar la criticidad final del equipo.

El formato de encuesta, la tabla de ponderaciones y la ecuación de criticidad fueron adaptados, tomando como base el formato de Análisis de Criticidad hecho por

PDVSA E & P Occidente, debido a que los factores de ponderaciones ya están estandarizados y su formulación depende de un estudio profundo de criterios de ingeniería [13].

La siguiente matriz de criticidad permitirá determinar cuáles de las unidades Turbogeneradoras que se encuentran operando, actualmente en la Planta Luisa Cáceres de Arismendi, presentan mayor índice de criticidad, con el fin de tomar acciones que promuevan el incremento de la disponibilidad y confiabilidad de las unidades.

Tabla 4.5. Formato para encuesta Análisis de Criticidad

	Persona:	Cargo:
	Equipo:	Fecha:
1. FRECUENCIA DE FALLA (TODO TIPO DE FALLA).		
	No más de 1 por año	
	Entre 2 y 15 por año	
	Entre 16 y 30 por año	
	Entre 31 y 50 por año	
	Más de 50 por año (Más de una parada semanal)	
2. TIEMPO PROMEDIO PARA REPARAR. (TPPR)		
	Menos de 4 horas	
	Entre 4 y 8 horas	
	Entre 8 y 24 horas	
	Entre 24 y 48 horas	
	Más de 48 horas	
3. DISPONIBILIDAD DE REPUESTOS EN STOCK		
	Mas del 80 %	
	Entre 50% y 80%	
	Entre 50% y 25%	
	Menos de 25%	
4. COSTO DE REPARACIÓN (MILLONES de BOLIVARES)		
	Menos de 3 millones	
	Entre 3 y 15 millones	
	Entre 15 y 35 millones	
	Más de 35 millones	
5. CAPACIDAD DE CUBRIR LA DEMANDA		
	No afecta la capacidad	
	Disminuye entre el 10% y el 20% de la capacidad	
	Disminuye entre el 20% y el 30% de la capacidad	
	Disminuye entre el 30% y el 50% de la capacidad	
	Disminuye más del 50% de la capacidad	
6. IMPACTO AMBIENTAL		
	No origina ningún impacto ambiental	
	Contaminación ambiental baja, el impacto se manifiesta en un espacio reducido dentro de los límites de la planta	
	Contaminación ambiental moderada, no rebasa los límites de la planta	
	Contaminación ambiental alta, incumplimiento de normas, quejas de la comunidad, procesos sancionatorios	
7. IMPACTO EN SALUD Y SEGURIDAD PERSONAL		
	No origina heridas ni lesiones	
	Puede ocasionar lesiones o heridas leves sin incapacidad.	
	Puede ocasionar lesiones o heridas graves con incapacidad entre 1 y 30 días	
	Puede ocasionar lesiones con incapacidad superior a 30 días o incapacidad parcial permanente	

Tabla 4.6. Ponderaciones de los Parámetros del Análisis de Criticidad.

 Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta C.A. Planta de Generación Luisa Cáceres de Arismendi. Ponderación de los parámetros del Análisis de Criticidad.	
Frecuencia de Fallas (Todo tipo de Fallas)	Puntaje
No más de 1 por año	1
Entre 2 y 15 por año	2
Entre 16 y 30 por año	3
Entre 31 y 50 por año	4
Más de 50 por año (Más de una parada semanal)	5
Tiempo Promedio Para Reparar (TPPR)	Puntaje
Menos de 4 horas	1
Entre 4 y 8 horas	2
Entre 8 y 24 horas	3
Entre 24 y 48 horas	4
Más de 48 horas	5
Disponibilidad de Repuestos en Stock	Puntaje
Mas del 80 %	1
Entre 50% y 80%	3
Entre 50% y 25%	5
Menos de 25%	10
Costo de Reparación (Millones de Bolívares)	Puntaje
Menos de 3 millones	3
Entre 3 y 15 millones	5
Entre 15 y 35 millones	10
Más de 35 millones	25
Capacidad de Cubrir la Demanda (Por el número de fallas en el año)	Puntaje
No afecta la capacidad	0,05*F
Disminuye entre el 10% y el 20% de la capacidad	0,3*F
Disminuye entre el 20% y el 30% de la capacidad	0,5*F
Disminuye entre el 30% y el 50% de la capacidad	0,8*F
Disminuye más del 50% de la capacidad	1*F
Impacto Ambiental	Puntaje
No origina ningún impacto ambiental	0

Contaminación ambiental baja, el impacto se manifiesta en un espacio reducido dentro de los límites de la planta	5
Contaminación ambiental moderada, no rebasa los límites de la planta	10
Contaminación ambiental alta, incumplimiento de normas, quejas de la comunidad, procesos sancionatorios	25
Impacto en Salud y Seguridad Personal	Puntaje
No origina heridas ni lesiones	0
Puede ocasionar lesiones o heridas leves sin incapacidad.	5
Puede ocasionar lesiones o heridas graves con incapacidad entre 1 y 30 días	10
Puede ocasionar lesiones con incapacidad superior a 30 días o incapacidad parcial permanente	25

4.5.2 Resultados del Análisis de Criticidad

El primer paso para obtener los resultados del Análisis de Criticidad es establecer los puntajes de los parámetros dependiendo de las respuestas de las personas entrevistadas. Un ejemplo es el mostrado en la tabla 4.3, donde se muestra las respuestas, hechas por el Líder de la Planta de Generación para la unidad TG-6, con sus respectivos puntajes.

Tabla 4.7. Respuestas y Ponderación del Líder de Planta de Generación para la Unidad TG-6

Parámetro	Respuesta	Puntaje
Frecuencia de Fallas	Entre 16 y 30 por año	3
Tiempo Promedio Para Reparar	Entre 8 y 24 horas	3
Disponibilidad de Repuestos	Entre el 50% y el 80%	3
Costo de Reparación	Entre 15 y 35 millones de Bs.	10
Capacidad de Cubrir la demanda	Disminuye entre 10% y 20%	0,3 x F
Impacto Ambiental	Contaminación ambiental baja	5
Impacto en Salud Personal	No origina heridas ni lesiones	0

Luego se realiza un promedio de los puntajes correspondientes a cada una de las personas entrevistadas para cada equipo; para las opciones en que los entrevistados desconocen la respuesta, se dejó el espacio en blanco, debido a que hay

información que no es manejada por este tipo de personal, por ende el promedio de ese parámetro fue calculado de acuerdo a la respuestas que se obtuvieron y no entre la cantidad de entrevistados, un ejemplo es el presentado en la tabla 4.8, donde se muestra la puntuación final obtenida para el turbogenerador 6. Este promedio se sustituye en la ecuación 2.43 para obtener la criticidad final.

Tabla 4.8. Puntuación final promedio obtenida para el Turbogenerador 6

Parámetro	Puntaje
Frecuencia de Fallas	2,64
Tiempo Promedio Para Reparar	2
Disponibilidad de Repuestos	4,2
Costo de Reparación	8
Capacidad de Cubrir la demanda	7,14
Impacto Ambiental	10,91
Impacto en Salud Personal	6,36

$$Criticidad = 2,64 * [(8 + 6,64 + 10,73 + 4,2) + (7,14 * 2)]$$

$$Criticidad = 115,76 \Rightarrow 100\% \text{ Critico}$$

La tabla 4.9 muestra las ponderaciones para cada una de las respuestas contestadas por el personal para la unidad turbogeneradora seis (6), y cómo se calcularon los valores promedio para esta máquina; este procedimiento se realiza para cada equipo incluido dentro del estudio de criticidad, cuyos parámetros promediados se sustituyeron en la ecuación de criticidad (Ec. 2.43) definida en una hoja de cálculo. Los valores finales de la criticidad por equipo son los mostrados en la tabla 4.10 y representados mediante el grafico de

barras de la figura 4.3, donde se puede observar que equipos poseen criticidad alta (color rojo), criticidad media (color verde) y criticidad baja (color azul).

Tabla 4.9. Demostración de los valores promediados obtenidos para el Turbogenerador 6

PERSONA ENTREVISTADA	FRECUENCIA DE FALLAS	TPPR	DISPONIBILIDAD DE RESPUESTOS	COSTO DE REPARACIÓN	CAPACIDAD DE CUBRIR LA DEMANDA	IMPACTO AMBIENTAL	IMPACTO SALUD Y SEGURIDAD PERSONAL
Líder Funcional de Generación	3	3	3	10	0,3x(21 Fallas)*	3	3
Jefe de Mto. Eléctrico.	2	1	10	5	0,3x(21 Fallas)*	5	5
Inspector Mecánico	2	1	3	10	0,3x(21 Fallas)*	10	25
Inspector Eléctrico.	2	2	3	5	0,3x(21 Fallas)*	25	5
Ingeniero de Operaciones	3	3	-	-	0,3x(21 Fallas)*	10	0
Operador de Planta.	2	1	1	-	0,3x(21 Fallas)*	10	0
Operador de Planta.	5	2	5	-	0,3x(21 Fallas)*	10	5
Técnico de Taller Mecánico.	2	2	10	10	0,3x(21 Fallas)*	5	10
Técnico de Taller Mecánico.	3	2	3	-	0,5x(21 Fallas)*	10	10
Técnico de Taller Eléctrico.	2	3	3	-	0,5x(21 Fallas)*	5	5
Técnico de Taller Eléctrico.	3	2	1	-	-	25	5
Resultados Promediados	2,64	2,00	4,20	8,00	7,14	10,91	6,36
*El número de fallas que afectaron el funcionamiento del Turbogenerador 6 durante el año 2009 es de 21 fallas, este número se obtuvo de los libros de eventos que llevan la cuadrilla de operadores de turno de la Planta Luisa Cáceres de Arismendi.							

Tabla 4.10. Resultados del Análisis de Criticidad

Equipo	Frecuencia De Fallas	TPPR	Disponibilidad De Repuestos	Costo De Reparación	Capacidad De Cubrir La Demanda	Impacto Ambiental	Impacto Salud Y Seguridad Personal	% CRITICIDAD
TG- 3	2,55	2,00	3,70	7,00	7,82	10,91	6,36	96,24
TG- 4	2,36	2,64	4,40	11,00	5,34	10,91	6,36	95,80
TG- 5	2,09	1,82	4,20	6,60	2,72	10,91	6,36	59,85
TG- 6	2,64	2,00	4,20	8,00	7,14	10,91	6,36	100
TG- 7	2,09	2,00	4,20	8,00	1,70	10,91	6,36	59,59
TG- 8	2,27	1,73	4,20	7,00	2,38	10,91	6,36	64,20
TG- 9	2,27	2,00	4,90	8,00	1,70	10,91	6,36	66,15
TG- 10	2,27	2,36	4,00	8,00	7,22	10,91	6,36	91,30
TG- 11	2,45	2,64	4,00	8,00	4,56	10,91	6,36	87,87

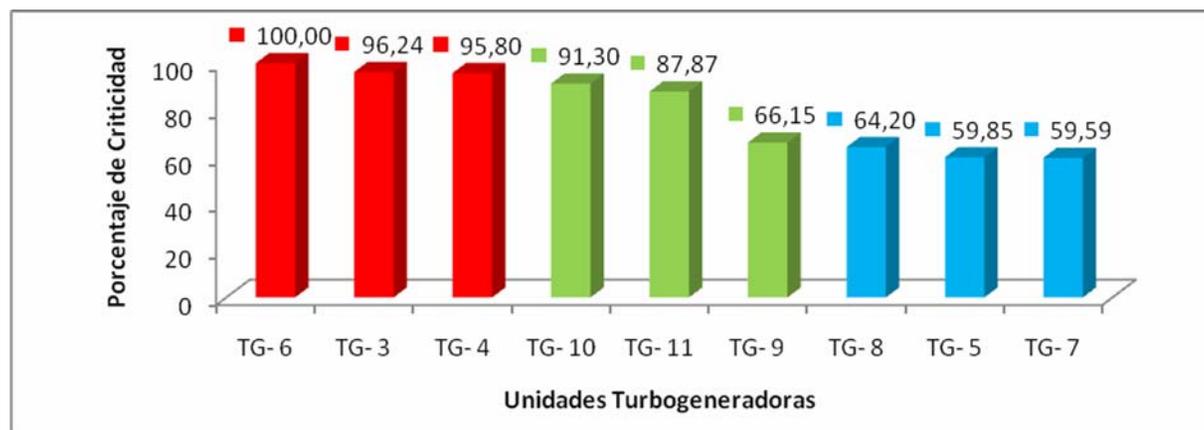


Figura 4.2. Representación Gráfica del Resultado del Análisis de Criticidad

Se observa que los equipos de alta criticidad son las unidades TG-6, TG-3 y TG-4; como se mencionó en el listado de equipos a evaluar, debido a la cantidad de máquinas y su similitud entre ellas, se hace necesaria la clasificación de acuerdo a su excitación, por ello las unidades TG-6 y TG-3 son los que formarán parte del estudio de Análisis de Modos y Efectos de Falla.

En el apéndice C, se encuentran las tablas de la obtención de los valores promediados para todas las unidades de acuerdo a las respuestas de los entrevistados, excepto la mostrada como ejemplo en este apartado (TG-6).

4.6 Realizar un Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF) a los principales dispositivos y elementos que mantienen a las unidades turbogeneradoras en funcionamiento.

En base a los resultados obtenidos mediante la aplicación del análisis de criticidad, se determinó que el análisis de modos y efectos de fallas será aplicado a las unidades TG-6 y TG-3, tomando en cuenta que este estudio es completamente aplicable al resto de las unidades. Para la aplicación del AMEF se establecieron dos condiciones:

1. Se realizó el AMEF para condiciones de operación, no para el arranque.
2. Se delimitó el sistema de la máquina tomando como foco de atención los principales subsistemas que mantienen en funcionamiento al turbogenerador, con sus respectivos equipos y elementos principales.

4.6.1 Contexto operacional de las unidades: equipos y/o sistemas considerados en el AMEF

Todas las centrales eléctricas constan de un sistema de "turbina-generador" cuyo funcionamiento básico es, en todas ellas, muy parecido, variando de unas a otras la forma en que se acciona la turbina, o sea, dicho de otro modo en que fuente de energía primaria se utiliza, para convertir la energía contenida en ella en energía eléctrica. El turbogenerador es un sistema electromecánico, dentro del cual ocurre una cantidad de procesos, cuya finalidad es generar potencia a la barra de distribución con un nivel de tensión de 13,8 Kv.

El ciclo normal de operación de la turbina de gas se muestra en la figura 4.4 y es descrito como un rotor único, que combina los rotores del compresor y la turbina, se pone en marcha y es elevado a su velocidad de régimen por medio de un dispositivo de arranque, que en este caso es un motor diesel. Se induce aire atmosférico al compresor y se eleva a una presión varias veces más alta que la presión atmosférica, este aire de alta presión fluye a la cámara de combustión, el cual, junto con el combustible a un alto voltaje produce la chispa que enciende la mezcla combustible-aire. Los productos de la combustión, gases de alta presión y temperatura se expanden por la turbina y luego son expulsados a la atmósfera. Los gases calientes que pasan a través de la turbina hacen que esta gire, así hace girar el compresor y se aplica torque para producir fuerza útil (generador, otra turbina, entre otros) o para mover los accesorios que deben ser accionados por la turbina [4].

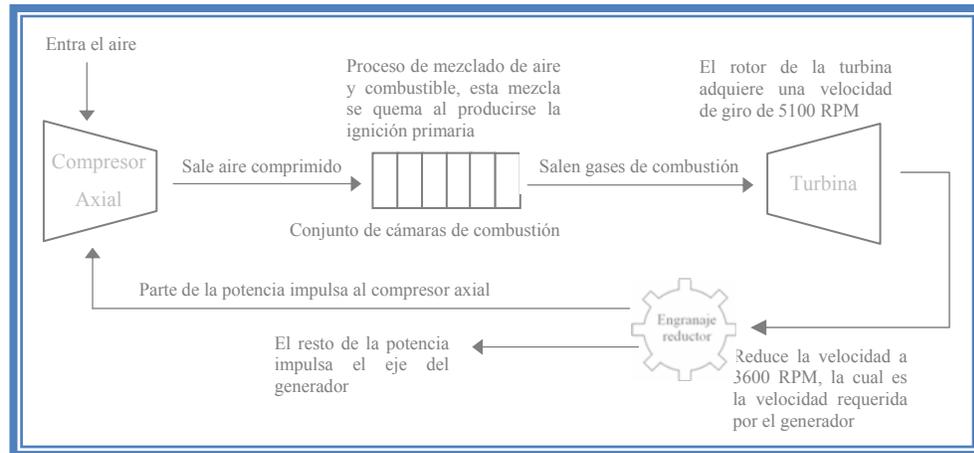


Figura 4.3. Ciclo normal de operación de la Turbina de Gas [4]

Este sistema fue diseñado para operar de manera confiable dentro de un largo período de vida, está compuesto por subsistemas unidos de forma compacta y que siguen una secuencia interactiva, cumplen con funciones que permiten el desarrollo de la función principal del sistema, estos subsistemas están compuestos a su vez por elementos y piezas que cumplen con funciones específicas (mecánicas, eléctricas, de control, acople, entre otros). De acuerdo con esto, y con el principio de funcionamiento de la turbina a gas, los sistemas o equipos considerados en el AMEF son:

- Sistema de combustible
- Sistema de lubricación
- Sistema de Control y Protección
- Compresor
- Sistema de combustión
- Turbina
- Generador
- Sistema de entrada de aire, filtros, ventilación y calefacción.

Todos estos sistemas están alojados en carcasas resistentes a la intemperie, diseñadas para simplificar el mantenimiento y para asegurar una instalación térmica y acústica apropiada. La figura 4.5 muestra las unidades generadoras instaladas en PLCA, donde se observa la protección con carcasa resistente.



Figura 4.4. Patio de Generación de PLCA [Propia]

4.6.1.1 Sistema de suministro de combustible.

Este sistema incluye los tanques, filtros, válvulas de control y el sistema de tubería necesarios para el control y distribución de combustible a las unidades bajo cualquier condición de operación. Está diseñado para proporcionar suministro abundante de aceite pesado filtrado a la temperatura y presión adecuada para el funcionamiento de la maquina y de sus sistemas asociado.

Para un arranque normal de la turbina en diesel, el Sistema de Aceite Combustible funciona controlando el flujo de aceite pesado, dándole condición operacional. El procedimiento consiste en proveer el combustible requerido para la ignición en las cámaras de combustión, realizada la ignición primaria, el controlador

de presión de descarga de la bomba principal controla el flujo y presión de combustible (aceite pesado) por medio del aumento en la presión de descarga proveniente de la bomba principal, que es directamente proporcional a la señal de salida del programador de combustible de arranque. Se controla el flujo y presión del combustible hasta lograr el punto mínimo de aceite pesado requerido para mantener la combustión; si la velocidad de la turbina es de 5100 RPM, se envía una señal de salida al sistema neumático y se le ordena a la válvula estranguladora tomar el control de combustible, de no alcanzar la velocidad nominal de la turbina la presión de descarga de la bomba es limitada por el punto de ajuste del controlador ejercida por el relé del límite alto, trayendo como consecuencia que la turbina no arranque [21].

4.6.1.2 Sistema de lubricación.

Este es un sistema de circulación forzada y de circuito cerrado, conformado por su tanque de aceite, bombas, enfriadores, filtros, válvulas, y diversos dispositivos de control y protección. El aceite de lubricación es succionado desde el tanque de almacenamiento por las bombas y se hace circular a través del intercambiador de calor y filtros hasta el colector múltiple que alimenta a los cojinetes principales de la turbina, los cojinetes del generador, el engranaje reductor principal, el engranaje de los accesorios de la turbina y por los engranajes del motor auxiliar de arranque; parte del fluido se desvía y se vuelve a filtrar para ser utilizados en el sistema de suministro hidráulico, sistema de aceite de control y parte del sistema de arranque [21]. Este sistema está constituido por:

- Tubería.
- Bomba principal de aceite, la cual suministra el aceite necesario durante la operación.

- Bombas de aceite de lubricación auxiliares y/o de emergencia; contentivas de medios de chequeos de su operación.
- Enfriadores de aceite de lubricación.
- Indicadores del nivel de reservorio de aceite
- Medios para la activación automática de emergencia de las bombas auxiliares de aceite.
- Válvulas de alivio.

4.6.1.3 Sistema de control.

Este sistema controla y supervisa la operación del turbogenerador en condiciones de arranque, parada y marcha normal a través de la combinación de aparatos hidráulicos, neumáticos y electromecánicos, dichos instrumentos constituyen los dispositivos de control de la maquina, que proporcionan alarmas o acciones de parada en dado caso que se presente una condición altamente crítica en el normal desempeño de las operaciones de la unidad turbogeneradora. En la planta el sistema de control es llevado por el MARK V, el cual regula velocidad, temperatura, arranque y el sistema de control de combustible.

4.6.1.4 Sistema de protección

Está constituido por varios sistemas, unos operan en cada arranque y parada normal de la unidad, mientras que otros sistemas y componentes funcionan estrictamente para condiciones anormales o de emergencia. Los sistemas de protección se instalan para detectar y producir alarmas en caso de una falla, si la condición puede causar daños, la turbina será disparada.

El sistema de protección responden a señales simples de disparo, ya que para responder a parámetros más complejos tales como sobrevelocidad, sobrettemperatura, vibración, entre otros, se cuenta con los interruptores de presión o relés; algunos de estos sistemas protectores y sus componentes actúan a través del circuito de control maestro de protección MARK V; mientras que otros operan directamente sobre los componentes del turbogenerador, en cada caso hay dos trayectos esencialmente independientes para parar el flujo de combustible, haciendo uso tanto de la válvula de control de combustible, como de la válvula de parada. Se puede dividir el sistema protector en los siguientes subsistemas [21]:

- *Sistema de protección contra sobrettemperaturas:* El turbogenerador cuenta con dispositivos electrónicos y mecánicos que se activan ante condiciones de sobrettemperatura, entre estos elementos se pueden mencionar los termoswichs que mide la temperatura de los líquidos encontrados en la unidad y las termocuplas que detecta la temperatura diferencial de escape, dichos dispositivos disparan la maquina al percibir altas temperaturas dentro de esta.
- *Sistema de protección contra sobrevelocidad:* En condiciones de sobrevelocidad los Pickups magnéticos son empleados para los sistemas electrónicos, a diferencia de los sistemas mecánicos donde se utiliza un mecanismo disparador de sobrevelocidad. Ambos dispositivo disparan la maquina al activarse.
- *Sistema detector de llama:* Para el arranque de la turbina es necesario que se produzca la ignición primaria, es decir que se produzca la llama de encendido; si llegase a transcurrir un tiempo determinado luego de haber alimentado la maquina con combustible y la llama no se ha producido, o si se apaga la llama después de haberse establecido, el sistema detector de llama produce el apagado

total de la unidad turbogeneradora interrumpiendo el flujo de combustible hacia ella.

- *Sistema de protección contra vibraciones:* En este sistema se encuentra tres sensores para detectar la cantidad de vibraciones que se producen en la turbina, la cual es detenida si dichos sensores detectan valores anormales de vibraciones.
- *Sistema de protecciones eléctricas:* Este sistema cumple con la función de proteger al generador. Dentro de este sistema se encuentran los relés que actúan contra sobre voltaje, sobre corriente, pérdida de excitación, diferencial de corriente, entre otras.

4.6.1.5 Sistema de combustión

Las cámaras de combustión son de tipo simple anular de construcción horizontal, es decir, van ubicadas alrededor de la turbina, están enumeradas en sentido contrario a las agujas del reloj, comenzando desde la parte superior de la máquina. El flujo de aire de alta presión del compresor es descargado al espacio anular creado por el extremo posterior de la carcasa de descarga, por el bastidor y por la sección posterior de la carcasa de la turbina. Hasta este punto el flujo de aire estuvo orientado en una dirección posterior; ahora el flujo de aire se invierte. El aire entra en las cámaras de combustión y fluye hacia adelante entrando en el forro o camisa de los combustores a través de agujeros que existen en la pared de la camisa. Una parte del aire llega a la parte superior de la cámara de combustión y entra en la tapa de la camisa y en la tobera del turbulador. El flujo de aire a través de las cámaras de combustión tiene tres funciones: oxidar el combustible, enfriar los elementos de metal

y regular los productos de combustión extremadamente calientes a la temperatura de entrada de la turbina [21].

La combustión del combustible y de la mezcla de aire es iniciada por bujías de encendido del tipo de electrodo retráctil. Las bujías de encendido instaladas en dos de las cámaras de combustión reciben su energía de los transformadores de ignición. Las diez cámaras de combustión están conectadas entre sí por medio de tubos de fuego cruzado, mediante los cuales la llama puede propagarse desde los tubos encendidos que contienen bujías hasta las cámaras que están sin encender [21].

Este sistema está compuesto principalmente por las cámaras de combustión, las cestas combustoras, piezas transición, bujías, entre otros. En la figura 4.6 se observa la diez cámaras de combustión.



Figura 4.5. Cámaras de Combustión de las unidades turbogeneradoras modelo FRAME [Propia]

4.6.1.6 Sistema de compresión

Este sistema se encarga de suministrar aire a alta presión a la cámara de combustión, para producir los gases calientes necesarios para la operación de la turbina, y también para proveer de aire de enfriamiento para las partes rotativas de la

turbina, medio por el cual circulan los gases calientes. Este sistema está compuesto principalmente por los siguientes elementos: rotor del compresor, eje del rotor, pleno de escape, álabes del compresor y carcasa.

El compresor empleado es de tipo axial, una vez el aire en el compresor es acelerado en los conductores comprendidos entre las paletas del rotor; en el difusor la energía cinética que lleva el aire, se transforma gradualmente en energía de presión. Tanto el rotor como el difusor están constituidos por una corona de paletas radiales con perfil de ala, denominados álabes. Los álabes del rotor están fijados a un disco o tambor rotativo, mientras que los del difusor están fijados a la cubierta exterior [21]. La imagen 4.7 muestra el compresor de flujo axial de las unidades turbogeneradoras.



Figura 4.6. Compresor de flujo Axial de las Unidades Turbogeneradoras [Propia]

4.6.1.7 Turbina

La turbina de gas es una máquina de ciclo simple, de un eje, de dos cojinetes con la carga conectada al extremo del escape de la unidad. La carcasa del compresor y la turbina están separadas horizontalmente para facilitar el acceso y el mantenimiento. El compartimiento de los grupos de accesorios está situado delante de la entrada de la turbina y contiene los grupos mecánicos auxiliares necesarios para que la central sea una instalación productora de energía de autoabastecimiento [21].

En la sección de turbina son transformados los gases de alta temperatura de la sección de combustión en caballos de vapor en el eje. La potencia necesaria para accionar el conjunto de carga y el compresor es suministrada por el rotor de la turbina de dos escalones y de tipo axial. El primer escalón (rodete de alta presión) y el segundo escalón (rodete de baja presión), están unidos por pernos para formar una sola unidad, a través de la cual las toberas del primer y segundo escalón dirigen el flujo de los gases de combustión. Estos componentes con las juntas de aire y los deflectores correspondientes están dispuestos dentro de la carcasa de la turbina [21].

La turbina está constituida por un estator y un rotor, provistos respectivamente de paletas o alabes distribuidores o directrices y de paletas o alabes motrices. Los gases calientes entran en los alabes directrices con cierta velocidad, y salen desviados con una velocidad mayor. La energía cinética obtenida y la que se obtendrá al chocar los gases contra las paletas del rotor, es cedida en forma de energía mecánica al mismo rotor. En la tabla 4.7 y 4.8 se expresa las características técnicas de funcionamiento de las turbinas pertenecientes a las unidades en estudio.

Tabla 4.11. Características Técnicas de la Turbina AEG-KANIS (TG-3)

Características Técnicas (a 30°C y nivel del mar)	Turbina de ciclo sencillo
Temperatura nominal de los gases a la entrada de la turbina	780 °C
Temperatura aproximada de los gases de escape	512 °C
Flujo de masa del compresor	19 kg/Sg.
Relación de compresión	4,8:1
Velocidad de operación de la turbina de fuerza	5115 r.p.m.
Presión de aire a la entrada del compresor	7,96 BAR
Potencia efectiva a plena de carga	2665 CV

Tabla 4.12. Características Técnicas de la Turbina Hitachi (TG-6)

Características Técnicas (a 30°C y nivel del mar)	Turbina de ciclo sencillo
Temperatura nominal de los gases a la entrada de la turbina	780 °C
Temperatura aproximada de los gases de escape	512 °C
Flujo de masa del compresor	19 kg/Sg.
Relación de compresión	4,8:1
Velocidad de operación de la turbina de fuerza	5091 r.p.m.
Presión de aire a la entrada del compresor	7,52 BAR
Potencia efectiva a plena de carga	2665 CV

La figura 4.8 muestra las turbinas utilizadas por los modelos FRAME de los turbogeneradores de PLCA



Figura 4.7. Modelo de Turbina y rueda de turbina de las Unidades Turbogeneradoras FRAME [Propia]

4.6.1.8 Paquete Generador

El generador utilizado, en las unidades AEG-KANIS y las unidades HITACHI, es de tipo trifásico sincrónico y básicamente transforma la energía mecánica entregada por la turbina de gas, a través de la caja reductora, en energía eléctrica. El

paquete generador se compone de caja reductora, el generador y los accesorios de reducción; todos los componentes se fijan a una base común, en el caso de los AEG-KANIS, el rotor se encuentra sostenido por dos cojinetes o pedestales, uno en cada extremo del rotor, mientras que la para las maquinas HITACHI, el rotor solo se encuentra apoyado a un cojinete en su parte posterior y acoplado directamente a la caja reductora en su parte frontal; ambos rotores se encuentran protegidos mediante una carcasa resistente a la intemperie, para brindarle protección contra contactos rotarios o partes en movimiento, posibles ingresos de agua y cuerpos extraños, además de facilitar el proceso de entrada y salida del aire refrigerado reduciendo al mismo tiempo los ruidos ocasionados por el aire en circulación y los provenientes de las altas velocidades del rotor [21].

La entrada de aire refrigerante al compartimiento proviene de las ranuras de entrada ubicadas al final del anillo colector (ambos lados) del paquete generador, y es limpiado a través de los filtros de admisión de aire. El aire, que ha refrescado cada dispositivo del compartimiento, y ahora es calor, es expulsado hacia el exterior a través de los ductos de salida de aire ubicados al final de la turbina.

Este paquete está provisto también de silenciadores para contrarrestar los ruidos en la máquina, ubicados a la salida del generador, además los paneles o tapas que cercan el paquete generador proveen un efecto de absorción de ruido.

El estator consta de una carcasa de láminas de acero soldadas, se trata de una pieza única y sirve como estructura de soporte para la parte activa del estator; la estructura es fijada a la fundación a través de pernos y anclajes. Las ranuras alojan dos capas de bobinado del estator, lo cual está construido de tal forma que reduzca las pérdidas de desplazamiento; las bobinas están compuestas de barras de cobre aisladas, que pasan a través de canales y están unidas en los extremos para formar las bobinas y luego conectarse a los anillos de las barras aisladas. Cada fase está

dividida en grupos de bobinas que se separan 180° y todos los componentes están eléctricamente aislados respecto a ellos mismos y a tierra [21].

El rotor es la parte giratoria del paquete generador, consta de una sola pieza de acero al carbono, a la cual se le realizan extensas pruebas para asegurar que cumple con características físicas y metalúrgicas requeridas; el arrollamiento del inductor posee canales longitudinales por donde pasan las bobinas de campo, existen bobinas adicionales dentadas para proporcionar ventilación al cuerpo del rotor. Las bobinas de campo son sostenidas por cuñas, las cuales son de material magnético y no magnético, usadas para sostener las bobinas contra la fuerza centrífuga generada por el giro del rotor y para evitar la dispersión del flujo magnético, respectivamente. El rotor posee ventiladores para su enfriamiento ubicados a los lados de su parte posterior. El rotor es enfriado externamente por el flujo de aire que penetra a través de las aberturas de la carcasa superior, e internamente por el aire que pasa sobre el rotor y los embobinados, el cual ingresa a través de las ranuras de ventilación de rotor ubicadas lateralmente, y es radiado hacia el exterior a través de hoyos de ventilación ubicados en las ranuras dentadas [21].

La excitatriz de los rotores es lo que diferencia a las unidades encontradas en Planta Luisa Cáceres. Para la unidad TG-3, la excitatriz es de tipo dinámica, no posee escobillas y hace uso de la elevada potencia que brindan los diodos de silicio sin requerir mantenimiento. En el sistema de excitación y de regulación sin escobillas de estos generadores, el arrollamiento del campo del generador síncrono es alimentado por el generador excitador Rotaduct I (generador excitador de polos exteriores sincrónicos con diodos de silicio rotatorios). La tensión alterna inducida por el estator de la excitación en el arrollamiento de su rotor es rectificadas en los diodos rotarios conectados en estrella y suministrada libre de contacto rozante, a través del eje hueco, al arrollamiento del generador síncrono principal [21].

Mientras que en la unidad TG-6 posee un sistema de excitación a tiristor, el cual es un sistema de excitación a estado estático. Su fuente de excitación es suministrada desde un borde de la maquina a través de un transformador excitador. La intensidad de excitación es controlada por el equipo regulador asociado a través del convertidor a tiristor. Este equipo es del de tipo “self-shunt”, que no usa ninguna maquina giratoria, es decir, es un equipo completamente estático, y alimenta la máquina sincrónica con la corriente de campo para mantener constante su tensión entre bornes. El anillo colector, es la pieza donde se aplica la corriente al rotor, por medio de escobillas a barras de cobre aisladas y montadas internamente en el rotor que van conectadas a las bobinas y a los anillos colectores. Existe también una escobilla en el extremo contrario al colector, que tiene la finalidad de prevenir el daño de los cojinetes por las descargas eléctricas a través de las películas de aceite [21].

4.6.2 Funciones de las unidades turbogeneradora.

Cada unidad turbogeneradora tiene un propósito determinado, para describir sus funciones fue necesario revisar manuales del fabricante, planos del sistema, hacer consulta a los operadores y al personal que labora en las máquinas. Se logró identificar cada uno de los dispositivos que conforman a los turbogeneradores, sus mecanismos de operación y la función que desempeñan. Esta información fue plasmada en la hoja de trabajo donde se desarrolló el AMEF.

4.6.2.1 Función Principal de las unidades turbogeneradoras 3 y 6.

La función principal de estas maquinas es poder comprimir aire atmosférico de 1,01 bars y luego elevarlo a una presión de descarga de 8 bars, para ser mezclado con combustible, esta mezcla transformarla mediante combustión en energía cinética, mediante la turbina dicha energía debe ser transformada en energía rotacional hasta alcanzar una velocidad de 5100 rpm, momento en el cual debe accionarse un

generador a través de un mecanismo de acople, cuando este generador alcance una velocidad de giro de 3600 rpm, se debe producir potencia de 20 Mw.

4.6.2.2 Funciones secundarias de las unidades turbogeneradoras 3 y 6.

Son aquellas funciones que individual o conjuntamente pueden ocasionar una falla principal en las maquinas. Estas funciones son aquellas que realizan los distintos subsistemas en los cuales está dividida la unidad turbogeneradora y sus equipos asociados, se pueden encontrar brevemente descritas en la hoja de trabajo donde se desarrolló el AMEF, a partir del numeral dos (2) hasta el ocho (8) en la primera columna (contadas de izquierda a derecha). Dichas hojas de trabajo se encuentran en el apartado D.

4.6.2.3 Definición de Fallas Funcionales

La definición de una falla funcional no es más que negar la función que debería realizar el sistema, subsistema o equipos asociados a las unidades turbogeneradoras. Durante el desarrollo de la hoja de trabajo, anexa en el apartado D, se describieron las fallas funcionales asociadas a cada función.

4.6.2.4 Identificación de los modos y efectos de las fallas

Ya que los modos de fallas son aquellos eventos que ocurren en las unidades y el definir la causa que produce dichos eventos, fue necesaria la revisión previa de manuales de operación y la entrevista al personal de planta que labora directamente con las unidades, para obtener información acerca de los equipos que se estudian en el AMEF. Con esta información se pudo concluir los efectos que ocasionan dichas fallas, es decir qué sucede cuando ocurre un determinado modo de falla. Estos datos fueron transcritos a la hoja de trabajo encontrada en el apéndice D.

4.6.3 Descripción de la hoja de trabajo

Para el desarrollo del AMEF se utilizó la tabla 4.13, donde se observa el formato aplicado a la hoja de trabajo, el cual permite describir la información recopilada para este análisis.

Tabla 4.13. Hoja de trabajo para aplicar Análisis de Modos y Efectos de Fallas

ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLAS HOJA DE TRABAJO DE INFORMACIÓN			
		Función: 1	
		Sistema o Subsistema: 2	
		Sistemas y/o equipos considerados: 3	
Hoja: 4			
Función	Falla Funcional	Modo de Falla	Efecto de Falla
5	6	7	8

Donde:

1. **Función:** referente a qué tipo de función cumple el sistema o subsistema (principal o secundaria).
2. **Sistema o subsistema:** nombre del sistema o subsistema que se está analizando
3. **Sistemas y/o equipos considerados:** identificación de los sistemas y/o equipos que se consideran de importancia relevante para este análisis.
4. **Hoja:** este apartado contendrá el número de hoja y la cantidad de hojas desarrolladas en el análisis, a fin de poder identificar rápidamente apartados específicos de ser requerido.
5. **Función:** se indica la función principal y/o secundaria asociada al sistema. De ser necesario se especifica el nombre del dispositivo o equipo al cual se le está haciendo el análisis.
6. **Falla funcional:** se describe de forma específica la falla funcional asociada al sistema y/o equipo.

7. **Modo de Falla:** se describe el modo de falla asociado a la falla funcional correspondiente de forma específica y detallada, destacando la incidencia de esta falla sobre el sistema analizado.
8. **Efecto de falla:** se detalla el efecto que causa el modo de falla en los sistemas y/o equipos que son objeto de estudio, se debe hacer de manera precisa y directa.

El desarrollo del Análisis de Modos y Efectos de Fallas realizados a las unidades TG-3 y TG-6 se encuentra anexo en el apartado D. Debido a la extensa cantidad de subsistemas que comprenden el sistema turbogenerador, fue necesario describir la función principal de la máquina en la primera hoja de trabajo del AMEF, en adelante se referirá exclusivamente a las funciones secundarias de dicho sistema, donde se detallan las funciones, fallas y modos y efectos que impiden el normal funcionamiento del turbogenerador.

En vista de la similitud de la mayoría de los componentes que integran a los turbogeneradores FRAME, se le realizó el AMEF completo a la unidad más crítica, es decir TG-6, como ya se mencionó anteriormente la diferencia entre TG-3 y TG-6 es el sistema de excitación, por ello a la unidad turbogeneradora tres (3) se le realiza el AMEF para el subsistema generador destacando las diferencias del sistema de excitación entre ambas máquinas.

4.7 Analizar posibles soluciones que eleven el nivel de confiabilidad de la empresa.

El objetivo es *asegurar la competitividad de la Empresa*, en esa medida es necesario aumentar la confiabilidad de los equipos; es decir disminuir la cantidad de fallas que generan interrupciones no programadas, de manera de poder entregar la disponibilidad requerida por operaciones.

A la hora de llevar a cabo un Plan de Mejoramiento de la Confiabilidad, se debe recordar el concepto de la *Confiabilidad Operacional (CO)* es decir: la capacidad de una Instalación o un sistema integrado por: procesos, tecnología, y gente para cumplir su función dentro de los límites de diseño y bajo un contexto operacional específico.

Básicamente, los objetivos realizados anteriormente forman parte del plan de mejoramiento de la confiabilidad. Se tiene el porcentaje de confiabilidad y disponibilidad de cada una de las máquinas y del sistema; se aplicó un análisis de criticidad, lo que determino cuáles de las unidades turbogeneradoras (siendo estas los componentes más importantes dentro del sistema de generación de PLCA) se encuentran “más críticas” desde la perspectiva operacional y de acuerdo a la realidad de la empresa, lo cual ayudará a focalizar los esfuerzos en pro de la mejora operacional de dichas unidades críticas. Como paso siguiente se realiza un AMEF de las unidades críticas, con la finalidad de describir todas las fallas que presentan las máquinas y las consecuencias que acarrearán estas fallas.

Lo que se persigue con esto es determinar la situación actual de la empresa, con el fin de proponer algunas acciones que permitan que el sistema de generación sea más confiable y se encuentre disponible la mayor parte del tiempo. Las medidas a tomar son las siguientes:

- ✓ Como parte fundamental del plan de mejoramiento de la confiabilidad, se requiere que la empresa adecue sus estrategias de mantenimiento de cada componente, en especial de las unidades resultantes como críticas, tomando en cuenta el AMEF realizado en este análisis, aquí se muestra las fallas que presenta el turbogenerador y sus respectivas consecuencias; se deben estudiar las ventanas de tiempo disponible para atacar estas fallas, de acuerdo a la planificación de las operaciones, para realizar las intervenciones de mantenimiento con equipo detenido. Se seleccionarán las Estrategias de

mantenimiento, tales que aseguren la confiabilidad requerida, con la mejor relación costo-eficacia.

- ✓ Aquí, técnicas tales como el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, pueden aportar un completo análisis estructurado y detallado de las fallas funcionales, y sus consecuencias, que permitirán justificar la aplicación de las distintas estrategias.
- ✓ Una vez que se haya elaborado el nuevo plan de mantenimiento, se podrá comparar con el actual. Esto permitirá observar dónde estaban las brechas más importantes, y dónde se presentan mayores oportunidad de mejora: aumento de confiabilidad y disponibilidad, disminución de costos.
- ✓ Realizar estadísticas de fallas de subsistemas y elementos que componen al turbogenerador, para determinar cuáles son críticos dentro de la máquina, y así poder atacar las fallas con mayor rapidez; ya que al detenerse la unidad para mantenimientos correctivos, de acuerdo a las alarmas que se presenten, el diagnóstico por parte del personal sería más preciso, abordando directamente el componente fallido dentro del subsistema, evitando así costos por pérdida de horas-hombre. Esta acción permitirá también programar las paradas, ya que se conocerá el estado en que se encuentran los elementos del subsistema.
- ✓ Emplear herramientas computacionales para la planificación de las acciones correspondiente al mantenimiento de las unidades turbogeneradoras, como por ejemplo S.A.P., programa disponible en PLCA; esto permitirá realizar las acciones de mantenimiento en el tiempo justo para evitar fallas en las máquinas, ya que esta herramienta emite una alarma el día que es necesario realizar el mantenimiento y las acciones que se deben llevar a cabo, evitando así, pasar por alto el mantenimiento de algún componente que requiera ser revisado. Aquí

puede ser vaciada toda la información recopilada por el personal de mantenimiento.

- ✓ Incrementar la capacidad de generación, creando así reserva de potencia. La demanda de potencia actualmente se encuentra en el límite con la potencia generada, lo que hace necesario que todas las unidades tengan que estar disponibles para que el sistema tenga cierta confiabilidad, por lo cual es necesario contar con algún respaldo de potencia, que permita sacar de operación alguna de las unidades activas temporalmente, bien sea por una parada programada o por alguna falla; a estas unidades se les denomina componentes redundantes pasivos, que se activarían solo en el caso de falla de alguno de los componentes activos. Utilizando métodos de optimización para calcular el número de componentes redundantes necesarios, se puede obtener mejor disponibilidad y al mismo tiempo costos admisibles para el sistema.

Pero no solamente estas acciones, desde el punto de vista operacional, mejorarían la confiabilidad de la empresa, también debe evaluarse la confiabilidad del proceso y la confiabilidad humana, que no es más que la falta de procedimientos claros, o procedimientos incompletos, o carencia de los mismos, o también incluso incumplimiento de los procedimientos, este último problema asociado a carencias de supervisión y liderazgo, falta de planes de capacitación y desarrollo, falta de sistemas de evaluación y reconocimiento, que generen el grado necesario de involucramiento y compromiso con la tarea. Para evitar y mejorar estos problemas podrían tomarse las siguientes acciones:

- ✓ En el nuevo plan de mantenimiento se debe contempla registrar los tiempos empleados para realizar acciones de mantenimientos correctivos y preventivos, excluyendo tiempos por espera de repuestos y trámites administrativos, esto con

el fin de evaluar al departamento de mantenimiento, y establecer políticas que incrementen su efectividad y eficiencia.

- ✓ Esta etapa consiste básicamente, por un lado en una revisión de los procedimientos operativos y de mantenimiento, elaborando instructivos de las tareas críticas, con especificaciones completas de montaje, desmontaje, tolerancias, herramientas especiales requeridas, etc. Por otro lado, una evaluación de las necesidades de capacitación, de manera de elaborar un plan de capacitación, y por último una revisión del sistema de evaluación de desempeño.

CONCLUSIONES

Se puede describir el sistema bajo estudio como una planta de generación de energía eléctrica, compuesta por once (11) unidades turbogeneradoras (FRAME V, FRAME VI y FT8), la generación distribuida y el cable submarino. Los turbogeneradores son los elementos principales, funcionan a base de combustible diesel, generan en un rango de 20 a 30 Mw, con valor de tensión de 13,8 KV.

Los indicadores de confiabilidad calculados son los Tiempos Promedios Para Fallar (TPPF), Tiempos Promedios Fuera de Servicio (TPFS), y Tiempos Promedios Para Reparar (TPPR) de cada unidad turbogeneradora. El TPPF fue calculado para un período de un año, tiempo en el cual la unidad tres (TG-3) fue la que mas presento frecuencia de fallas con un TPPF de 317,23 horas/falla, y la unidad que presento menos frecuencia de fallas es la unidad cinco (TG-5) con un TPPF de 1690,98 horas/falla, por lo tanto, en período transcurrido desde enero de 2009 hasta diciembre del mismo año, el turbogenerador tres (3) fue el menos confiable y el turbogenerador cinco (5) fue el más confiable.

Los TPPR y TPFS fueron calculados para el mismo período, tiempo en el cual la unidad ocho (8) fue la que obtuvo mayor TPPR (20,02 horas/Mtto correctivo.), y la que obtuvo menor TPPR (2,22horas/ Mtto correctivo.) fue la unidad siete (7). La unidad que estuvo mayor tiempo fuera de servicio fue TG-4, estuvo detenida en promedio 200,40 horas durante el año 2009, y como contraparte la unidad que estuvo menos tiempo fuera de servicio fue TG-7, la cual se detuvo 3,62 horas durante el año 2009. A pesar de la cantidad de fallas ocurridas en las máquinas y los pocos mantenimientos programados, el departamento de mantenimiento de Planta Luisa Cáceres de Arismendi ofrece rápidas respuestas a las contingencias presentadas en los turbogeneradores.

El método utilizado para el cálculo del porcentaje de confiabilidad y mantenibilidad de cada componente es la distribución exponencial; siguiendo los patrones establecidos por los indicadores obtenidos anteriormente, la máquina más confiable fue TG-5 con un 93,15%, y la menos confiable fue TG-3 con 68,50%. Estos valores son deficientes, ya que la confiabilidad por equipo, para un sistema de generación, debe ser mayor al 95% según los estándares de confiabilidad para empresas de clase mundial. Las causas pueden atribuirse a la alta tasa de falla que presentan las unidades turbogeneradoras, debido al largo período de vida que estas tienen, ya que las máquinas instaladas en PLCA habían sido utilizadas en otras plantas térmicas.

Para el cálculo de la confiabilidad del sistema se utilizó la técnica de diagramas de bloques; se determinó que las unidades por operatividad se encuentran conectadas en paralelo, pero por funcionalidad, es decir la capacidad de cubrir la demanda, es necesario que se configuren en serie, ya que ninguno de los elementos que componen el sistema, por sí solos, cubren la demanda de energía del estado insular. La confiabilidad del sistema fue de 16,66%.

La disponibilidad de cada máquina fue calculada mediante la relación del Tiempo Promedio Para Fallar y el Tiempo Promedio Para Reparar, resultando TG-4 la menos disponible, y TG-7 y TG-9 las más disponibles. La disponibilidad del sistema fue de 0,89%, debido a que, si alguno de los componentes que conforman el sistema fallara, el sistema no sería capaz de cubrir la totalidad de la demanda.

El Análisis de Criticidad se realizó con el objetivo de determinar cuáles de las unidades turbogeneradoras son identificadas como elementos críticos en el sistema, desde la perspectiva de la alta gerencia hasta los operadores y técnicos de las máquinas, y así poder establecer políticas de mantenimiento que se direccionen a mejorar el desempeño de los turbogeneradores. Como resultado de este análisis se

obtuvo que las unidades TG-3 y TG-6 son los elementos críticos dentro del sistema, esto a consecuencia de la gran frecuencia con la que fallan, comparado con las otras máquinas, el tiempo que se tardan reparando las fallas, la disponibilidad de los repuestos, el costo de la reparación, entre otros factores.

Identificados los elementos críticos del sistema de generación de PLCA, se le realizó un Análisis de Modos y Efectos y Fallas, con el fin de identificar los subsistemas que componen a cada turbogenerador, las fallas que se presentan en cada subsistema, las causas y consecuencias de dichas fallas. Entre las fallas más comunes de cada subsistema se pueden mencionar:

- Suministro de combustible Diesel: taponamiento de los filtros y prefiltros,
- Suministro de Aceite Lubricante: degradación del aceite lubricante y taponamiento de filtros de aceite lubricante.
- Sistema de Control de turbina: pérdida de comunicación entre la unidad turbogeneradora y el Mark V.
- Protecciones: mal funcionamiento del detector de llama.
- Compresor: filtros y prefiltros del sistema de admisión de aire obstruidos o sucios.
- Compartimiento de turbina: mal funcionamiento de las bujías de encendido por falta de corriente o desgaste excesivo del electrodo.
- Generador TG-6: falla del sistema de alimentación C.C. (banco de baterías)
- Generador TG-3: sistema de rectificación defectuoso.

RECOMENDACIONES

Entre algunas recomendaciones para elevar la confiabilidad del sistema de generación del Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta se puede mencionar:

- ✓ Evitar la concentración de esfuerzos en mantenimientos correctivos y procurar prestar atención a los mantenimientos programados. Si se logra disminuir la tasa de fallas, aumentará la disponibilidad y por ende la confiabilidad.
- ✓ Hacer especial énfasis en los mantenimientos requeridos por las unidades turbogeneradoras tres (3) y seis (6).
- ✓ Unificar el sistema de generación distribuida con el de PLCA, para registrar parámetros de funcionamiento de dichas máquinas y así poder estimar la confiabilidad de GD, pudiendo ser más certeros a la hora de calcular la confiabilidad del sistema.
- ✓ Reforzar el sistema de generación con más componentes o en su defecto cambiar componentes más defectuosos, por nuevos y de mayor capacidad, hasta poder contar con algún respaldo de potencia que funcione como sistema de redundancia pasiva.

BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Hernández, E. (2006). *Análisis de Confiabilidad del Sistema de Generación Ecuatoriano*. [Tesis en línea] Universidad Politécnica Nacional. Quito, Ecuador. Consulta en Octubre de 2009 en: <http://biee.epn.edu.ec>
- [2]. Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta. (2008) “La Empresa”. [Página web en línea] Disponible en: <http://www.senecamargarita.com>.
- [3]. Unidad de Generación de Planta Luisa Cáceres de Arismendi. SENECA
- [4]. Ruiz K. (2004). *Estudio de la Confiabilidad Operacional del sistema de Generación de Refinería Puerto La Cruz*. Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Venezuela.
- [5]. Tillerio A. (2005). *Evaluación de la Confiabilidad del Sistema de Generación Oriental y Efecto que Causa una Elevación del Nivel de Tensión de Planta Guanta de 115 Kv a 230 Kv*. Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Venezuela.
- [6]. Castro, M. (2009). *Estudio de confiabilidad, utilizando cadenas de Markov para la disponibilidad de un sistema eléctrico de potencia*. Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Venezuela.
- [7]. Díaz, J. (2000). *Evaluación de la Confiabilidad en el marco reestructurador de los sistemas eléctricos competitivos*. [Tesis en línea] Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile, Chile. Consulta en febrero de 2010 en: <http://web.ing.puc.cl>
- [8]. Resource (1992). *An encyclopedia of energy utility terms*. (2^{da} Ed.) Pacific Electric Company.
- [9]. Norma ANSI/IEEE. *Standard Definitions For Use In Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability and Productivity 762-1987* (2002)
- [10]. Billiton, R. y Allan, R. (1996). *Reliability Evaluation of Engineering Systems*. Second Edition. United Estate Of America.

- [11]. (2000). *Defining the terms of a changing industry*. Edison Industry.
- [12]. Becerra, G. (2005). *Diseño de un Sistema Integrado de Confiabilidad Operacional para el Área de Servicios Industriales de Bavaria S.A. Cervecería de Boyacá*. U.P.T.C. Escuela de Ingeniería Electromecánica. Duitama, Colombia.
- [13]. Montaña L, Rosa E. (2006). *Diseño de un sistema de mantenimiento con base en análisis de criticidad y análisis de modo y efectos de fallas en la Planta de Coque de fabricación primaria en la empresa Acerías de Paz del Río S.A.* [Tesis en Línea] Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Duitama, Colombia. Consulta en enero de 2010 en: <http://www.scribd.com>
- [14]. [Documento en línea] Disponible en: <http://www.industrialtijuana.com/pdf/B-4.pdf>
- [15]. Bravo, L. (2009). *Fundamentos de Mantenimiento de Plantas*. Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Venezuela.
- [16]. Suarez, D y Darwin Bravo. (2008). *Mantenimiento Mecánico*. Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Venezuela.
- [17]. Zapata, J. (2009). *Propuesta de mejora de mantenimiento en la unidad etiquetadora de una planta embotelladora de refrescos, aplicando MCC*. Tesis de grado no publicada. Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Venezuela
- [18]. Barringer, A. (2008). *Disponibilidad, Confiabilidad, Mantenibilidad y Capacidad*. Barringer & Associates, Inc. [Documento en línea] Disponible en: www.scribd.com
- [19]. NORSOK STANDARD Z-008 (2001). Critically analysis for maintenance purposes. *Norwegian Technology Centre*. [Revista en línea] Consultado Enero 2010 en: www.nts.no/norsok.
- [20]. Arias, F. (2006). *El Proyecto de Investigación: Introducción a la Metodología Científica*. (5^{ta} ed.) Caracas: Episteme.
- [21]. Ms 5000. Services Manual. GE Heavy Duty Gas Turbine.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	“EVALUACIÓN DEL NIVEL DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PLANTA LUISA CACERES DE ARISMENDI, SENECA, ESTADO NUEVA ESPARTA”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E MAIL
Cedeño Benites, Diana Priscila	CVLAC: 82.287.980 E MAIL: dianaprisce@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

confiabilidad

mantenibilidad

disponibilidad

generación

turbogeneradores

amef

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

La Confiabilidad es la habilidad o capacidad que tiene un equipo, de cualquier naturaleza, para realizar una tarea específica. Los conceptos de mantenibilidad y disponibilidad, son usados para cuantificar la confiabilidad de un sistema. Una alta disponibilidad (pocas fallas) y una alta mantenibilidad (tiempos predecibles de mantenimiento) son la tendencia de sistemas altamente confiables. Pero ¿Cómo mejorar la Confiabilidad? ¿Cómo establecer que sistema o equipo, en una empresa, es más crítico que otro? ¿Qué criterio se debe utilizar? El análisis de criticidades da respuesta a estas interrogantes, dado que genera una lista ponderada desde el elemento más crítico hasta el menos crítico. A los elementos altamente críticos se les aplica un Análisis de Modos y Efectos de Falla para determinar los elementos que impiden el correcto funcionamiento de los equipos de una planta, lo cual hace mucho más fácil diseñar estrategias, para realizar estudios o proyectos que mejoren la confiabilidad.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
Ing. Pedro Rodríguez					
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Ing. Jesús Marín					
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Ing. Luís Suarez					
	CVLAC:				
	E_MAIL	hparra@anz.udo.edu.ve			
	E_MAIL				
Ing. Lenin Natera					
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	05	24
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Confiability sistema de generacion.doc	Aplicación/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G
H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y
z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: Dpto. Generación/SENECA(Margarita) (OPCIONAL)

TEMPORAL: Seis Meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Electricista

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Electricidad

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo con el Artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente:

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad Oriente y solo podrán ser utilizadas para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

Cedeño B., Diana P.

AUTOR

Ing. Pedro Rodríguez

TUTOR

Ing. Luis Suarez

JURADO

Ing. Lenin Natera

JURADO

Ing. Verena Mercado

POR LA SUBCOMISION DE TESIS