



**Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica**

DISPONIBILIDAD, CONFIABILIDAD Y PRODUCTIVIDAD DE UNIDADES GENERADORAS

RUBÉN ALFREDO CERÓN SUCHINI

Asesorado por: Ing. José Rafael Argueta Monterroso

Guatemala, octubre de 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISPONIBILIDAD, CONFIABILIDAD Y PRODUCTIVIDAD DE
UNIDADES GENERADORAS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

**PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR**

RUBEN ALFREDO CERON SUCHINI
ASESORADO POR: ING. RAFAEL ARGUETA MONTERROSO

**AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2,005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Ing. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Ing. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO:	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR:	Ing. Carlos Francisco Gressi López
EXAMINADOR:	Ing. Edwin Efraín Segura Castellanos
EXAMINADOR:	Ing. Juan Carlos Córdova Zeceña
SECRETARIA:	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
GLOSARIO.....	VII
RESUMEN.....	IX
OBJETIVOS.....	XI
INTRODUCCIÓN.....	XIII

1. UNIDADES GENERADORAS

1.1. Concepto.....	1
1.2. Tipos de centrales generadoras.....	3
1.2.1. Centrales hidroeléctricas.....	4
1.2.2. Clasificación de las centrales hidroeléctricas.....	5
1.2.2.1. Centrales hidroeléctricas de agua fluyente.....	6
1.2.2.2. Centrales hidroeléctricas con embalse.....	7
1.3. Centrales geotérmicas.....	7
1.3.1. Descripción del proceso de las centrales geotérmicas.....	8
1.4. Centrales termoeléctricas clásicas.....	9
1.5. Calidad de energía.....	12
1.5.1. Disturbios en el sistema de generación.....	14

2. DISPONIBILIDAD DE UNIDADES GENERADORAS

2.1. Concepto.....	17
2.2. Criterios para identificar la indisponibilidad.....	17
2.2.1. Disponible.....	19
2.2.2. Salida forzada.....	19

2.2.3.	Falla al ser convocado.....	20
2.2.4.	Mantenimiento programado.....	20
2.2.5.	Extensión de mantenimiento.....	21
2.2.6.	Disminución de carga.....	21
2.2.7.	Causa externa.....	22
2.3.	Cálculo del coeficiente de disponibilidad.....	24
2.3.1.	Ejemplo de cálculo del coeficiente de disponibilidad de una central eléctrica.....	25

3. CONFIABILIDAD DE UNIDADES GENERADORAS

3.1.	Concepto.....	31
3.2.	Consideraciones generales.....	32
3.3.	Cálculo del coeficiente de confiabilidad.....	33
3.3.1.	Ejemplo de cálculo del coeficiente de confiabilidad de una unidad central eléctrica.....	34
3.4.	Análisis de confiabilidad por métodos probabilísticos.....	38
3.4.1.	El Criterio (n-1)	39
3.4.2.	Cálculo de confiabilidad probabilística.....	40
3.4.3.	Resultados del cálculo de confiabilidad.....	48
3.4.3.1.	Secuencia de operaciones ejecutadas durante el cálculo de confiabilidad.....	49
3.4.3.1.1	Generación de combinaciones de interrupciones (Salidas)	50
3.4.3.1.2	Análisis de efecto de falla (AEF).	51
3.4.3.2.	Algoritmo del método probabilístico para la confiabilidad.....	52
3.5.	Ejemplo de cálculo de confiabilidad de unidades generadoras por el método probabilístico.....	57

4. PRODUCTIVIDAD DE UNIDADES GENERADORAS	
4.1. Concepto de productividad y generalidades.....	65
4.1.1. Sistema de medición	66
4.2. Cálculo del coeficiente de productividad.....	67
4.2.1. Ejemplo de cálculo del coeficiente de productividad de una central eléctrica.....	75
CONCLUSIONES.....	83
RECOMENDACIONES.....	85
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	87
BIBLIOGRAFÍA.....	89

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Generador en su forma más simple.....	1
2. Esquema de una central eléctrica.....	2
3. Esquema de una central hidroeléctrica típica.....	5
4. Esquema de una central geotérmica.....	9
5. Esquema básico de una central termoeléctrica clásica.....	12
6. Ventana de ingreso de datos para unidades generadoras en NEPLAN.....	44
7. Ventana de ingreso de datos para las barras en NEPLAN.....	45
8. Ventana de ingreso de datos para líneas de transmisión en NEPLAN.....	46
9. Ventana de ingreso de datos para cargas en NEPLAN.....	47
10. Secuencia de operaciones ejecutadas durante el cálculo de confiabilidad.....	50
11. Procedimiento analítico básico.....	54
12. Ventana de ingreso de datos para la confiabilidad de una unidad generadora.....	58
13. Ingreso de datos de Aguacapa 1 en NEPLAN.....	62

TABLAS

I.	Estados de la unidades generadoras.....	23
II.	Estadísticas a lo largo de un año, de mantenimientos programados, indisponibilidades y disminuciones de carga de una central generadora.....	26
III.	Datos e índices de entrada para el NEPLAN	43
IV.	Resultados o índices de confiabilidad.....	48
V.	Resultados o índices de confiabilidad de central generadora San José Power.....	59
VI.	Interrupciones estocásticas cortas y largas de central hidroeléctrica Aguacapa.....	61
VII.	Resultados o índices de confiabilidad de central generadora Aguacapa.....	63
VIII.	Costos mensuales para la operación de una central eléctrica..	76

RESUMEN

Una unidad generadora es la encargada de convertir una forma de energía en otra, es decir es la encargada de transformar la energía mecánica dada por una fuente externa, en energía eléctrica, para el consumo de las ciudades, ya sea de forma residencial o industrial.

En el desarrollo de este trabajo se comprende y analiza la metodología de cálculo de los coeficientes de confiabilidad, disponibilidad y productividad de las unidades generadoras con el objetivo de vencer las dificultades en la interpretación de los datos del rendimiento de la unidad generadora.

La confiabilidad se resume como la medida de la disponibilidad de la unidad generadora para llevar a cabo su función. Con esto podemos decir que la confiabilidad es igual a la disponibilidad de una unidad generadora en un tiempo definido.

Las medidas de disponibilidad son están dadas como la fracción del tiempo en la que una unidad es capaz de proveer servicio, cuando es requerida por despacho económico. Este coeficiente esta dado la norma comercial número 2 del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

Las medidas de productividad están dadas, simplemente, por el total de potencia producida por una planta con respecto a su potencial de producción de potencia y su costo. Por lo tanto, las medidas de productividad son las más importantes para una empresa que se dedique a la generación de energía, ya que, si este coeficiente es muy bajo la empresa no tendrá los márgenes necesarios de ganancia

OBJETIVOS

General

Conocer que es una unidad generadora de electricidad y, a la vez, establecer los pasos para encontrar los coeficientes de disponibilidad, confiabilidad y productividad de la misma, de tal manera que el proceso sea efectivo, para optimizar los recursos, para que al final del proceso se tenga una reducción de disturbios provocadas por una unidad generadora en el sistema.

Específicos

1. Desarrollar los métodos utilizados para el cálculo de coeficientes de disponibilidad, confiabilidad y productividad de unidades generadoras para un sistema eléctrico interconectado.
2. Establecer criterios para los cálculos de los coeficientes de disponibilidad como primer punto, para, poder calcular el coeficiente de confiabilidad, y demostrar que ambos coeficientes están dados por la misma relación.
3. Establecer una metodología que permita medir la productividad de una unidad generadoras de energía eléctrica, en relación a los costos de operación de las unidades generadoras.

4. Demostrar que manteniendo altos los coeficientes de disponibilidad y confiabilidad de una central generadora, ayuda, directamente, a que la misma tenga márgenes de productividad mayores, es decir, ayuda a que la ganancia de la empresa sea mayor.

INTRODUCCIÓN

Una unidad generadora de energía eléctrica es una de los elementos más importantes de un sistema eléctrico de potencia, ya que, sin ellas no habría energía que transportar y distribuir al consumidor final, por lo tanto, cualquier acercamiento al estudio de la confiabilidad puede ser descrita por dos atributos: Productividad y Disponibilidad. La Productividad se define como la habilidad de suministrar la potencia de energía eléctrica requerida por los consumidores dentro de los límites de voltaje, potencia y frecuencia aceptables; teniendo en cuenta salidas planeadas y no planeadas de los componentes del mismo.

Para encontrar los coeficientes de disponibilidad, confiabilidad y productividad de unidades generadoras en un sistema eléctrico de potencia es necesario definir el estado de las mismas, entendiéndose por ello un factor que representa el estado de cada una de las unidades generadoras del sistema y, por ende, cada estado contiene la información necesaria para el procedimiento de cálculo de dichos coeficientes.

La productividad es una medida de la eficiencia con que se utilizan los recursos para obtener un producto final y cuando se habla de una empresa de generación de energía, resulta más difícil encontrar la productividad, pero, igualmente, es un factor importante que se debe hallar para conocer el nivel de desempeño del negocio.

En el transcurso de este trabajo daremos las bases para el cálculo de los coeficientes de disponibilidad, confiabilidad y productividad de unidades y centrales generadoras, así como la metodología del cálculo.

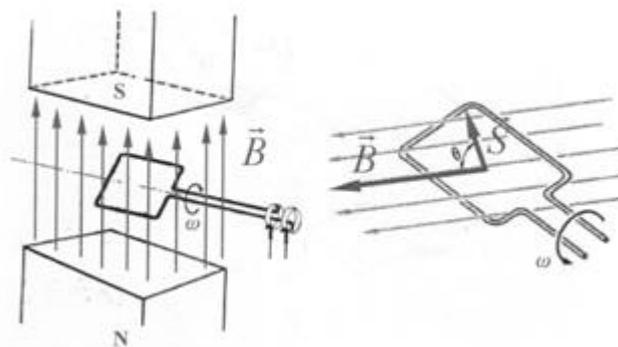
1. UNIDADES GENERADORAS

1.1. Concepto

La energía eléctrica se produce en los aparatos llamados generadores o alternadores, que es considerada una unidad generadora. Esta unidad generadora es la encargada de convertir una forma de energía en otra, como se expondrá mas adelante. Un generador consta, en su forma más simple de:

- Una espira que gira impulsada por algún medio externo.
- Un campo magnético uniforme, creado por un imán, en el seno del cual gira la espira anterior.

Figura 1. Generador en su forma más simple.



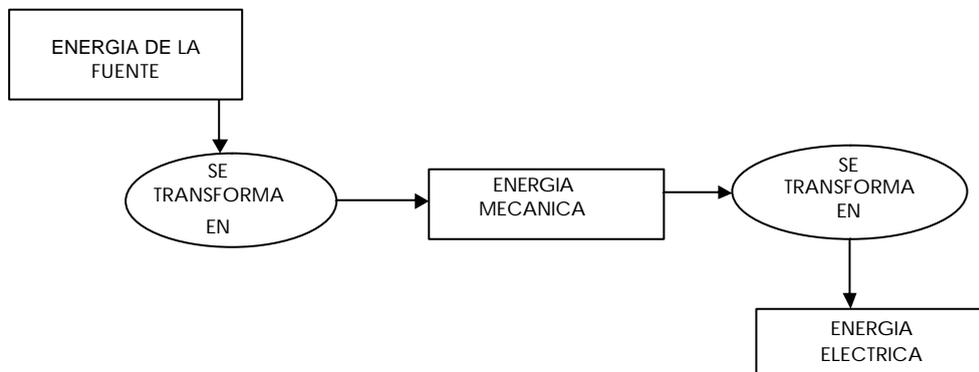
A medida que la espira gira, el flujo magnético a través de ella cambia con el tiempo, induciéndose una fuerza electromotriz, y si existe un circuito externo, circulará una corriente eléctrica.

Para que un generador funcione, hace falta una fuente externa de energía (hidráulica, térmica, nuclear, etc.) que haga que la bobina gire con una frecuencia deseada.

Una unidad generadora eléctrica es capaz de convertir la energía mecánica, obtenida mediante otras fuentes de energía primaria, en energía eléctrica.

Podemos considerar que el esquema de una central eléctrica es:

Figura 2. Esquema de una central eléctrica.



En general, la energía mecánica procede de la transformación de la energía potencial, dada por una fuente externa, que puede ser: agua almacenada en un embalse; de la energía térmica suministrada, gas natural, o cualquier otro combustible.

Para realizar la conversión de energía mecánica en eléctrica, se emplean unidades generadoras, más complicadas que los que acabamos de ver, las cuales constan de dos piezas fundamentales:

- **El estator:** Armadura metálica, que permanece en reposo, cubierta en su interior por unos hilos de cobre, que forman diversos circuitos.
- **El rotor:** Está en el interior del estator y gira accionado por un primotor. Está formado en su parte interior por un eje, y en su parte más externa por unos circuitos, que se transforman en electroimanes cuando se les aplica una pequeña cantidad de corriente.

Cuando el rotor gira a gran velocidad, debido a la energía mecánica aplicada en el primotor, se produce corriente en los hilos de cobre del interior del estator. Estas corrientes proporcionan al generador la denominada fuerza electromotriz, capaz de producir energía eléctrica a cualquier sistema conectado a él.

1.2. Tipos de Centrales generadoras

La electricidad se produce para satisfacer el consumo de la demanda de una red eléctrica. La misma es producida en centros llamados centrales eléctricas. Estas se encargan de transformar una fuente primaria de energía en energía eléctrica de características bien definidas. En concreto se genera un sistema trifásico sinusoidal de tensiones, con frecuencia de 60 Hz, y amplitud de onda estrictamente estandarizada y controlada.

Existen muy diversa tecnologías de generación, normalmente asociadas al tipo de combustible que utilizan. En este trabajo se describirán los tipos de centrales eléctricas que existen en la actualidad en el país. De tal modo se pueden clasificar en hidráulicas, térmicas (incluye geotérmicas, centrales de cogeneración y centrales térmicas de carbón), cuyos funcionamientos y esquemas se describen a continuación.

1.2.1. Centrales hidroeléctricas

El aprovechamiento de las fuerzas naturales fue constante preocupación de la humanidad que vio en ellas un medio de aliviar el trabajo muscular con el ahorro consiguiente de las energías del hombre, quien de este modo podría realizar cantidades de trabajos importantes que hubieran precisado abundante mano de obra.

Refiriéndonos a las caídas de las masas de agua, producidas por los desniveles existentes en los cauces por los que aquellas discurren, fueron de antiguo utilizadas para producir energía mecánica por medio de ruedas de paletas y de cajones que, aunque eran artefactos rudimentarios, tenían adecuadas aplicaciones, entre otras, para elevar agua en los riegos, para mover molinos harineros, etc.

De lo anterior nacen las hidroeléctricas, cuya función es utilizar la energía potencial del agua almacenada y convertirla, primero en energía mecánica y luego en eléctrica.

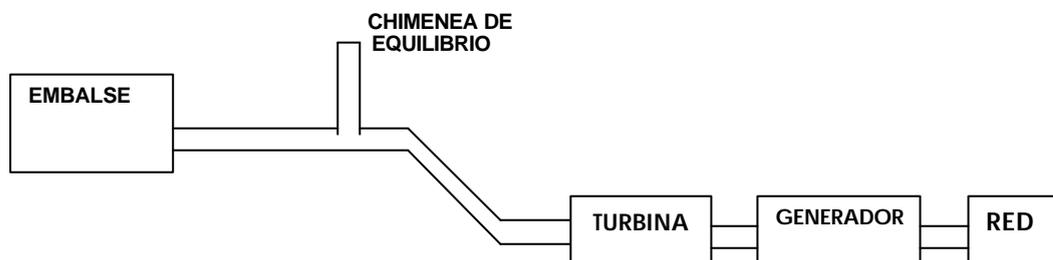
Un sistema de captación de agua provoca un desnivel que origina una cierta energía potencial acumulada. La energía hidráulica, gracias a la turbina

hidráulica, es convertida en energía mecánica, y luego ésta acoplada a un generador por medio de un par mecánico, es convertida en energía eléctrica.

Por el tipo de fuente primaria, las centrales hidroeléctricas son las que presentan menor contaminación. Sin embargo, requieren una fuerte inversión en su construcción, ya que necesitan para su regulación y captación de recursos, la inundación de grandes superficies geográficas de embalse.

A continuación se muestra el esquema de una central hidroeléctrica típica:

Figura 3. Esquema de una central hidroeléctrica típica



En lo siguiente, vamos a describir los distintos tipos de centrales hidroeléctricas.

1.2.2. Clasificación de las centrales hidroeléctricas

Según el tipo de embalse las centrales se clasifican en:

1.2.2.1 Centrales hidroeléctricas de agua fluyente

Una central de pasada o agua fluyente es aquella en la que no existe una acumulación apreciable de agua "corriente arriba" de las turbinas, conocida como embalse.

En una central de este tipo las turbinas deben aceptar el caudal disponible del río "como viene", con sus variaciones de estación en estación, o si ello es imposible el agua sobrante se pierde por rebosamiento.

En ocasiones un embalse relativamente pequeño bastará para impedir esa pérdida por rebosamiento. El agua o se utiliza en las turbinas o se derrama por el aliviadero de la central. Son las más frecuentes y entre ellas se encuentran las centrales de más potencia. Son centrales de llanura. La central se instala en el curso mismo del río o en un canal desviado. Después de interceptar el mismo por un dique de contención. Se pueden subclasificar en centrales con reserva (diaria o semanal) o sin reserva. En las primeras se ensancha algo el curso del río para la acumulación del agua.

1.2.2.2. Centrales hidroeléctricas con embalse

En este tipo de proyecto se embalsa un volumen considerable de líquido "aguas arriba" de las turbinas mediante la construcción de una o más presas que forman lagos artificiales. Para ello se construye un muro grueso de piedra, hormigón u otros materiales, apoyado generalmente en alguna montaña. La masa de agua embalsada se conduce a través de una tubería hacia los álabes de una turbina que suele estar a pie de presa, la cual está conectada al generador. Así, el agua transforma su energía potencial en energía cinética,

que hace mover los álabes de la turbina. Además el embalse permite graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas. Con embalse de reserva puede producirse energía eléctrica durante todo el año aunque el río se seque por completo durante algunos meses , cosa que sería imposible en un proyecto de pasada.

Las centrales con almacenamiento de reserva exigen por lo general una inversión de capital mayor que las de pasada, pero en la mayoría de los casos permiten usar toda la energía posible y producir kilovatios-hora más baratos.

1.3. Centrales geotérmicas

La geotermia aprovecha el calor y el agua que se han concentrado en ciertos sitios del subsuelo conocidos como yacimientos geotérmicos. La energía geotérmica, como su nombre lo indica, es energía calorífica proveniente del núcleo de la tierra, la cual se desplaza hacia arriba en el magma que fluye a través de las fisuras existentes en las rocas sólidas y semisólidas del interior de la tierra, alcanzando niveles cercanos a la superficie, donde existen condiciones geológicas favorables para su acumulación.

Este tipo de yacimiento está asociado a fenómenos volcánicos y sísmicos, cuyo origen común son los movimientos profundos que ocurren continuamente entre los límites de las placas litosféricas en las que se divide la porción sólida más externa de la Tierra.

Un yacimiento geotérmico típico se compone de una fuente de calor, un acuífero y la llamada capa sello. La fuente de calor es generalmente una cámara magmática en proceso de enfriamiento. El acuífero es cualquier formación litológica con la permeabilidad suficiente para alojar agua meteórica

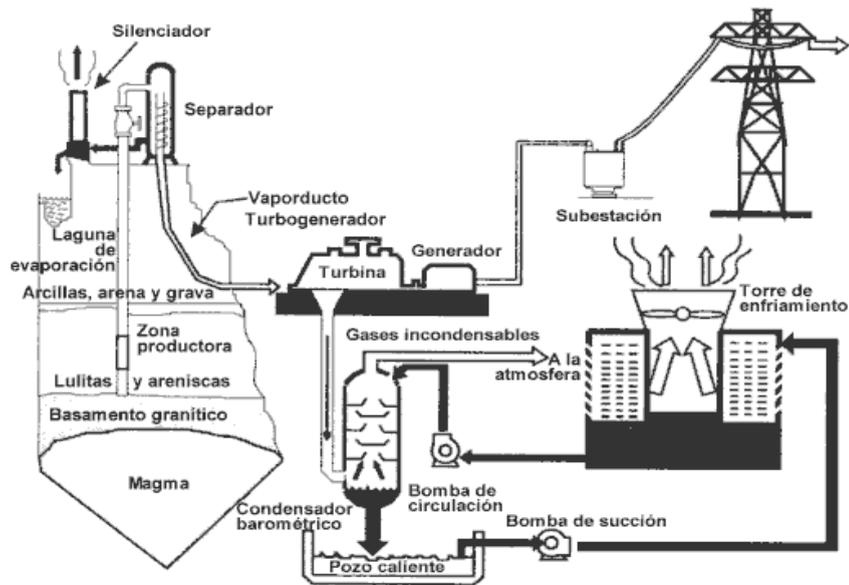
percolada desde la superficie o desde otros acuíferos someros. La capa sello es otra formación, o parte de ella, con una menor permeabilidad, cuya función es impedir que los fluidos geotérmicos se disipen totalmente en la superficie.

1.3.1 Descripción del proceso de las centrales geotérmicas

Por medio de pozos específicamente perforados, las aguas subterráneas, que poseen una gran cantidad de energía térmica almacenada, se extraen a la superficie transformándose en vapor que se utiliza para generación de energía eléctrica.

Este tipo de central opera con principios análogos a los de una termoeléctrica tipo vapor, excepto en la producción de vapor, que en este caso se extrae del subsuelo. La mezcla agua-vapor que se obtiene del pozo se envía a un separador; el vapor ya seco se dirige a la turbina donde se transforma la energía cinética en mecánica y ésta, a su vez, se transforma en electricidad en el generador.

Figura 4. Esquema de una central geotérmica.



1.4. Centrales termoeléctricas clásicas

Se denominan centrales termoeléctricas clásicas o convencionales aquellas centrales que producen energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, bunker o gas en una caldera diseñada al efecto. El apelativo de "clásicas" o "convencionales" sirve para diferenciarlas de otros tipos de centrales termoeléctricas (nucleares y solares, por ejemplo), las cuales generan electricidad a partir de un ciclo termodinámico, pero mediante fuentes energéticas distintas de los combustibles fósiles empleados en la producción de

energía eléctrica desde hace décadas y, sobre todo, con tecnologías diferentes y mucho mas recientes que las de las centrales termoeléctricas clásicas.

Independientemente de cuál sea el combustible fósil que utilicen (bunker, carbón o gas), el esquema de funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas clásicas es prácticamente el mismo. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varían según sea el tipo de combustible empleado.

Una central termoeléctrica clásica posee, dentro del propio recinto de la planta, sistemas de almacenamiento del combustible que utiliza (parque de carbón, depósitos de bunker) para asegurar que se dispone permanentemente de una adecuada cantidad de éste. Si se trata de una central termoeléctrica de carbón, es previamente triturado en molinos pulverizadores hasta quedar convertido en un polvo muy fino para facilitar su combustión. De los molinos es enviado a la caldera de la central mediante chorro de aire precalentado.

Si es una central termoeléctrica de bunker, éste es precalentado para que fluidifique, siendo inyectado posteriormente en quemadores adecuados a este tipo de combustible. Si es una central termoeléctrica de gas los quemadores están asimismo concebidos especialmente para quemar dicho combustible.

Hay, por último, centrales termoeléctricas clásicas cuyo diseño les permite quemar indistintamente combustibles fósiles diferentes (carbón o gas, bunker, etc.). Reciben el nombre de centrales termoeléctricas mixtas.

Una vez en la caldera, los quemadores provocan la combustión del carbón, bunker o gas, generando energía calorífica. Esta convierte a su vez, en

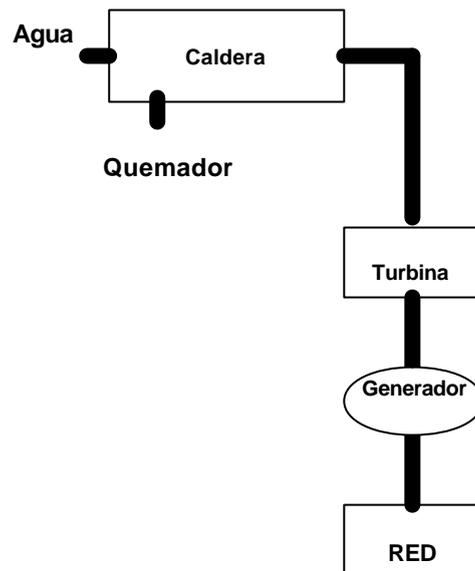
vapor a alta temperatura el agua que circula por una extensa red formada por miles de tubos que tapizan las paredes de la caldera. Este vapor entra a gran presión en la turbina de la central, la cual consta de tres cuerpos, el de alta, media y baja presión, respectivamente unidos por un mismo eje.

En el primer cuerpo (alta presión) hay centenares de álabes o paletas de pequeño tamaño. El cuerpo a media presión posee asimismo centenares de álabes pero de mayor tamaño que los anteriores. El de baja presión, por último, tiene álabes aún más grandes que los precedentes. El objetivo de esta triple disposición es aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que este va perdiendo presión progresivamente, por lo cual los álabes de la turbina se hacen de mayor tamaño cuando se pasa de un cuerpo a otro de la misma. Hay que advertir, por otro lado, que este vapor, antes de entrar en la turbina, ha de ser cuidadosamente deshumidificado. En caso contrario, las pequeñísimas gotas de agua en suspensión que transportaría serían lanzadas a gran velocidad contra los álabes, actuando como si fueran proyectiles y erosionando las paletas hasta dejarlas inservibles.

El vapor de agua a presión, por lo tanto, hace girar los álabes de la turbina generando energía mecánica. A su vez, el eje que une a los tres cuerpos de la turbina (de alta, media y baja presión) hace girar al mismo tiempo a un alternador unido a ella, produciendo así energía eléctrica. Esta es vertida a la red de transporte a alta tensión mediante la acción de un transformador.

A continuación se muestra el esquema básico de una central termoeléctrica clásica:

Figura 5. Esquema básico de una central termoeléctrica clásica



1.5. Calidad de energía

El término "*calidad de energía eléctrica*" se emplea para describir la variación de la tensión, corriente, y frecuencia en el sistema eléctrico.

Históricamente, la mayoría de los equipos son capaces de operar satisfactoriamente con variaciones relativamente amplias de estos tres parámetros. Sin embargo, en los últimos diez años se han agregado al sistema eléctrico un elevado número de equipos, no tan tolerantes a estas variaciones, incluyendo a los controlados electrónicamente.

Los disturbios en el sistema, que se han considerado normales durante muchos años, ahora pueden causar desorden en el sistema eléctrico industrial, con la consecuente pérdida de producción. Adicionalmente, deben tomarse en cuenta nuevas medidas para desarrollar un sistema eléctrico confiable, mismas que anteriormente no se consideraron significativas.

Las altas exigencias en la calidad del servicio de energía obligan cada vez más a las empresas de energía a disponer de sistemas más flexibles y seguros que garanticen la menor interrupción posible en el fluido eléctrico. Para lograr esto, es necesario aminorar los problemas en el sistema eléctrico, para que sea confiable.

Anteriormente para referirse al término de calidad de energía eléctrica solo bastaba con tomar en cuenta, la continuidad del servicio y las perturbaciones debidas a causas naturales, así como los efectos en las líneas de transmisión; pero ahora debido a muchas normas internacionales, se deben de tomar en cuenta varios índices de referencia para el para definir de mejor forma el término “calidad de energía eléctrica”.

Es importante darse cuenta de que existen varias fuentes de disturbios que no están asociadas con el suministro eléctrico de entrada. Estas pueden incluir descargas electrostáticas, interferencia electromagnética radiada, y errores de operadores. Adicionalmente, los factores mecánicos y ambientales juegan un papel en los disturbios del sistema. Estos pueden incluir temperatura, vibración excesiva y conexiones flojas. Aunque estos pueden ser factores muy importantes, no se discutirán en el presente artículo.

En este trabajo solo estudiaremos el término de calidad de energía, desde el punto de vista de la generación de la misma

1.5.1. Disturbios en el sistema de generación

Los disturbios en el sistema de generación, son variaciones generalmente temporales en el concepto demanda – generación. La variación de generación en un sistema de potencia, hace variar la frecuencia, que puede ocasionalmente ser un factor en los disturbios del sistema, especialmente cuando una carga es alimentada por un generador de emergencia u ocurre un desequilibrio entre la carga de la planta industrial y la generación debido a la pérdida del suministro eléctrico.

De los disturbios como la pérdida de generación de energía en una instalación es generalmente de un orden de magnitud menos frecuente que un disturbio por voltaje bajo momentáneo. Sin embargo, si la frecuencia es suficientemente significativa, entonces deben tomarse las medidas para tener una fuente alterna disponible en base conveniente.

De acá partimos para decir que la calidad de energía depende de unos índices a los que hacen referencia muy detalladamente en la actualidad, los cuales son la Disponibilidad, Confiabilidad y Productividad de las unidades generadoras que operen en un sistema interconectado, y éstos índices o factores, forman parte de los requerimientos de las norma ANSI / IEEE, que define estándares para el funcionamiento adecuado y eficaz de unidades generadoras.

Estos índices de disponibilidad, confiabilidad y productividad, están basados en unidades de tiempo, como horas o fracciones de hora, en las cuales las unidades generadoras quedan indisponibles por cualquier motivo, que originan el factor de disponibilidad, y es de igual forma, es decir la suma

de tiempo de trabajo continuo de una unidad generadora asegura un buen factor de confiabilidad y productividad.

Por el gran crecimiento del mercado eléctrico y las mayores exigencias que día a día se dan en el mismo, estos índices de calidad de energía son de vital importancia para tener un control de la calidad de servicio que presta cada una de las unidades generadoras en el sistema interconectado.

2. DISPONIBILIDAD DE UNIDADES GENERADORAS

2.1. Concepto

Las medidas de rendimiento de la unidad generadora han sido definidas y utilizadas por la industria energética desde hace varios años. El incremento y necesidad de conocer el desempeño de la unidad generadora en los años recientes ha causado que agencias reguladoras (en nuestro caso el encargado es el Administrados del Mercado Mayorista) pongan un mayor énfasis en medidas de desempeño.

Estas restricciones han amplificado las dificultades que evolucionaron al tener estadísticas de la unidad generadora compiladas para conocer sus propias necesidades. En el pasado estas dificultades han incluido la interpretación de los datos con un sistema dado por una empresa de afuera y la correlación de datos entre los varios sistemas.

Este estudio normaliza la terminología e índices para reportar las medidas de confiabilidad, disponibilidad y productividad de la unidad generadora. Una unidad generadora incluye todo el equipo hasta la Terminal de Alto Voltaje del Transformador de alta tensión.

La confiabilidad en esta normativa da las medidas de la disponibilidad de la unidad generadora para llevar a cabo su función.

Las medidas de disponibilidad son concernidas con la fracción del tiempo en la que una unidad es capaz de proveer servicio, y contar para la frecuencia y duración de la salida.

El siguiente procedimiento indica algunas características del proceso de cálculo actual del coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala. Pretende explicar las consideraciones de mayor importancia para la realización de dicho proceso. La lógica de cálculo se basa en el anexo 2.1 de la Norma de Coordinación Comercial No. 2, del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

2.2. Criterios para identificar la indisponibilidad

Los criterios que se toman en cuenta para identificar las indisponibilidades de una unidad generadora, son simplemente los estados en los cuales se puede encontrar la misma, y actualmente el motivo de las indisponibilidades de las plantas se resume así:

- Disponible
- Salida forzada
- Falla al ser convocado
- Extensión de mantenimiento sin autorización
- Mantenimiento programado (debe de poseer número de autorización)
- Disminución de carga
- Causa Externa

2.2.1. Disponible

Es el estado en que una unidad está en condiciones de ser operada comercialmente, se encuentre en servicio o no.

La unidad generadora podrá estar “*disponible conectada*”, si no presenta ninguna limitación o restricción para atender una función específica, o “*disponible desconectada*”, si se encuentra desconectada debido a que no es requerida por el despacho económico de carga, pero que esta en condiciones de ingresar en operación.

El valor de horas disponibles (HD) toma en cuenta el número de días del mes, año, o período a evaluar. Suponer un mes de 30 días, entonces:

Ecuación No. 1 $HD = ((30*24)-(HIF+HMP))$

Donde:

HIF: horas de indisponibilidad forzada

HMP: horas de mantenimiento programado

2.2.2. Salida forzada

Se tipifican dentro de esta indisponibilidad todas aquellas situaciones que provoquen que una unidad generadora sincronizada al sistema, salga de línea instantáneamente debido a un desperfecto eléctrico o mecánico, así como la mala coordinación en sus protecciones. Cuando un generador comunica que saldrá de línea porque ha detectado algún desperfecto de su unidad, también es considerado como indisponibilidad de salida forzada.

No se atribuye indisponibilidad de salida forzada a un generador cuando ha salida de línea instantáneamente por una causa externa, como lo es la apertura de la línea de transmisión o una eventual contingencia que provoque fuertes oscilaciones de frecuencia, siempre y cuando dicha contingencia no sea provocada por esta unidad.

2.2.3. Falla al ser convocado

Al igual que el punto anterior, una falla al ser convocado, es cuando la unidad solicitada por el despacho económico de carga, y no puede conectarse al sistema debido a un desperfecto eléctrico o mecánico, así como la mala coordinación en sus protecciones.

Esta condición finaliza cuando el agente generador se declara disponible para la operación del despacho económico de carga, y lo demuestra, sincronizando en al sistema y probando un desempeño correcto.

2.2.4. Mantenimiento programado

Este es el estado en el que la unidad generadora no se encuentra disponible para operar por causas no atribuibles a salida forzada. La indisponibilidad programada es aplicable solamente en los casos que formen parte de la programación mensual o anual aprobada. Este tipo de indisponibilidad deberán ser técnicamente justificadas.

2.2.5. Extensión de mantenimiento sin autorización

Es cuando una unidad generadora excede el tiempo de mantenimiento programado, entonces éste se vuelve mantenimiento no programado, el cual es una indisponibilidad forzada, porque dicho mantenimiento fue solicitado fuera de tiempo, motivo por el cual no tiene número de autorización. En algunos casos dichos mantenimientos están considerados en el programa de despacho diario y en otros no se tiene conocimiento de dichos mantenimientos.

2.2.6. Disminución de carga

La operación con potencia limitada o disminución de carga, se presenta cuando, por causas propias, una unidad generadora no está en condiciones de entregar su potencia efectiva o la requerida por el despacho económico de carga. En este caso se calcula el tiempo equivalente a disminución de carga, mediante la siguiente expresión:

Ecuación No. 2

$$HED = \sum_{i=1}^n \frac{(PP - PDi)}{PP}$$

En donde:

PP: Potencia máxima neta

PD*i*: Potencia disponible en la hora *i* (con independencia de la disponibilidad de agua en el caso de las centrales hidroeléctricas)

n: Número de horas al mes

En caso de unidades generadoras que no cuenten con historial de datos de operación de un año completo, para el cálculo del coeficiente de disponibilidad y su aplicación en la programación anual o reprogramación, el AMM considerará:

- Las horas de disponibilidad (HD) del período en el que no se cuente con dicho historial, serán iguales al total de horas de dicho período.
- Las horas de mantenimiento programado (HMP), horas equivalentes de degradación (HED) y las horas de indisponibilidad forzada (HIF) del período en el que no se cuente con dicho historial, serán igual a cero.
- Las horas en las cuales sí existen datos de operación con los valores registrados

Para unidades generadoras que inicien su operación previo a una programación anual o reprogramación, el AMM considerará el coeficiente de disponibilidad igual a uno para el período que reste para la siguiente programación anual o reprogramación.

2.2.7. Causa Externa

Se tipifican dentro de esta clasificación todas aquellas situaciones que provoquen que una unidad generadora sincronizada al sistema, salga de línea instantáneamente debido a un problema no atribuible a la misma, como lo puede ser la apertura de la línea de transmisión o una eventual contingencia que provoque fuertes oscilaciones de frecuencia. En este caso no se le atribuye indisponibilidad de salida forzada.

La indisponibilidad debida a una causa externa, no se toma en cuenta para ningún factor de la formula del coeficiente de disponibilidad

En la siguiente tabla, se muestran los estados a los que puede pasar una unidad, dependiendo de su estado inicial.

Tabla I. Estados de las unidades generadoras

ESTADO INICIAL ESTADO FINAL	EN SERVICIO	EN RESERVA	MANTENIMIENTO PROGRAMADO	EXTENSIÓN DE MANTENIMIENTO	SALIDA FORZADA	CAUSA EXTERNA
EN SERVICIO		X	X	X	X	X
EN RESERVA	X		X	X	X	X
MANTENIMIENTO PROGRAMADO	X	X		0	0	0
EXTENSION DE MANTENIMIENTO	0	0	X		0	0
SALIDA FORZADA	X	0	0	0		0
CAUSA EXTERNA	X	0	0	0	0	

En la tabla I, las “X” representan los estados válidos cuando una unidad pasa de un estado a otro, y las “O” los estados no válidos para el cambio de estado.

En la tabla I, podemos observar que una unidad, por ejemplo, no puede pasar de estado indisponible por salida forzada a mantenimiento programado, ya que la unidad de comprobar que esta lista para ser utilizada en cualquier momento, antes de poder salir a un mantenimiento programado. Vemos también en dicha tabla, que una unidad puede pasar de estado en servicio a reserva o viceversa, entre otros.

Puede verse además que una causa externa se da únicamente cuando la unidad esta en operación y es afectada por otro agente, es decir cuando la unidad sale de línea por problemas que no sean propios.

2.3. Cálculo del coeficiente de disponibilidad

El coeficiente de disponibilidad de una unidad generadora se puede calcular mensual o anualmente, a partir de los datos disponibles de los últimos meses o año, según sea el caso.

El coeficiente de disponibilidad de una unidad generadora viene dado por:

Ecuación No. 3

$$Coefdisp. = \frac{HD + HMP - HED}{HD + HIF + HMP}$$

En donde:

HD: horas de disponibilidad

HMP: horas de mantenimiento programado, es decir con autorización

HIF: horas de indisponibilidad forzada

HED: horas equivalentes por degradación cuando la unidad esta disponible.

Este factor varía entre 0 y 1, o sea, que mientras mas cerca se encuentre este factor a 1 mayor es la disponibilidad del generador, y se asemeja mas, en

la operación, a la generación máxima disponible de la unidad. En ciertos casos, existe la posibilidad de estimar la disponibilidad que tendrán las unidades generadoras en cada central para casos típicos en situaciones normales sobre la base de los datos históricos.

En el caso de centrales eléctricas con varias unidades generadoras, se calcula el coeficiente de disponibilidad para cada una de las unidades de la central eléctrica, con la fórmula anterior. Posteriormente el cálculo del coeficiente de disponibilidad de la planta completa es el promedio del coeficiente de disponibilidad de todas sus unidades.

En fin podemos decir que el concepto de disponibilidad nos brinda la posibilidad de conocer cuál es la condición en que se encuentra una unidad generadora, para hacerle frente a la demanda de la red.

2.3.1 Ejemplo de cálculo del coeficiente de disponibilidad de una central eléctrica

A continuación se desarrolla la metodología de cálculo del coeficiente de disponibilidad de una central eléctrica con cuatro unidades.

Si suponemos que de dicha central eléctrica se obtuvieron los datos de un año completo, y a continuación se presentan en la tabla II

Tabla II. Estadísticas a lo largo de un año, de mantenimientos programados, indisponibilidades y disminuciones de carga de una central generadora.

	U1	U2	U3	U4
HMP	225	200	330	200
HED	0	98	0	125
HIF	95	133	220	189

Encontrando el coeficiente de disponibilidad de la unidad 1:

$$\text{Coefdisp U1} = \frac{\text{HD} + \text{HMP} - \text{HED}}{\text{HD} + \text{HIF} + \text{HMP}}$$

Encontrando HD:

Como el período es de un año, tenemos:

$$\text{HD U1} = (365 \times 24) - (\text{HIF} + \text{HMP})$$

$$\text{HD U1} = (365 \times 24) - (95 + 225)$$

$$\text{HD U1} = 8760 - 320$$

$$\text{HD U1} = 8440 \text{ horas}$$

Ahora para el calcular el coeficiente de disponibilidad de la unidad 1, tenemos:

$$\text{Coefdisp U1} = \frac{\text{HD} + \text{HMP} - \text{HED}}{\text{HD} + \text{HIF} + \text{HMP}}$$

$$\text{Coefdisp U1} = \frac{8440 + 225 - 0}{8440 + 95 + 225}$$

$$\text{Coefdisp U1} = 0.9892$$

Encontrando ahora el coeficiente de disponibilidad para la unidad 2:

$$\text{HD U2} = (365 \times 24) - (\text{HIF} + \text{HMP})$$

$$\text{HD U2} = (365 \times 24) - (133 + 200)$$

$$\text{HD U2} = 8427 \text{ horas}$$

Encontrando el coeficiente de disponibilidad para la unidad 2:

$$\text{Coefdisp U2} = \frac{\text{HD} + \text{HMP} - \text{HED}}{\text{HD} + \text{HIF} + \text{HMP}}$$

$$\text{Coefdisp U2} = \frac{8427 + 200 - 98}{8427 + 133 + 200}$$

$$\text{Coefdisp U2} = 0.9736$$

De igual forma para unidades 3 y 4:

$$\text{HD U3} = (365 \times 24) - (\text{HIF} + \text{HMP})$$

$$\text{HD U3} = (365 \times 24) - (220 + 330)$$

$$\text{HD U3} = 8210 \text{ horas}$$

$$\text{HD U4} = (365 \times 24) - (\text{HIF} + \text{HMP})$$

$$\text{HD U4} = (365 \times 24) - (189 + 200)$$

$$\text{HD U4} = 8371 \text{ horas}$$

Encontrando el coeficiente de disponibilidad de las unidades 3 y 4:

$$\text{Coefdisp U3} = \frac{\text{HD} + \text{HMP} - \text{HED}}{\text{HD} + \text{HIF} + \text{HMP}}$$

$$\text{Coefdisp U3} = \frac{8210 + 330 - 0}{8210 + 220 + 330}$$

$$\text{Coefdisp U3} = 0.9748$$

$$\text{Coefdisp U4} = \frac{\text{HD} + \text{HMP} - \text{HED}}{\text{HD} + \text{HIF} + \text{HMP}}$$

$$\text{Coefdisp U4} = \frac{8371 + 200 - 125}{8371 + 189 + 200}$$

$$\text{Coefdisp U4} = 0.9642$$

Luego de encontrar el coeficiente de disponibilidad de cada una de las unidades de la central eléctrica, se calcula el coeficiente de disponibilidad de la central completa, el cual no es más que el promedio de los coeficientes de disponibilidad de cada unidad:

$$\text{Coefdisp total} = \frac{\text{Coefdisp U1} + \text{Coefdisp U2} + \text{Coefdisp U3} + \text{Coefdisp U4}}{4}$$

$$\text{Coefdisp total} = \frac{0.9892 + 0.9736 + 0.9748 + 0.9642}{4}$$

$$\text{Coefdisp total} = 0.9755$$

La metodología de cálculo de los coeficientes de disponibilidad es la misma para cualquier tipo de unidad (entiéndase unidad hidroeléctrica, termoeléctrica, etc., por tanto, con el anterior procedimiento podemos encontrar los coeficientes de disponibilidad de cualquier central generadora.

3. CONFIABILIDAD DE UNIDADES GENERADORAS

3.1. Concepto

En vista de la importancia del manejo de la confiabilidad en un sistema de potencia, y debido a los constantes cambio en el sector eléctrico, surge la necesidad de establecer una metodología de análisis de confiabilidad, que sea la encargada de dar las cifras de cuan confiable puede ser un sistema eléctrico de potencia, basado en el desempeño de sus unidades generadoras.

Claro que la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia no depende únicamente, del desempeño de las unidades generadoras, pero en este trabajo es el área que se encuentra bajo estudio, y es la única que acá se va a desarrollar.

El objetivo de los estudios de confiabilidad en una unidad generadora, es definir el porcentaje de tiempo que una unidad esta disponible, es decir, si una unidad generadora está disponible la mayor parte del tiempo, se dice que esta unidad es confiable para la operación, si el despacho económico de carga la solicita.

La confiabilidad en este trabajo da las medidas de la disponibilidad de la unidad generadora para llevar a cabo su función. Las medidas de disponibilidad son concernidas con la fracción del tiempo en la que una unidad es capaz de proveer servicio.

3.2. Consideraciones generales

Para verificar la confiabilidad de una unidad generadora, es necesario contar con estadística o datos de la disponibilidad de dicha unidad generadora, durante un intervalo de tiempo definido, que puede ser un mes o un año.

El objetivo principal de este trabajo es plantear el método de análisis que se utiliza para encontrar los coeficientes de confiabilidad de una unidad generadora, por lo cual expondremos el método de cálculo determinístico y el método probabilístico para la confiabilidad de unidades generadoras.

Ya que la confiabilidad de una unidad viene dada por el tiempo de disponibilidad de las mismas, se tienen que conocer, el estado de una unidad generadora. Como ya se dijo en el capítulo anterior, las unidades pueden encontrarse disponibles para el despacho de generación o no disponibles, por diversos motivos.

Si una unidad se encuentra disponible, lo puede estar en estado activo, es decir conectada al sistema de potencia; o disponible en reserva, que es cuando la unidad está desconectada del sistema eléctrico de potencia ya que no es requerida por el despacho económico.

Las unidades que se encuentran en estado de indisponible o no disponible, son aquellas que por algún desperfecto mecánico, eléctrico o de cualquier otro tipo, pero que sea atribuible a la unidad generadora, ésta no puede sincronizar y ser despachada cuando es requerida. Si la unidad no se pudiera despachar cuando es requerido por el despacho de generación, pero por algún motivo externo a la unidad generadora, es decir si hay líneas de transmisión en mantenimiento o disparadas, y es por medio de ellas donde la

unidad generadora se conecta al sistema, no se le asigna indisponibilidad, ya que no es ella la responsable de su no disponibilidad.

Al igual que para el coeficiente de disponibilidad, el coeficiente de confiabilidad toma en cuenta si la unidad generadora en cuestión, cumple en entregar al sistema eléctrico de potencia, los niveles de potencia máximos y mínimos declarados al ente encargado de hacer cumplir que los índices de confiabilidad de una unidad generadora se cumplan, en nuestro caso es el Administrador del Mercado Mayorista.

3.3. Cálculo del coeficiente de confiabilidad por el método determinístico

La metodología de cálculo del coeficiente de confiabilidad, es la misma que se utilizó en el capítulo 2, para el cálculo del coeficiente de disponibilidad, ya que como se dijo anteriormente, que la confiabilidad da las medidas de la disponibilidad de la unidad generadora para llevar a cabo su función.

Las medidas de disponibilidad son dadas como la fracción del tiempo en la que una unidad es capaz de proveer servicio, y contar con la magnitud de salida de la misma, el tiempo que sea requerida y cuando sea requerida por el ente encargado del despacho económico de generación.

Por tanto podemos decir que:

$$\text{Ecuación No. 4} \quad \text{Coefconf} = \text{Coefdisp} \times 100$$

Entonces tenemos:

Ecuación No.5
$$\text{Coefconf} = \frac{\text{HD} + \text{HMP} - \text{HED}}{\text{HD} + \text{HIF} + \text{HMP}} \times 100$$

En donde:

HD: horas disponibles

HMP: horas de mantenimiento programado

HIF: horas de indisponibilidad forzada

HED: horas equivalentes por degradación cuando la unidad esta disponible.

3.3.1. Ejemplo de cálculo del coeficiente de confiabilidad de una unidad generadora

Podemos ahora encontrar el coeficiente de confiabilidad para una unidad generadora o una central generadora como fue el caso de estudio del capítulo 2. Basándonos en el ejemplo del capítulo anterior y precisamente en la tabla II, tenemos que los coeficientes de confiabilidad para cada una de las cuatro unidades son:

$$\text{Coefconf U1} = \frac{\text{HD} + \text{HMP} - \text{HED}}{\text{HD} + \text{HIF} + \text{HMP}} \times 100$$

Encontrando HD:

Como el período es de un año, tenemos:

$$\text{HD U1} = (365 \times 24) - (\text{HIF} + \text{HMP})$$

$$\text{HD U1} = (365 \times 24) - (95 + 225)$$

$$\text{HD U1} = 8440 \text{ horas}$$

Ahora para el calcular el coeficiente de confiabilidad de la unidad 1, tenemos:

$$\text{Coefconf U1} = \frac{\text{HD} + \text{HMP} - \text{HED}}{\text{HD} + \text{HIF} + \text{HMP}} \times 100$$

$$\text{Coefconf U1} = \frac{8440 + 225 - 0}{8440 + 95 + 225} \times 100$$

$$\text{Coefconf U1} = 98.92 \%$$

Encontrando ahora las horas de disponibilidad, para luego encontrar los coeficientes de confiabilidad para las unidad 2, 3 y 4, tenemos:

$$\text{HD U2} = (365 \times 24) - (\text{HIF} + \text{HMP})$$

$$\text{HD U2} = (365 \times 24) - (133 + 200)$$

$$\text{HD U2} = 8427 \text{ horas}$$

$$\text{HD U3} = (365 \times 24) - (\text{HIF} + \text{HMP})$$

$$\text{HD U3} = (365 \times 24) - (220 + 330)$$

$$\text{HD U3} = 8210 \text{ horas}$$

$$\text{HD U4} = (365 \times 24) - (\text{HIF} + \text{HMP})$$

$$\text{HD U4} = (365 \times 24) - (189 + 200)$$

$$\text{HD U4} = 8371 \text{ horas}$$

Encontrando el coeficiente de confiabilidad:

$$\text{Coefconf U2} = \frac{\text{HD} + \text{HMP} - \text{HED}}{\text{HD} + \text{HIF} + \text{HMP}} \times 100$$

$$\text{Coefconf U2} = \frac{8427 + 200 - 98}{8427 + 133 + 200} \times 100$$

$$\text{Coefconf U2} = 97.36 \%$$

$$\text{Coefconf U3} = \frac{\text{HD} + \text{HMP} - \text{HED}}{\text{HD} + \text{HIF} + \text{HMP}} \times 100$$

$$\text{Coefconf U3} = \frac{8210 + 330 - 0}{8210 + 220 + 330} \times 100$$

$$\text{Coefconf U3} = 97.48 \%$$

$$\text{Coefconf U4} = \frac{\text{HD} + \text{HMP} - \text{HED}}{\text{HD} + \text{HIF} + \text{HMP}} \times 100$$

$$\text{Coefdisp U4} = \frac{8371 + 200 - 125}{8371 + 189 + 200} \times 100$$

$$\text{Coefdisp U4} = 96.42 \%$$

Luego de encontrar el coeficiente de confiabilidad de cada una de las unidades de la central eléctrica, se calcula el coeficiente de disponibilidad de la central completa, que al igual que el coeficiente de disponibilidad, no es mas que el promedio de los coeficientes de confiabilidad de cada una de las unidades:

Ecuación No. 6

$$\text{Coefconf total} = \frac{\text{CoefconfU1} + \text{CoefconfU2} + \text{CoefconfU3} + \text{CoefconfU4}}{4}$$

$$\text{Coefconf total} = \frac{98.92\% + 97.36\% + 97.48\% + 96.42\%}{4}$$

$$\text{Coefconf total} = 97.55 \%$$

De lo anterior podemos resumir, que el coeficiente de confiabilidad no es mas que la medida de disponibilidad de una unidad generadora.

Por tanto podemos decir que para el ejemplo anterior, que la unidad número 1 de la central generadora fue durante todo el año el 98.92 % confiable, la unidad 2 fue el 97.36%, la unidad 3 lo fue 97.48% y por último la unidad 4 es 96.42% confiable, si lo representamos en porcentajes. Al final vemos que la central generadora durante el año fue un 97.55% confiable.

3.4. Análisis de confiabilidad por métodos probabilísticos

El uso de tales estudios de confiabilidad facilita la determinación de puntos estructurales débiles en el planeamiento de la red, y permite una

comparación cuantitativa de los beneficios que tienen las diferentes medidas de expansión de la red en cuanto a la confiabilidad del suministro.

Aunque estos programas de cálculo de confiabilidad (como el NEPLAN, que es una marca registrada y que utilizaremos en nuestro cálculo de la confiabilidad, con fines puramente académicos) incrementan considerablemente el alcance del análisis cuantitativo, su uso requiere muchos más recursos de procesamiento de datos que los cálculos de flujo de carga y cortocircuito, y el esfuerzo requerido para interpretar los resultados también es mayor. Por lo tanto, es necesario un procesamiento de datos y una visualización de los resultados sofisticados con el fin de extraer las implicaciones para el planeamiento práctico.

3.4.1. El criterio (n-1)

La confiabilidad del suministro ya se había considerado implícitamente en todas las tareas de planeamiento desde los comienzos del suministro de energía, en las topologías de red escogidas por los proyectistas y planificadores, las cuales eran tolerantes a fallas frecuentes en los equipos. Tales consideraciones de plausibilidad continúan siendo usadas en el planeamiento de redes hasta la fecha, en forma del criterio (n-1). El principio detrás de este criterio es que no se debe permitir que la falla no improbable de

cualquier componente o equipo resulte en una interrupción inadmisibles en el suministro de potencia. Además, los límites térmicos de las cargas y los límites de los voltajes no se deben alcanzar. Una cierta cantidad de discreción se aplica en el uso de este “principio de confiabilidad simple”, pues se asume que la falla y pérdida de algunos grupos de elementos es improbable. Tales suposiciones a menudo se hacen para nodos, y por lo tanto estos son excluidos del estudio de falla. Por otro lado, el juicio en cuanto a la duración permisible de una interrupción de corto plazo en el contexto de operaciones, depende de la filosofía de la compañía del servicio de energía correspondiente. Por lo tanto, el criterio (n-1) requiere líneas directivas de interpretación específica con el fin de ser aplicadas en la práctica.

Cuando se usa el criterio (n-1), el proyectista o planificador investiga todas las fallas críticas manualmente, y determina si los recursos existentes en la red son suficientes para restablecer el suministro a los clientes dentro de un tiempo aceptable. Si este no es el caso, se revisan las posibilidades de desarrollo y expansión de la red.

3.4.2. Cálculo de confiabilidad probabilística

El cálculo de Confiabilidad probabilística representa un procedimiento reforzado y automatizado del cálculo de fallas basado en el criterio (n-1) para la valuación de la confiabilidad del suministro. Del mismo modo como se

mencionó anteriormente, se investigan las fallas de componentes con miras a determinar su influencia en la interrupción del suministro en la red. Sin embargo, hay diferencias esenciales:

- En contraste con el criterio (n-1), en el cálculo de confiabilidad se estudian no sólo la elección de una falla probable simple, sino sistemáticamente todas las fallas (estados o condiciones del sistema) estadísticamente relevantes. Para ello, todas las fallas de componentes que se presentan en un período de tiempo dado se clasifican según una lista predefinida, y se determina la frecuencia estadística de su aparición. El número de estados examinados está limitado por el número máximo de elementos afectados simultáneamente por la falla o la probabilidad mínima del estado.
- La investigación de las consecuencias debido a las fallas ocurridas se lleva a cabo de forma automática. Por lo tanto, el modelo de la red debe abarcar los dispositivos de protección.
- Cada falla que conduzca a una interrupción del suministro, se evalúa probabilísticamente. Esto significa que para los consumidores afectados se protocolizan la frecuencia y duración esperadas de las interrupciones del suministro. Esto arroja al final de los cálculos un aspecto general

realista de todas las perturbaciones (fallas) de la red que actúan e influyen en el consumidor correspondiente. No sólo se examinan fallas simples independientes en la red; todos los tipos de falla que en el pasado hayan probado que son fuentes significativas de problemas, se evalúan.

El cálculo de confiabilidad distingue datos e índices (resultados) característicos de confiabilidad. Los datos de confiabilidad de los componentes comprenden una parte crucial de los datos de entrada para el cálculo de confiabilidad probabilística. Estos datos de interrupción o salida del suministro describen la frecuencia y la duración media de las fallas en los componentes. El modelo de interrupción o salida utilizado en NEPLAN se muestra en la siguiente tabla.

Tabla III. Datos e índices de entrada para el NEPLAN

Tipo ideal	El tipo es ideal, es decir, sin interrupciones
Interrupción estocástica independiente, corta	Interrupciones estocásticas cortas: frecuencia y duración de la interrupción
Interrupción estocástica independiente, larga	Interrupciones estocásticas largas: frecuencia y duración de la interrupción
Posible influencia en operación	<p>La operación puede verse influenciada mediante las siguientes posibles medidas:</p> <p><i>No es posible modificación</i></p> <p><i>Sólo es posible suicheo on / off</i></p> <p><i>Sólo es posible variación de potencia</i></p> <p><i>Es posible cualquier modificación: se permite suicheo on/off y variación de potencia</i></p> <p><i>Únicamente es posible operación aislada: es posible el suicheo on/off, la variación de potencia y la operación aislada.</i></p>
Tiempo de arranque	Tiempo necesario para el proceso de arranque
Falla inicial	Probabilidad de una falla en el arranque
Tiempo de restauración	Tiempo necesario para el proceso de arranque después de una falla en el arranque
Gradiente de potencia	Velocidad del cambio máximo de potencia (en % de P _{máx} por minuto)

En la figura 6 observamos la ventana de ingreso de datos para cada unidad generadora del SNI, la cual debemos llenar con datos obtenidos estadísticamente en oportunidades o estudios anteriores, para poder obtener los resultados de confiabilidad a futuro.

Figura 6. Venta de ingreso de datos para unidades generadoras en NEPLAN

Máquina Síncrona

Saluración (D) | SIMPOW-Regulador/Turbinas | Inform. | Confiabilidad | Más... | Datos de Usuario

Parámetros | Límites | Punto de operación | Factores de Escalamiento | Dinámico

Nombre:

Tipo: ...

X/R: ...

Vr. kV: pV. %: RG. Ohm:

Sr. MVA: ... xd sat. %: x(2) %:

Pr. MW: ... x'd sat. %: x(0) %:

Ccs(phi): xd' sat. %: Ikk. kA:

Vf máx/Vf r: mue:

Devan. Amortiguador Motor según IEC/ANS

Unid. generadora Tipo rotor:

P. a Tierra

directo Rc. Ohm:

impedancia Xc. Ohm:

aislado Activo. %:

Costos de Generación:

a.

b. Moneda/MW/h:

c. Moneda/h:

Factor mult.:

Copiar Pegar Librería Exportar

Aceptar Cancelar Ayuda Colorear

Ahora vemos la ventana de ingreso de datos para una barra o nodo de un sistema a estudiar, la cual debe tener los datos de voltaje nominal, así como de voltaje máximo y mínimo permitido, entre otros.

Figura 7. Venta de ingreso de datos para las barras en NEPLAN

Nodo

Parámetros | Inform. | Confiabilidad | Más... | Datos de Usuario

Nombre: ALB ...

Tipo: Barra ...

Área: Área 1 ...

Zona: Zona 1 ...

Tipo de nodo: Nodo

Vn .. kV: 230 f .. Hz: 60

Vobj .. %: 100 ip máx .. kA: 0

Vmín .. %: 95 t dp .. s: 0

Vmáx .. %: 105

Nodo de prot. de distancia

Copiar Pegar Librería Exportar

Aceptar Cancelar Ayuda Colorear

Tenemos la ventana de ingreso de datos para una línea de transmisión, en la cual se deben ingresar los parámetros de la misma, como: la impedancia, longitud, tensión nominal, amperaje, etc. Estos datos son de mucha utilidad para el cálculo de confiabilidad en líneas de transmisión, aunque en este caso para el estudio de unidades generadoras, las mismas se toman como ideales.

Figura 8. Venta de ingreso de datos para líneas de transmisión en NEPLAN

The screenshot shows the 'Línea' data entry window in NEPLAN. The window is titled 'Línea' and has a close button in the top right corner. It features a tabbed interface with three main tabs: 'Confiabilidad', 'Más...', and 'Datos de Usuario'. The 'Datos de Usuario' tab is active, showing sub-tabs for 'Parámetro', 'Secciones de Línea', 'Cargas Línea', 'Torres', 'Compensación', and 'Inform.'. The main area contains various input fields for line parameters:

- Nombre:** LT GSUR-ESC1
- Tipo:** Transmision
- Longit. ... km:** 44
- Unidades:** Ohm/km
- R(1) .. Ohm/km:** 0.00571
- R(0) .. Ohm/km:** 0.00571
- X(1) .. Ohm/km:** 0.02949
- X(0) .. Ohm/km:** 0.02949
- C(1) .. uF/km:** 0
- C(0) .. uF/km:** 0
- B(1) .. uS/km:** 0
- B(0) .. uS/km:** 0
- G(1) .. uS/km:** 0
- Ir máx .. A:** 1200
- T. al final del CC.. °:** 80
- Ir mín .. A:** 100
- Número de líneas:** 1
- Fact. de Reducción:** 1
- Q .. mm2:** 0
- Temp. de:** 40

There are also checkboxes for 'Cable', 'Suicheable', and 'Aéreo', all of which are checked. At the bottom of the window, there are buttons for 'Copiar', 'Pegar', 'Librería', 'Exportar', 'Aceptar', 'Cancelar', 'Ayuda', and 'Colorear'.

También se toman en cuenta las cargas del sistema, las cuales deben de ser ingresadas con los datos que se observan en la figura 9.

Figura 9. Venta de ingreso de datos para cargas en NEPLAN

The image shows a software dialog box titled "Equivalente de Red" (Network Equivalent). It contains several sections for data entry:

- Parámetros:** Includes tabs for "Inform.", "Confiabilidad", "Más...", and "Datos de Usuario".
- Nombre:** Text field containing "ANT".
- Tipo:** Text field with a dropdown arrow.
- Sk"máx .. MVA:** Input field with value "1000".
- Sk"mín .. MVA:** Input field with value "1000".
- Ik"máx .. kA:** Input field with value "8.367".
- Ik"mín .. kA:** Input field with value "8.367".
- R(1)/X(1) máx:** Input field with value "0".
- R(1)/X(1) mín:** Input field with value "0".
- Z(0)/Z(1) máx:** Input field with value "0".
- Z(0)/Z(1) mín:** Input field with value "0".
- R(0)/X(0) máx:** Input field with value "0".
- R(0)/X(0) mín:** Input field with value "0".
- C .. uF:** Input field with value "0".
- Costos de operación:** Includes a dropdown for "Tipo - FC" (set to "SL"), "Porc. de Slack .." (0), "P oper .. MW:" (15), "V oper .. %:" (50), "Q oper .. Mvar:" (10), and "Vw oper .. G:" (0).
- Costos de Generación:** Includes "a .." (0), "b .. Moneda/MW/h:" (0), "c .. Moneda/h:" (0), and "Factor mult.:" (1).
- Modo de Operación:** Two empty text input fields.
- Checkboxes:** "Ik" de acuerdo a IEC" is checked. "Voper .. pu:" is set to "1".

At the bottom, there are buttons for "Copiar", "Pegar", "Librería", "Exportar", "Aceptar", "Cancelar", "Ayuda", and "Colorear".

3.4.3. Resultados del cálculo de confiabilidad

Luego de haber ingresados los datos de cada uno de los elementos del sistema a estudiar, y basados en los datos característicos de confiabilidad (los cuales describen el comportamiento de la falla en los elementos), y bajo el conocimiento de la red, el sistema de protecciones y los posibles tiempos de desconexión – conexión después de una falla, se calculan los índices de confiabilidad para los consumidores. Estos índices de los resultados del cálculo de confiabilidad, que se muestran en la siguiente tabla, cuantifican la confiabilidad del suministro según diferentes aspectos:

Tabla IV. Resultados o índices de confiabilidad

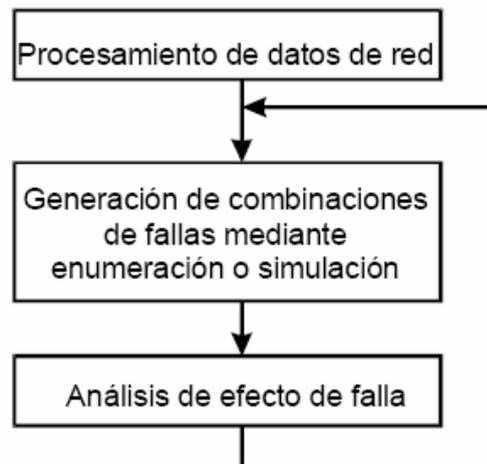
Indice	Unidad	Descripción
Frecuencia de Interrupción	1/año	Frecuencia esperada de la interrupción del suministro por año
Probabilidad de Interrupción	min/año, hrs/año	Probabilidad esperada de la interrupción en minutos u horas por año
Tiempo medio de interrupción	min, hrs	Duración promedio de las interrupciones de los clientes
Potencia no suministradas	kW/año, MW/año	Producto de la potencia interrumpida y su frecuencia de interrupción
Energía no suministrada	kWh/año, MWh/año	Producto de la potencia interrumpida y probabilidad de interrupción
Costos de interrupción	\$/año	Costos por año originados por la interrupción de suministro

3.4.3.1. Secuencia de operaciones ejecutadas durante el cálculo de confiabilidad

En el cálculo de confiabilidad, los primeros contribuyentes a los problemas son las combinaciones de fallas. Tales combinaciones de fallas describen los componentes que están simultáneamente fuera de servicio, debido ya sea al traslape estocástico (como resultado de una falla) o al traslape planeado (como resultado de la actividad de mantenimiento). El propósito del cálculo de confiabilidad es determinar y cuantificar la contribución hecha por todas las combinaciones de falla relevantes, a la interrupción del suministro en los nodos de carga. Así como en el procedimiento manual utilizado por el proyectista o planificador, esto implica dos pasos importantes: la generación de las combinaciones de falla y la investigación de los efectos en el suministro en la red (análisis del efecto de falla, AEF).

El primer método de generación de combinaciones de falla es la numeración. Este implica definir todas las posibles combinaciones de elementos por encima de una probabilidad mínima establecida, o hasta un número máximo de componentes afectados simultáneamente. La alternativa a la enumeración es la simulación, en la cual los componentes afectados se determinan aleatoriamente con base en sus datos característicos.

Figura 10. Secuencia de operaciones ejecutadas durante el cálculo de confiabilidad



3.4.3.1.1. Generación de combinaciones de interrupciones (Salidas)

La parte crucial de estas operaciones secuenciales es generar combinaciones de falla hasta un cierto orden deseado, es decir, hasta el número deseado de componentes simultáneamente en falla. Para cada combinación, el programa determina los diversos “eventos” que conducen a ella.

De esta manera, una interrupción de orden simple de un interruptor podría ocurrir debido a una función de sobreprotección o a un disparo manual falso por parte del personal de operación. Las contingencias de orden doble

podrían ocurrir debido a fallas improbables independientes simultáneas en componentes durante el trabajo de mantenimiento en otros componentes.

3.4.3.1.2. Análisis de efecto de falla (AEF)

El análisis de efecto de falla se ejecuta en cada combinación de fallas. En primer lugar, el rango de disparo de los componentes afectados por la falla se desactiva, como lo determina el sistema de protección de la red. El software determina entonces si en este estado el suministro de las cargas se encuentra restringido. En caso de que así sea, se hace un intento para restaurar el suministro de las cargas aunque sea parcialmente.

El procesamiento de una combinación de fallas entrega al final un valor para la contribución de esa combinación a las características de confiabilidad, expresado como probabilidad. Para cada nodo de carga o generación, se generan figuras para la frecuencia y duración de la interrupción del suministro (no-suministro o bajo suministro). La contribución de esta combinación de fallas se agrega a los factores ya identificados, de modo que después del procesamiento de todas las combinaciones de fallas relevantes se obtenga un panorama detallado de las interrupciones que ocurren en cada nodo de carga.

3.4.3.2. Algoritmo del método probabilístico para la confiabilidad

Podemos ahora presentar el concepto de función de prueba o el algoritmo conceptual que sirve para evaluar el comportamiento de un sistema que opera bajo ciertas condiciones.

Como se presentan ciertos parámetros, como la tasa de falla y la tasa de reparación, que están asociados a la confiabilidad de un sistema y que bajo ciertas condiciones pueden ayudar a calcular la indisponibilidad de un sistema y que bajo ciertas condiciones pueden ayudar a calcular la indisponibilidad de alguna componente del sistema.

Cuando se utiliza el método probabilístico para el análisis de un sistema compuesto generación – transmisión, una de las dificultades más grandes es que los posibles estados de un sistema pueden ser muchísimos. Cuando se utiliza un modelo de dos estados (disponible o indisponible) para un sistema de n componentes, el número de estados es 2^n . Por lo tanto, si el número de componentes es cercano a los cientos, el número de eventos posibles es muy grande. En la práctica, sólo son investigados eventos creíbles, es decir, aquellos eventos que tienen una contribución significativa a los índices estudiados. La credibilidad es normalmente establecida considerando las

contingencias hasta un nivel definido como el número de contingencias simultáneas que pueden ocurrir. Al tomar este criterio, la suma de las probabilidades de ocurrencia de estos eventos será relativamente alta, y por el contrario, el número de estados analizados será un porcentaje pequeño respecto al total de casos que pueden existir en el sistema.

Las suposiciones básicas en un sistema de potencia compuesto, son principalmente dos:

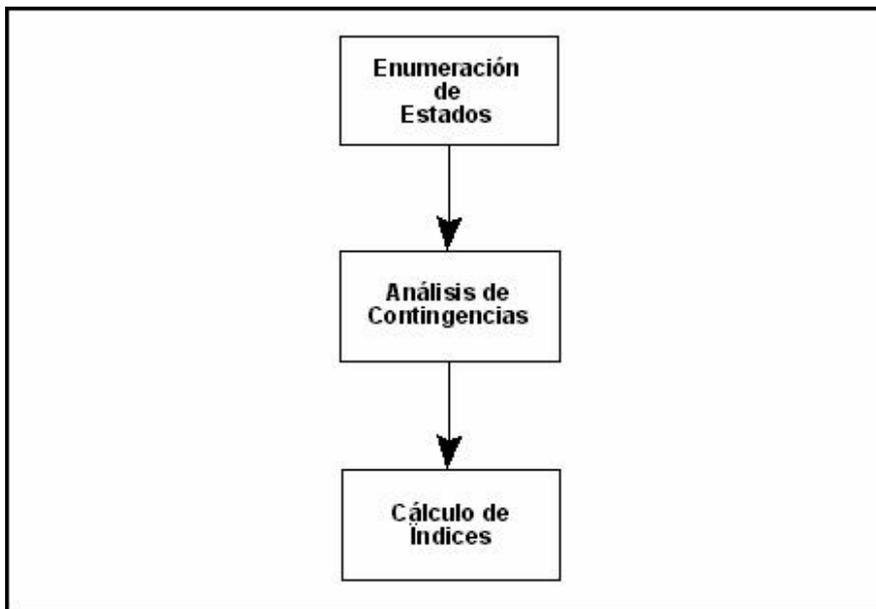
- Independencia de las componentes.
- Coherencia del sistema.

Las fallas de las componentes es la suposición más fuerte e implica que las fallas y reparaciones de diferentes componentes son estadísticamente independientes. Coherencia del sistema implica que el rendimiento del sistema no puede ser mejor si un componente que está funcionando falla, y no puede ser peor si un componente que ha fallado es reparado. Esto es cierto en casi todos los sistemas y es particularmente verdadero en los niveles jerárquicos altos.

Podemos decir entonces que, el procedimiento básico para la evaluación de un sistema de potencia compuesto puede ser descrito en forma generalizada

en los siguientes tres pasos: enumeración de contingencias, análisis de contingencias, y cálculo de los índices estudiados. Estos últimos son obtenidos una vez que todas las contingencias defiridas son analizadas. En la figura 11 se ilustra el procedimiento señalado.

Figura 11. Procedimiento analítico básico



En el caso de un sistema cualquiera de n componentes, en que cada una de ellas puede encontrarse en un estado normal o en un estado de falla, el cálculo de la probabilidad de fallas P_{si} , frecuencia de fallas f_{si} y duración media de una falla cualquiera d_{si} puede ser realizado con las siguientes expresiones:

Ecuación No. 7

$$p_{si} = \prod_{k \in U} p_k \cdot \prod_{m \in D} p_m$$

Ecuación No. 8

$$f_{si} = p_{si} (\mu_{si} + \lambda_{si})$$

Ecuación No. 9

$$d_{si} = \frac{p_{si}}{f_{si}}$$

Donde D es el conjunto de componentes fuera de servicio en el estado si; U es el conjunto de componentes en servicio en el estado si; p_k es la disponibilidad de la componente k; p_m es la indisponibilidad de la componente m; μ_{si} es la tasa de reparación del sistema en el estado si; λ_{si} es la tasa de falla del sistema en el estado si. Estos últimos dos parámetros son calculados de la siguiente manera:

Ecuación No. 10

$$\mu_{si} = \sum_{m \in D} \mu_m, \quad \lambda_{si} = \sum_{k \in U} \lambda_k$$

La ecuación No. 7 indica que la probabilidad de estado del sistema es igual al producto de las probabilidades de las componentes. La ecuación No. 8 entrega la frecuencia de estado como la probabilidad de estado multiplicada por la tasa de transición fuera de estado.

La ecuación No. 9 entrega la duración esperada del estado del sistema, utilizando la probabilidad y frecuencia de estado del sistema. Por último la ecuación No. 10 define las tasas de reparación y falla del estado del sistema. La suma de los dos valores, es decir $(\mu_{si} + \lambda_{si})$, es la tasa de transición total fuera del estado s_i .

Los índices de probabilidad de falla, frecuencia y duración pueden obtenerse usando las siguientes ecuaciones:

$$p(\text{falla}) = \sum_{s_i \in F} p_{s_i}$$

Ecuación No. 11

$$f(\text{falla}) = \sum_{s_i \in F} p_{s_i} (\mu_{s_i} + \lambda_{s_i})$$

Ecuación No. 12

$$d(\text{falla}) = \frac{p(\text{falla})}{f(\text{falla})}$$

Ecuación No. 13

3.5. Ejemplos de cálculo de confiabilidad de unidades generadoras por el método probabilístico

Ahora ejemplificaremos el cálculo de la confiabilidad de unidades generadoras, exponiendo dos ejemplos, el primero de ellos con una central generadora con una sola unidad (San José Power), y el segundo de con una central generadora con varias unidades (Aguacapa)

Escenario No. 1

Si tenemos una central generadora de una sola unidad, como lo es San José Power, y tomando datos estadísticos de un año anterior al actual, podemos encontrar la probabilidad de falla o la confiabilidad de dicha unidad, introduciendo en NEPLAN los datos antes mencionados.

Si suponemos que dicha unidad tuvo dos interrupciones estocásticas cortas en el año anterior, con una duración promedio cada una de 4 horas, y 3 interrupciones estocásticas largas con una duración promedio de 12 horas cada una, y para la corrida del ejemplo vamos a suponer una demanda local de 895MW en la banda media, en época lluviosa y a las 11:00 horas.

El ingreso de datos sería así:

Figura 12. Ingreso de datos para la confiabilidad de una unidad generadora

Máquina Sincrónica

Parámetros | Límites | Punto de operación | Factores de Escalamiento | Dinámico
Saturación (D) | SIMPOW-Regulador/Turbinas | Inform. | Confiabilidad | Más... | Datos de Usuario

Datos de Confiabilidad de Elementos

Elemento ideal

Prioridad: 1

Prioridad Arranque: 1

Característica de generación: Ninguno

Tipo Datos: CONFIABILIDAD [Quitar Tipo]

Grupo de falla: 0 (0 = ninguno)

Datos Tipo (Unidad Generación)

Tipo ideal

	F 1/año	T h
Interrupción estocást. independ. corta:	2	4
Interrupción estocást. independ. larga:	3	12

Posible influencia en operación:
Es posible operación aislada

Tiempo arranque .. 1 Tiem. reactiv. .. h: 1

Falla inicial: 0 Gradiente de pot.: 3 %Pmáx/mír

Copiar Pegar Librería Exportar

Aceptar Cancelar Ayuda Colorear

Resultados de NEPLAN

Luego de ingresar lo datos y valuarlos junto a los otros elementos de la red nacional, tenemos:

Tabla V. Resultados o índices de confiabilidad de central generadora San José

Frecuencia de interrupción	8	1/año
Probabilidad de interrupción	0.0171	
Tiempo medio de interrupción	50.10	hrs/año
Potencia no suministrada	1,016.80	MW/año
Energía no suministrada	6,367.10	MWh/año
Costos de interrupción	421,642.09	\$/año

Entonces tenemos que la confiabilidad es:

$$\text{Ecuación No. 14} \quad \text{Conf} = 1 - P_i$$

Donde

P_i : Probabilidad de interrupción

Por lo que

$$\text{Conf} = 1 - 0.0171$$

$$\text{Conf} = 0.9829$$

De los resultados del NEPLAN podemos concluir, que la central generadora San José Power, es 98.29% confiable ya que tiene una probabilidad de falla de 0.0171. Además la central generadora San José podrá fallar un estimado de 8 veces durante el año, estando indisponible un total de 50.10 horas/año, por lo cual dejará de ganar \$ 421,642.09, debido a las energía no suministrada o servida por interrupciones de servicio.

Escenario No. 2

Ahora tomaremos una planta con varias unidades, en este caso la hidroeléctrica Aguacapa, que cuenta con tres unidades generadoras, a las cuales asignaremos individualmente el número de fallas, y el resultado de las mismas será la probabilidad en conjunto de las tres unidades.

Las condiciones en las que se evaluará esta nueva central eléctrica son las mismas que la anterior, es decir, en demanda media, con una carga local de 895MW y a las 11:00 horas.

En la tabla VI observamos las interrupciones estocásticas cortas y largas de cada unidad a lo largo de un año.

Tabla VI. Interrupciones estocásticas cortas y largas de central hidroeléctrica Aguacapa

UNIDAD	INTERRUPCIONES ESTOCASTICAS CORTAS		INTERRUPCIONES ESTOCASTICAS LARGAS	
	Número de fallas	Tiempo promedio (hrs)	Número de fallas	Tiempo promedio (hrs)
AGUACAPA 1	5	0.51	1	7
AGUACAPA 2	7	0.35	0	0
AGUACAPA 3	6	0.62	2	9

En la tabla VI se observa que la unidad que más interrupciones estocásticas cortas tuvo fue la unidad 2, pero ésta misma fue la que menos interrupciones estocásticas largas tuvo.

Luego ingresamos los datos a NEPLAN, de cada una de las unidades, aunque acá se muestra únicamente el ingreso de datos a una de las unidades generadoras, pero el procedimiento es el mismo para el resto de unidades.

El cálculo de la confiabilidad de la central el NEPLAN lo hace tomando en conjunto las interrupciones estocásticas largas y cortas de cada unidad y jugando con probabilidades para dar un total por central generadora.

Figura 13. Ingreso de datos de Aguacapa 1 en NEPLAN

Máquina Sincrónica [X]

Parámetros
 Límites
 Punto de operación
 Factores de Escalamiento
 Dinámico

Saturación (D)
 SIMPOW-Regulador/Turbinas
 Inform.
 Confiabilidad
 Más...
 Datos de Usuario

Datos de Confiabilidad de Elementos

Elemento ideal

Prioridad:

Prioridad Arranque:

Característica de generación:

Tipo Datos: ...

Grupo de falla: (0 = ninguno)

Datos Tipo (Unidad Generación)

Tipo ideal

	F 1/año	T h
Interrupción estocást. independ. corta:	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value=".51"/>
Interrupción estocást. independ. larga:	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="7"/>

Possible influencia en operación:

Tiempo arranque .. Tiem. reactiv. ... h:

Falla inicial: Gradiente de pot.: %Pmáx/mír

Resultados de NEPLAN

Los resultados luego de valuar estas unidades con el resto de elementos de la red son los siguientes:

Tabla VII. Resultados o índices de confiabilidad de central generadora Aguacapa

Frecuencia de interrupción	29	1/año
Probabilidad de interrupción	0.0571	
Tiempo medio de interrupción	106.97	hrs/año
Potencia no suministrada	2,175.00	MW/año
Energía no suministrada	8,023.05	MWh/año
Costos de interrupción	531,302.42	\$/año

Entonces tenemos que la confiabilidad es:

$$\text{Conf} = 1 - P_i$$

Donde

P_i : Probabilidad de interrupción

Por lo que

$$\text{Conf} = 1 - 0.0571$$

$$\text{Conf} = 0.9429$$

De los resultados del NEPLAN podemos concluir, que la central generadora Aguacapa, es 94.29% confiable ya que tiene una probabilidad de falla de 0.0571. Además la central generadora Aguacapa tendrá un estimado

de 29 fallas durante el año, estando indisponible un total de 106.97 horas, dejando de ganar en un año \$ 531,302.42, debido a las energías no suministradas o servidas por interrupciones de servicio.

Como era de esperarse, esta central generadora (Aguacapa) tiene una confiabilidad menor a San José Power, ya que tiene varias unidades (3 en total) lo que provoca una mayor probabilidad de interrupciones a lo largo del año.

4. PRODUCTIVIDAD DE UNIDADES GENERADORAS

4.1. Concepto de productividad y generalidades

La productividad es una medida de la eficiencia con que se utilizan los recursos para obtener un producto, en nuestro caso la productividad de una unidad generadora, es un factor importante que se debe hallar para conocer el nivel de desempeño de una central eléctrica.

Una medida para calcular la productividad de una unidad generadora de energía es el número de kilovatios-hora (kWh) producidos, dividido por el costo en que se incurrió para generarlos. Éste representa un cálculo del producto final generado, dependiendo de la cantidad invertida en su proceso de producción de la energía.

El alcance de la reducción de costos depende de muchos factores, sobre todo de los precios de la energía, la eficiencia de las operaciones existentes y la curva de carga.

Este capítulo consiste en desarrollar una metodología adecuada para medir la productividad de una central de generación de energía eléctrica y aplicarlo a sus diferentes unidades eléctricas, es decir a cada unidad generadora de una central eléctrica, siempre y cuando se tengan los datos suministrados cronológicamente por los centros de control de las plantas

Las centrales de generación de energía manejan continuamente en su vocabulario los conceptos de eficiencia y disponibilidad asociados a la productividad de sus negocios de generación de energía. Calcular índices de

productividad eficaces para una central eléctrica se hace difícil debido a los sistemas de depuración de costos y la dificultad de identificar los procesos asociados, hasta llegar al producto final, o sea el kWh generado.

El marco conceptual tratará los puntos básicos en orden para entender los conocimientos del mercado energético y cómo se asimilan desde la administración a un negocio de generación de energía. Se comienza analizando los conceptos básicos de empresa y que factores le agregan valor al proceso productivo del kilovatio-hora (kWh); finalmente, se identifica la clasificación de los indicadores de productividad y el papel que juega la calidad en este proceso.

4.1.1. Sistemas de medición

Los elementos de medición, son parte importante del proceso de creación de una metodología para calcular la productividad. Primero, se aplican algunos indicadores que se pueden utilizar y su importancia o relación en el negocio de generación, además existen fórmulas para calcular el costo unitario de producción final, y posteriormente se conocen indicadores que se aplicarán para saber en qué cantidad se utilizan los recursos y cómo se pueden medir con base en estos indicadores. Debido a que la medida de la productividad del kilovatio-hora (kWh) generado calculado a lo largo de este trabajo se basa en los costos del negocio de generación (kWh/\$ costos), los resultados de las fórmulas, aplicadas a los datos obtenidos de las centrales, servirán de apoyo para identificar qué actividad perteneciente a la cadena de valor del negocio de generación influyen directa o indirectamente en el cálculo.

El sistema de medición y análisis de los datos en una organización, representa el sistema de información para gerenciar la productividad; es decir,

el sistema que debe nutrir información útil para emprender acciones de mejora. Si no está presente el objetivo de mejorar la productividad, no tiene sentido su medición: sería un esfuerzo costoso; sin embargo, si se quiere mejorar la productividad, tiene que analizarla. Para analizarla efectivamente, debe controlarla, y para controlarla consistentemente, debe medirla.

La información en concreto que debería suministrar un sistema de medición y análisis de productividad, son entre otras, las siguientes

- Información sobre potencia entregada en un período determinado.
- Información que permita evaluar y comparar el comportamiento de la productividad real con los valores potenciales que pueden ser alcanzados dentro de la empresa.

Ahora nos queda únicamente formular una técnica para calcular la productividad de una central generadora de energía, la que depende en gran medida de la especificación y precisión de los datos suministrados para ejecutar la metodología y obtener así, conclusiones fiables y eficaces.

4.2. Cálculo del coeficiente de la productividad

A continuación se pretende identificar una técnica efectiva para calcular la productividad de una central de generación de energía con base en los sistemas de medición descritos anteriormente y en un orden lógico y enlazado para una relación de todas las actividades a utilizar.

Es importante para comenzar el análisis de la productividad de un central de generación de energía, conocer los datos de operación de las plantas del

negocio correspondiente al estudio. Esta información nos sirve como base para la formulación de las ecuaciones e índices de productividad del negocio.

Como ya se mencionó en capítulos anteriores, existen varios estados de operación para los generadores, dados por:

HD: tiempo (horas) en que el generador se encuentra disponible para ser utilizado. Este tiene a su vez dos estados de operación:

HO: tiempo (horas) en operación, generando energía.

HDA: tiempo en operación disponible pero apagada, puede que no estén en operación pero están disponibles y conectadas a la red.

HIF: tiempo (horas) de indisponibilidad.

Para calcular las fórmulas, se tiene en cuenta las horas que las unidades generadoras de cada planta trabajan durante el período a estudiar, y conociendo el número total de unidades por planta se hallan las horas que cada una trabaja durante el período. Con base en el informe de operación mensual entregado por el centro de control de generación, se obtienen las horas que cada unidad estuvo en operación, disponible apagada e indisponible (HO, HDA, HIF).

La información de operación necesaria se basa en los diferentes tiempos de ejecución que calcularemos con los siguientes pasos:

- Cada planta tiene un número determinado de generadores y cada generador tiene un tiempo máximo de funcionamiento por período, que para el caso se tomará mensual y anual. Para ello, se necesita la

información acerca del número de unidades por planta, el número de días del mes y las horas del día; y se aplica la siguiente fórmula:

Ecuación No. 15
$$HTP = 24 \text{ horas} \times \frac{\text{días}}{\text{mes}} \times \text{No.de generadores}$$

Este es el tiempo máximo que las unidades de cada central pueden permanecer disponibles y generando energía durante el período si trabajaran al 100%.

En los informes de operación se encuentra el dato del tiempo (en horas) en que las centrales estuvieron generando durante el período (HO), además de las observaciones del período que nos ayudarán a identificar el porqué de los estados de operación. Estos datos son muy importantes para identificar el factor de disponibilidad en cada central para la generación de energía, factor que las empresas intentan mantener muy alto, debido a que éste registra un ingreso económico y de competitividad para la empresa.

- Los generadores también se pueden encontrar disponibles pero apagados, o sea, a disposición de ser utilizados cuando les sea solicitado. Estos datos nos serán de gran utilidad para el cálculo posterior de los factores de disponibilidad y la generación máxima disponible en el período (HDA).
- Las horas indisponibles se pueden sustraer del informe de operación entregado por las plantas o deducirlo de la ecuación, y además, existen períodos donde las plantas generadoras no se encuentran en

disponibilidad para prestar el servicio, aunque existen períodos durante el cual se encuentran a su producción máxima y no tiene horas de indisponibilidad (HIF).

Esta es otra forma de hallar las horas del período.

Ecuación No. 16 $HP = HO + HDA + HIF$

En donde:

HP: horas del período

HO: horas en Operación

HDA: horas Disponible Apagada

HIF: horas Indisponible

Al contar con los datos anteriores, se distribuirán las horas del período por cada unidad generadora, que equivale a las horas del período dividido las unidades por planta.

Ecuación No. 17 $\frac{HP}{\text{unidad.generadora}} = \frac{HTP}{\text{No.de.unidades}}$

Se deducen dividiendo las horas del período entre el número de generadores por cada uno. Esta fórmula servirá en el cálculo de algunos índices de posibles pérdidas y de utilidades de las centrales, debido a que los

generadores no son usados generalmente al 100% de su capacidad, para éste caso nos apoyamos de los datos informados directamente por las plantas generadoras. Por ello, existen algunas plantas generadoras que permanecen un mayor tiempo en funcionamiento que las otras, ya sea por sus costos o por condiciones técnicas.

Éste trabajo nos llevará a un conocer de mejor forma productividad de una central generadora. De ésta manera se hace importante contar con los datos de personal por planta, tanto vinculados como por contratos, el tipo de generador y la capacidad efectiva neta (en MW). Tengamos en cuenta estas unidades de medida, antes de continuar:

- Capacidad instalada o potencia instalada, esta dada en MW o KW
- Energía generada o producida, esta dada en MWh o kWh

Con base en los datos anteriores se realiza el cálculo del coeficiente de disponibilidad del período, que ya se encontró en capítulos anteriores, y que nos indicará el porcentaje en el cual estuvieron disponibles los generadores, teniendo en cuenta que el tiempo de disponibilidad representado como un porcentaje equivale a las horas disponibles apagadas más las horas que estuvo en operación sobre las horas del período. Se calcula con la siguiente fórmula:

Ecuación No. 18

$$Coefdisp. = \frac{HD + HMP - HED}{HD + HIF + HMP}$$

En donde:

HD: horas de disponibilidad

HMP: horas de mantenimiento programado, es decir con autorización

HIF: horas de indisponibilidad forzada

HED: horas equivalentes por degradación cuando la unidad esta disponible.

Este factor varía entre 0 y 1, o sea, que mientras mas cerca se encuentre este factor a 1 mayor es la disponibilidad del generador, y se asemeja mas, en la operación, a la generación máxima disponible de la unidad. En ciertos casos, existe la posibilidad de estimar la disponibilidad que tendrán las unidades generadoras en cada central para casos típicos en situaciones normales sobre la base de los datos históricos.

Ahora, cada generador tiene una generación máxima disponible en operación y una generación real neta producida (GRN) en el período, con ésta diferencia se realizan los cálculos para éstos dos estados de generación. Pero es importante anotar que aunque una unidad generadora no esté en operación no significa que no esté disponible para ser utilizada según la demanda del mercado. Por esto, se tomará como referencia principal la generación máxima disponible por período, que se calcula con la siguiente fórmula:

Ecuación No. 19
$$GMD = CE \times Coefdisp \times HP()$$

En donde:

GMD: Generación máxima disponible

CE: Capacidad efectiva en MW

Coefdisp: coeficiente de disponibilidad

HP: Horas del período

La generación máxima disponible se calcula para cada unidad en el período a estudiar, y para el caso en estudio, se representa en MWh y se obtiene al multiplicar la capacidad del generador con el factor de disponibilidad por planta (%), los días del mes y las horas del período (h). Para facilitar su lectura, en la aplicación de esta metodología se ilustra en tablas por meses, durante el año en análisis.

Existe una especie de contador en las plantas de generación, donde se identifica la cantidad total que se ha generado hasta el momento y se resta del valor obtenido en el último período, para identificar la cantidad de energía generada y entregada en ese período. Este valor real del tiempo en que operaron las unidades se observa del informe de operación entregado por las centrales. El factor de entrega equivale a la división entre la generación máxima disponible y la real producida, representando el porcentaje de generación entregado por cada planta en el período respecto a la que estaba disponible a generar.

Luego de obtener el valor de generación máxima disponible, se inicia el análisis de la productividad conforme a los costos del negocio, para el kWh o MWh. Al final, como se mencionó, se puede identificar, comparando entre varios periodos, cuales actividades que le agregan valor al producto final tienen una gran incidencia sobre el resultado final, identificándose así:

Ecuación No. 20 $Pr oductividad = \frac{GMD}{GO}$

En donde:

GMD: Generación máxima disponible

GO: Gatos operacionales

Como se ve en la fórmula anterior, la productividad no es más que la relación entre la generación real neta y los gastos operacionales de la central generadora, pero para efectos posteriores se tendrá en cuenta tanto la generación máxima disponible como la Generación Real Utilizada. En éste indicador se puede observar la cantidad de kWh generada por cada dólar invertido en las funciones de operación, mantenimiento, gestión ambiental y activos del negocio.

Debemos tener en cuenta que la información que se requiere para realizar éste cálculo, se encuentra en los informes de operación y costos del negocio, además, están organizados por actividades. Así cada empresa tiene unos costos totales del proceso productivo de la generación de energía y los dividen en costos de operación y costos de funcionamiento y administración. Los costos de operación están divididos en dos procesos, el proceso de operación y mantenimiento. El segundo, está dividido en procesos soporte tales como administración financiera, recursos humanos, capacitación entre otros.

Para obtener una cálculo mas completo se utilizan los costos por planta, que son los costos operacionales, los cuales toma en cuenta, el como operar las centrales, mantenimiento correctivo, mantenimiento preventivo, sostenimiento general.

Cuando se calcula la productividad de una central de generación, se refiere al cálculo del proceso productivo, por ello cuando se señala que existen costos que no se asocian a las centrales nos referimos a los costos de comercialización, pues solo son tenidos en cuenta en el análisis al calcular la productividad de todo el negocio.

4.2.1. Ejemplo de cálculo del coeficiente de productividad de una central generadora

Para ejemplificar como calcular el coeficiente de productividad de una central generadora con varias unidades, vamos a suponer los costos de operación de una central generadora, ya que éstos, son confidenciales.

Por tanto en la tabla III, representaremos los costos de operación estimados para una central generadora, tomando en cuenta los gastos de mantenimiento de unidades, ya sea preventivo o correctivo, el pago al personal que labora en la planta, el gasto en combustible, gastos administrativos y otros gastos misceláneos.

Tabla VIII. Costos mensuales para la operación de una central eléctrica.

		Monto mensual
Número de trabajadores	20	\$ 12,000.00
Mantenimientos (preventivos)	Uno por mes / unidad	\$ 1,500.00
Mantenimientos (correctivos)	Uno por mes / unidad	\$ 1,500.00
Combustible		\$ 12,000.00
Otros gastos		\$ 2,000.00
Total de gastos		\$ 29,000.00

Conociendo los gastos en que incurre mensualmente una central eléctrica, para operar mensualmente, procedemos a encontrar el coeficiente de productividad, si sabemos también, que la planta tiene cuatro unidades de 15MW cada una.

Inicialmente encontraremos las horas totales del período a evaluar, que para este ejemplo será de un año, de la siguiente forma:

$$HP = 24\text{horas} \times \text{No. de días}$$

$$HP = 24 \times 365$$

$$HTP = 8760 \text{ horas}$$

Ahora tomando como base el capítulo 2 de este trabajo, tomaremos es coeficiente de disponibilidad de la central generadora encontrado, ya que dicho coeficiente fue desarrollado con una planta de un total de 4 unidades generadoras, al igual que en este capítulo.

Por tanto tenemos que el coeficiente de disponibilidad de cada una de las unidades generadoras de la central son:

$$\text{Coefdisp U1} = 0.9892$$

$$\text{Coefdisp U2} = 0.9736$$

$$\text{Coefdisp U3} = 0.9748$$

$$\text{Coefdisp U4} = 0.9642$$

Ahora podemos encontrar la generación máxima disponible de cada unidad generadora, de la siguiente forma:

$$\text{GMD U1} = \text{CE} \times \text{Coefdisp} \times \text{HP}$$

$$\text{GMD U1} = 15\text{MW} \times 0.9892 \times 8760 \text{ horas}$$

$$\text{GMD U1} = 129,980.88 \text{ MWh}$$

$$\text{GMD U2} = \text{CE} \times \text{Coefdisp} \times \text{HP}$$

$$\text{GMD U2} = 15\text{MW} \times 0.9736 \times 8760 \text{ horas}$$

$$\text{GMD U2} = 127,931.04 \text{ MWh}$$

$$\text{GMD U3} = \text{CE} \times \text{Coefdisp} \times \text{HP}$$

$$\text{GMD U3} = 15\text{MW} \times 0.9748 \times 8760 \text{ horas}$$

$$\text{GMD U3} = 128088.72 \text{ MWh}$$

$$\text{GMD U4} = \text{CE} \times \text{Coefdisp} \times \text{HP}$$

$$\text{GMD U4} = 15\text{MW} \times 0.9642 \times 8760 \text{ horas}$$

$$\text{GMD U4} = 126,695.88 \text{ MWh}$$

Ahora bien como los gastos de operación de la central generadora fueron proporcionados de forma mensual, y el período que estamos evaluando es un año, debemos encontrar su equivalente, de la forma que sigue:

$$\text{Gastos de operación anual} = \text{Gastos de operación mensual} \times 12 \text{ meses}$$

$$\text{Gastos operación (GO)} = 29,000.00 \times 12 \text{ meses}$$

$$\text{GO} = \$348,000.00$$

Teniendo en cuenta los gastos de operación anuales, podemos hallar la productividad de cada unidad generadora, ya que este coeficiente está dado por relación entre la generación máxima disponible y los gastos de operación en el período. Entonces vamos a suponer que estos gastos fueron repartidos proporcionalmente entre cada una de las unidades generadoras de la central eléctrica, por lo que los gastos de operación totales los dividiremos entre cuatro para luego encontrar el coeficiente de productividad.

$$\text{Gastos de operación por unidad (GOU)} = \frac{\text{GO}}{4}$$

$$\text{Gastos de operación por unidad (GOU)} = \frac{\$ 348,000.00}{4}$$

$$\text{GOU} = \$ 87,000.00$$

Ahora podemos encontrar el coeficiente de productividad para cada una de las unidades de la central generadora de la siguiente forma:

$$\text{Productividad U1} = \frac{\text{GMD}}{\text{GOU}}$$

$$\text{Productividad U1} = \frac{129,980.88 \text{ MWh}}{\$ 87,000.00}$$

$$\text{Productividad U1} = 1.494 \text{ MWh} / \$$$

$$\text{Productividad U2} = \frac{\text{GMD}}{\text{GOU}}$$

$$\text{Productividad U2} = \frac{127,931.04 \text{ MWh}}{\$ 87,000.00}$$

$$\text{Productividad U2} = 1.471 \text{ MWh} / \$$$

$$\text{Productividad U3} = \frac{\text{GMD}}{\text{GOU}}$$

$$\text{Productividad U3} = \frac{128,088.72 \text{ MWh}}{\$ 87,000.00}$$

$$\text{Productividad U3} = 1.472 \text{ MWh} / \$$$

$$\text{Productividad U4} = \frac{\text{GMD}}{\text{GOU}}$$

$$\text{Productividad U4} = \frac{126,695.88 \text{ MWh}}{\$ 87,000.00}$$

$$\text{Productividad U4} = 1.456 \text{ MWh} / \$$$

Se puede observar que mientras mas alto es el coeficiente de disponibilidad de la unidad generadora, mayor es el coeficiente de productividad, en este caso la unidad con mayor productividad es la número uno, con un coeficiente de productividad del 1.494 MWh/\$.

De la misma forma que en capítulos anteriores podemos encontrar el coeficiente de productividad total de la central generadora, haciendo un promedio de los coeficientes de productividad individuales, de la siguiente forma:

$$\text{Productividad total} = \frac{\text{Productividad (U1 + U2 + U3 + U4)}}{4}$$

$$\text{Productividad total} = \frac{1.494 + 1.471 + 1.472 + 1.456}{4}$$

$$\text{Productividad total} = 1.473 \text{ MWh/\$}$$

Por tanto podemos decir, que el coeficiente de productividad de la central generadora es 1.473 megavatios hora por dólar (1.473 MWh/\$). De acá podemos concluir que por cada 1.473 MWh generados por la central, se gasta un dólar.

CONCLUSIONES

1. Las unidades generadoras, en sí, son instrumentos que se utilizan para convertir la energía de una forma a otro, es decir, son las que se encargan de transformar la energía mecánica dada por un medio externo, a energía eléctrica para el consumo residencial o industrial.
2. Una buena disponibilidad de los equipos de generación garantiza la confiabilidad para el cumplimiento de los contratos y la posibilidad de generar energía a corto plazo y de realizar contratos a largo plazo.
3. Al mantener las centrales en operación con una mayor continuidad, sin paros por demanda o no programados, se obtendría una mayor productividad, ya que, al estar generando sin interrupciones podrán alcanzar un nivel óptimo de productividad.
4. Evitar que las unidades generadoras tengan salidas de línea forzada o no programadas, ayuda a mantener altos los coeficientes de disponibilidad y confiabilidad.

5. Las plantas que tuvieran una mayor disponibilidad y confiabilidad, tendrán una mayor cantidad de horas en operación (HO) alcanzado un índice mas alto de productividad en comparación con las otras plantas.

6. La confiabilidad de una unidad generadora la podemos encontrar por medio del método determinístico y probabilístico, pero con el primero se determina, el coeficiente de disponibilidad de una unidad o central generadora al final de un año, tomando como base los datos estadísticos recopilados de las unidades; en cambio con el método probabilístico podemos hacernos una idea a futuro de lo que será la confiabilidad de una unidad o central generadora.

RECOMENDACIONES

1. Llevar un control del mantenimiento preventivo y correctivo de las unidades generadoras, para poder, así, pedir las autorizaciones de dichos mantenimientos en los plazos adecuados y no afectar el coeficiente de disponibilidad y confiabilidad con salidas forzadas o no programadas.
2. Los costos del proceso de comercialización de energía deberían ser distribuidos en los costos por planta, ya que, su gestión no está encaminada en mejorar la disponibilidad de las máquinas, sino en optimizar los ingresos; facilitando la depuración e identificación de las actividades que influyen en el cálculo de los indicadores de productividad.
3. En la fórmula se pueden considerar algunos factores constantes: la capacidad máxima de generación de las plantas y las horas del período y una variable, el factor de disponibilidad que puede ser proyectado. Ello ayuda a deducir que la reducción en los costos jugaría el papel mas importante, como era de esperarse, en la productividad para la empresa.

4. Se recomienda, mientras sea posible y claramente identificable, rastrear, directamente, los costos de los recursos a una actividad para evitar los gastos indebidos, para mejora la productividad de una central generadora.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Normas de Coordinación Comercial y Operativa. Administrador del mercado mayorista. Guatemala.
2. NEPLAN. Sistema de Planeamiento y Optimización de Redes Eléctricas

BIBLIOGRAFIA

YING HE. **Analisis of Power Systems – Reliable with Increasing Automation.** KTH, Stockholm.

BERGEN, ARTHUR.; VITTAL, VIJAY. **Power Systems Analysis.** Prentice Hall, U.S.A. 2000.

The Power Quality Pyramid. Methodology for Maximizing Uptime/Reliability of Electronic Loads” Marzo de 1999.

YING HE. **Analisis of Power Systems – AVIALIBITY with Increasing Automation.** KTH, Stockholm.