



# Optimización

## del costo de mantenimiento de sistemas de distribución eléctrica:

Una aplicación a la función de distribución de Weibull

Oscar Robledo

### INTRODUCCIÓN

Como resultado de un proyecto de investigación realizado por funcionarios de una importante empresa del sector eléctrico se ha desarrollado el presente modelo matemático que permite buscar la optimización de los costos de mantenimiento de los sistemas de distribución de energía eléctrica estableciendo los tiempos en los cuales se le debe hacer mantenimiento preventivo a sus componentes.

Esta investigación se desarrolló con el concurso de los ingenieros Eduardo Mazorca S., Fabio Rodríguez C., Germán Castro F., Leonardo Patarroyo Q. y Roberto Acosta Q.

### ASPECTOS LEGALES

La prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia ha cumplido un ciclo, ya que se inició como empresa privada, se transformó en empresa estatal y ha retornado al concepto inicial al involucrar de nuevo la inversión privada.

A finales del Siglo XIX, por iniciativa de inversionistas privados, se constituyeron las primeras empresas que tenían como finalidad generar, distribuir y comercializar electricidad. Este esquema de industria privada se mantuvo durante la primera mitad del Siglo XX, presentándose luego un cambio gradual en la propiedad de las empresas existentes hasta su completo control por el estado, cambio que fue presionado por la clase política de las diferentes regiones, argumentando la necesidad de garantizar el desarrollo económico a través de

brindar acceso a todos los sectores del servicio de energía eléctrica, considerado un servicio público.

Ya en la década de los 90's, un diagnóstico efectuado sobre la gestión y logros que habían alcanzado las empresas de electricidad en manos del Estado, mostró resultados altamente desfavorables en términos de la eficiencia administrativa, operativa y financiera. Al considerar el sector en forma global y realizar un análisis de su situación se vislumbraba un colapso financiero inminente, el cual se materializó en el racionamiento a nivel nacional que se produjo durante los años 1991-1992.

Para el país era evidente la necesidad de buscar la eficiencia en los servicios públicos y es así como en la Constitución de 1991 se busca esta eficiencia al plantear como principio clave de ello la competencia en la prestación de los servicios, la cual se expresa con la posibilidad de entrada de cualquier estamento u organización que esté interesado en ofrecerlos.

Haciendo uso del «estado de emergencia económica», previsto por la Constitución, el Gobierno expidió en 1992 y como consecuencia del severo racionamiento de energía que sufrió el país, el Decreto 700, el cual entre otras cosas, fijó normas para la entrada de inversionistas privados en el negocio de la generación y distribución de energía eléctrica y facultó al Gobierno para tomar decisiones sobre construcción de nuevas plantas de generación.

---

OSCAR G. ROBLEDO P. Profesor Departamento de Proyectos, Universidad EAFIT. Ingeniero Civil, Universidad de Medellín. Magister en Administración, Universidad EAFIT  
email: orobledo@eafit.edu.co

Bajo este esquema, se dio impulso a varios proyectos previstos en el Plan de Expansión y se autorizó a las empresas oficiales involucradas a firmar contratos de compraventa de energía a largo plazo con consorcios escogidos para tales efectos.

A finales de 1992, el Gobierno inicia un importante proceso de transformación institucional con la expedición de los denominados «Decretos de Modernización del Estado».

**Para el país era evidente la necesidad de buscar la eficiencia en los servicios públicos y es así como en la Constitución de 1991 se busca esta eficiencia al plantear como principio clave de ello la competencia en la prestación de los servicios, la cual se expresa con la posibilidad de entrada de cualquier estamento u organización que esté interesado en ofrecerlos.**

En uno de estos decretos, en donde se reestructura el Ministerio de Minas y Energía, se crea la Comisión de Regulación Energética – CRE y se liquidan otras entidades instituciones como la Junta Nacional de Tarifas y la Comisión Nacional de Energía que respondían a enfoques de planeación centralizada.

Al no ser dichos decretos leyes emanadas del Congreso se quiso dotar al país de un marco jurídico más estable y seguro para todos las organizaciones participantes en el negocio de los servicios públicos. En julio de 1994 el

Congreso de la República aprobó dos leyes: la ley 142: Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, y la ley 143: Ley Eléctrica.

Esta última transformó a la CRE en la CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas), entidad con ocho miembros integrada por: el Ministro de Minas y Energía quien la preside, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director de Planeación Nacional y cinco expertos nombrados por el Presidente de la República por períodos fijos.

La ley 142 estableció un marco general para los servicios públicos domiciliarios, incluidos el gas natural por redes y el GLP (Gas Licuado del Petróleo). La ley 143 reglamentó de manera específica y complementaria el servicio de energía eléctrica.

La CREG, tomando como base los desarrollos regulatorios que había efectuado la CRE, diseñó, reglamentó e implementó el nuevo marco institucional y regulatorio del sector eléctrico y de gas. En el caso eléctrico, el modelo básico adoptado es similar al esquema inglés, no obstante, presenta importantes variantes con relación al mismo, en especial en lo relativo al negocio de comercialización de electricidad.

Con la resolución 070 de 1998 la CREG emite el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, que partiendo de:

La ley 142 de 1994 la cual:

En el artículo 133 determina aquellas conductas sobre las cuales se presume que existe posición dominante de la empresa que presta el servicio público frente al usuario.

En el artículo 136 establece que es obligación de la empresa la prestación

continua y de buena calidad del servicio público.

En el Artículo 137 establece las reparaciones a que tiene derecho el suscriptor o usuario, cuando se presente una falla en la prestación del servicio.

Establece un mecanismo para evitar la posición dominante de la empresa frente al usuario, en lo que tiene que ver con una prestación ineficiente del servicio público y el derecho del usuario a reclamar por los perjuicios causados.

Como es imposible establecer de forma inmediata y permanente este reglamento, la CREG establece un período de transición, en el cual las diferentes empresas harán los ajustes necesarios para someterse a la reglamentación exigida.

Para hacer ajustes a la transición e irse ajustando al la normatividad establecida, la CREG emite las resoluciones 025, 034 y 089 de 1999 que hacen ajustes a la resolución 070 de 1998.

## ASPECTOS TÉCNICOS

Los sistemas de distribución de electricidad con que se cuenta en nuestro medio consisten básicamente en la integración de redes de distribución y subestaciones de transformación que se pueden interconectar para llevar la energía eléctrica donde se necesite.

Para llevar la energía eléctrica desde el sitio de generación hasta el consumidor final, se pasa por una serie de etapas:

- **Generación:** La cual se efectúa en nuestro país por la utilización, básicamente, de tres fuentes primarias: Hidráulica, carbón y gas natural.

La central generadora es el sitio donde se instalan los equipos que convierten la energía mecánica de la rotación de las turbinas, en energía eléctrica con los generadores, los cuales son trifásicos de voltaje alterno sinusoidal. El voltaje de salida de los generadores es generalmente de 13,800 voltios a una frecuencia de 60 Hz.

- **Estación transmisora:** Para conducir la energía eléctrica a los centros de distribución para su posterior entrega a las zonas de consumo, los cuales quedan por lo común, distantes entre sí, es necesario adecuar o transformar la electricidad para que su transmisión se efectúe de manera óptima. Para este caso se eleva el voltaje logrando así que la cantidad de pérdidas sea muy baja, reduciéndose el costo de transmisión.
- **Transmisión:** La línea de transmisión es el elemento de transporte de la energía entre dos puntos, de tipo aéreo. Está conformada por los conductores o cables, los cuales con generalmente de aluminio, el sistema de soporte aislado, la estructura de apoyo y los elementos de protección, que eviten las fugas masivas de electricidad o las descargas imprevisibles, que pueden generar daños considerables. Los voltajes utilizados para la transmisión son de 500 Kv. o 230 Kv.
- **Distribución:** Para entregar la energía eléctrica al consumidor se requiere disponer de un sistema de distribución adecuado. Se requiere rebajar el voltaje con que llega la electricidad del sistema de transmisión de alta tensión a otros más manejables y adecuados para el manejo de la energía eléctrica a este nivel.

El proceso de distribución se realiza a voltajes de 115 a 11.4 Kv., media tensión y 440 – 220 – 110 v., baja tensión, en sectores urbanos y de 34.5 – 11.2 Kv. y 208 – 120 v. en sectores rurales.

Para este proceso de distribución se cuenta con estaciones de transformación de voltajes o subestaciones, las redes de distribución, las cuales pueden ser aéreas o subterráneas, de acuerdo con el voltaje utilizado y el sitio en que se encuentra, los mecanismos de protección y los sistemas de interconexión, que permite la conmutación de diferentes circuitos para distribuir adecuadamente la energía eléctrica.

## NORMATIVIDAD VIGENTE

Para efectos del presente artículo, al hacer referencia al sistema de distribución, se incluye en este concepto a todos los

participantes involucrados en el proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica hasta llegar al usuario final.

Las resoluciones 070 de 1998, 025, 034 y 089 de 1999 de la CREG establecen todo lo pertinente sobre la prestación del servicio de energía eléctrica, estableciendo las definiciones de todo el sistema, la forma como se conforma el sistema, quienes componen e intervienen en el sistema de distribución y, como ya se planteó en los antecedentes legales, la manera como se protege al usuario de posibles perjuicios causados por las empresas que intervienen en el sistema.

Es así como la resolución 070 establece los objetivos básicos de la calidad del servicio a prestar, donde establece los criterios de calidad de la potencia y del servicio suministrado por los diferentes operadores de red (OR), define los indicadores mínimos de calidad del servicio que prestan los OR's, establece los criterios de responsabilidad y compensación por la calidad del servicio prestado por los OR's ya que define que el OR es el responsable por la calidad de la potencia y del servicio suministrado a los usuarios conectados a su sistema. El término Calidad de la Potencia Suministrada se refiere a las perturbaciones y variaciones de estado estacionario de la tensión y corriente suministrada por el OR. El término Calidad del Servicio Prestado se refiere a los criterios de confiabilidad del servicio.

Uno de los parámetros con los cuales se mide la calidad del servicio es la interrupción del servicio prestado a los usuarios. Para este caso la Comisión Reguladora de Energía y Gas establece en la resolución 070 de 1998 el derecho que tienen los usuarios a la compensación por el incumplimiento de la obligación principal que tienen las empresas, de prestar en forma continua un servicio de buena calidad. Para ellos establecen los mecanismos pertinentes para calcular los Indicadores de Calidad cuando los OR's no cumplan con los requisitos de medición o de reporte de tales indicadores. Además las empresas tienen derecho a realizar interrupciones en el servicio, para el mejoramiento del mismo.

En las resoluciones 070 de 1998 y, 025 y 089 de 1999 la CREG define la calidad del servicio prestado y los indicadores de calidad, asimismo la manera de calcularlos:

Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES):

Es el tiempo total, medido sobre los últimos doce (12) meses, en que el servicio es interrumpido en un Circuito. Los

Operadores Regionales deben calcular el Indicador DESc mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DES_c = \sum_{i=1}^{NTI} t(i)^1$$

Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES):

Mide la confiabilidad de un STR y/o SDL como el número de interrupciones que presenta un Circuito durante los últimos doce (12) meses. Los OR's deben calcular el Indicador FESc mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$FESc = NTI^2$$

Indicadores de Seguimiento de la Calidad del Servicio Prestado:

Los OR's, para efectos estadísticos y de diagnóstico, realizarán un seguimiento de Calidad Media del Servicio Prestado por nivel de tensión, para los años 2 y 3 del Período de Transición, siendo el primer periodo el comprendido entre el 1 de enero y 31 de diciembre de 2,000, y de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$DES_n = \sum_{i=1}^{NTI} \left[ \frac{Ua(i)}{Un(i)} * t(i) \right]^3$$

$$DES_n = \sum_{i=1}^{NTI} \left[ \frac{Ua(i)}{Un(i)} \right]$$

1 DESc: Sumatoria del Tiempo en horas de las interrupciones del servicio en un circuito, durante los últimos doce (12) meses.

i: Interrupción i-ésima.

t(i): Tiempo en horas de la interrupción i-ésima.

NTI: Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el circuito durante los últimos doce (12) meses.

2 FESc: Sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un Circuito, durante los últimos doce (12) meses

Ahora bien, con base en lo establecido la CREG establece el valor a compensar en la resolución 089/89:

Si  $[(DESC-HCDc) - VMDESC] \leq 0$

entonces  $VCDc = 0$

Si no  $VCDc = [(DESC-HCDc) - VMDESC] \times CR \times DPc^4$

Se entiende como Demanda Promedio Mensual en kW como el cociente entre la energía medida en el Circuito c en el mes respectivo dividida por el número total de horas del mismo mes.

Si  $[(FESc-HCFc) - VMFESc] \leq 0$

entonces  $VCFc = 0$

Si no  $VCFc = [(FESc-HCFc) - VMFESc] \times [DESC/FESc] \times CR \times DPc^5$

Para transformadores de distribución, mientras no se tenga medida, la Demanda será igual a la capacidad nominal (kW) del transformador.

## ALCANCE

Se busca optimizar los costos de mantenimiento en razón del reconocimiento que de estos hace el ente regulador de la tarifa ya que limita estos costos a un porcentaje fijo sobre el valor de la infraestructura disponible.

Para ello se evalúan las condiciones de mantenimiento de los sistemas de distribución urbano en diferentes niveles de tensión; se establecen los parámetros que permitan optimizar el recurso humano con que se cuenta y contratado para realizar mantenimiento; se identifican las actividades más relevantes en el mantenimiento preventivo y correctivo, frecuencias y el impacto que generan para así evaluar sus costos.

Se relacionan los diferentes componentes con que se cuenta: Materiales, transporte y mano de obra y así poder buscar la optimización de cada uno de ellos.

3 Ua(i): Número Total de Usuarios afectados por la Interrupción i-ésima en el nivel de tensión n.  
Un(i): Número Total de Usuarios en el nivel de tensión n, en el momento de la Interrupción i-ésima.

4 VCDc: Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador DES del Circuito c.

DESC: Indicador DES registrado para el Circuito c.

HCDc: Horas efectivamente compensadas por incumplimiento del Indicador DES en el Circuito c, durante los últimos doce meses.

VMDESC: Valor Máximo Admisible para el Indicador DES.

CR: Costo del Primer Escalón de la Función de Racionamiento (Definido por la UPME) actualizado al mes respectivo.

DPc: Demanda del Circuito c. Corresponde a la mayor Demanda Promedio Mensual en kW que se presentó en los últimos seis (6) meses.

5 VCFc: Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador FES del Circuito c.

FESc: Indicador FES registrado para el Circuito c.

HCFc: Frecuencia de interrupciones efectivamente compensadas por incumplimiento del Indicador FES en el Circuito c, durante los últimos doce meses.

VMFESc: Valor Máximo Admisible para el Indicador.

**Es así como la resolución 070 establece los objetivos básicos de la calidad del servicio a prestar, donde establece los criterios de calidad de la potencia y del servicio suministrado por los diferentes operadores de red (OR), define los indicadores mínimos de calidad del servicio que prestan los OR's, establece los criterios de responsabilidad y compensación por la calidad del servicio prestado por los OR's ya que define que el OR es el responsable por la calidad de la potencia y del servicio suministrado a los usuarios conectados a su sistema. El término Calidad de la Potencia Suministrada se refiere a las perturbaciones y variaciones de estado estacionario de la tensión y corriente suministrada por el OR. El término Calidad del Servicio Prestado se refiere a los criterios de confiabilidad del servicio.**

## METODOLOGÍA

Tomando como base las bases de datos históricas con que cuenta una empresa dedicada a la distribución de energía eléctrica, tanto a nivel regional como local, se investigará un modelo matemático estadístico que permita establecer una forma de realizar el mantenimiento de los sistemas, en donde se establezcan los costos mínimos de este mantenimiento teniendo en cuenta como parámetro básico la confiabilidad del sistema.

Se investigará dentro de las funciones de distribución aleatorias continuas aquella que permita una mayor aproximación a los datos recopilados realizando luego una prueba de bondad de ajuste.

## MODELO DE MANTENIMIENTO DE MÍNIMO COSTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

Con este modelo se pretende lograr la preservación de las funciones críticas de los equipos o sistemas identificando los ciclos de mantenimiento más efectivos y apropiados que sean necesarios para alcanzar la confiabilidad más adecuada del sistema o equipo. Los ciclos de mantenimiento resultantes deberán ser efectivos tanto técnica como económicamente.

Para lograr llegar a este mantenimiento es necesario analizar los efectos que una falla pueden generar, las cuales se pueden clasificar en tres categorías:

- Efectos locales: propios del elemento o componente
- Efectos en el sistema: En el circuito de distribución
- Efectos remotos: Sobre otros circuitos o subestaciones

Al identificar la falla y conociendo el mecanismo físico y los efectos operacionales de una falla, se pueden cuantificar los efectos de una falla en términos económicos de una forma relativamente directa. Para hacer esto, es necesario asignar costos para reparar y tener influencia sobre los elementos.

## COSTOS DE LA REPARACIÓN

El costo de reparación de una falla es generalmente fácil de estimar. Las empresas de distribución de energía eléctrica conocen el costo de los repuestos, de los equipos así como el valor en libros del ítem que ha fallado. Los costos de los materiales, la mano de obra, se conocen ya sea de la experiencia o de una estimación precisa.

## COSTOS PARA LOS CLIENTES

Los impactos de las interrupciones de servicio sobre los clientes son importantes de comprender, especialmente en esta época de desregularización del servicio, lo cual introduce una nueva visión en el costo de mantenimiento. Una forma de determinar estos impactos es entender el valor del servicio de energía y cuantificar que es lo que significa la pérdida de servicio en términos de inconveniencia y pérdida de ingresos.

## COSTOS AMBIENTALES

La falla de un equipo eléctrico puede tener consecuencias de tipo ambiental y de limpieza. Si el medio de aislamiento contiene PCB el costo de limpieza y de desecho puede exceder por mucho los costos de los demás elementos.

## COSTOS EN LOS INGRESOS

Los costos asociados con las interrupciones incluyen el costo de restauración y el impacto neto sobre los ingresos debido a pérdidas en ventas de energía eléctrica.

## COSTOS POLÍTICOS

Las interrupciones de larga duración o aquellas cargas sensibles afectadas, algunas veces reciben una atención adversa de los medios o de los reguladores gubernamentales.

## COSTOS DE LITIGACIÓN

La energía es vital para todos los negocios y sectores de la sociedad. La pérdida de energía eléctrica tiene un impacto definitivo sobre estos grupos. La pérdida de energía eléctrica debida a negligencia o prácticas imprudentes de mantenimiento puede tener como resultado demandas jurídicas. El costo de estas demandas puede sobrepasar cualquiera de los costos descritos anteriormente.

## MÍNIMO COSTO DE MANTENIMIENTO PARA EL OPERADOR DE LA RED

Mediante el análisis del mantenimiento centrado en confiabilidad, MCC, se puede determinar el costo de mantenimiento y los impactos de las fallas. Para conseguir los costos mínimos para el operador de la Red, se debe seleccionar un intervalo mínimo de mantenimiento. Para los elementos susceptibles de ser mantenidos se debe asumir que la probabilidad de falla se incrementa a medida que el equipo envejece y decrece después de que se halla efectuado un mantenimiento en forma adecuada. Por lo tanto se debe encontrar un intervalo de mantenimiento en el cual el costo del Mantenimiento preventivo y Correctivo sea mínimo. Ya que conocemos el costo del mantenimiento preventivo y el costo de una falla, el mínimo costo para el operador de la red puede ser determinado si conocemos cual es la probabilidad de falla de sistema a medida que este envejece.

La ingeniería de mantenimiento busca evitar que las fallas de un sistema tengan lugar o por lo menos minimizarlas. No importa que tan bueno sea un programa de mantenimiento, siempre habrá fallas, ya que no todas las fallas se pueden prevenir. El mantenimiento centrado en confiabilidad se basa en el hecho de que el mantenimiento solo puede alcanzar la confiabilidad para la cual fue diseñado el sistema. El MCC no puede crear confiabilidad. Los especialistas en mantenimiento generalmente reconocen este hecho y sugieren un mejoramiento en los diseños o un monitoreo continuo, cuando se requiere confiabilidad adicional.

Hay ocasiones en que el mantenimiento preventivo es correcto desde el punto de vista técnico, pero no es efectivo desde el punto de vista económico. Adicionalmente, muchas veces el mantenimiento preventivo es excesivo y un mantenimiento menor podría producir resultados similares de confiabilidad.

## DETERMINACIÓN DEL CICLO DE MANTENIMIENTO

El objetivo de la determinación del ciclo de mantenimiento consiste en encontrar el intervalo que tenga como resultado los menores costos operativos y de mantenimiento para el sistema que se esté analizando.

El proceso de determinación del intervalo óptimo de mantenimiento se basa en el conocimiento y comprensión de la interacción de los siguientes puntos:

- El Costo del Mantenimiento Preventivo, MP
- El Costo del Mantenimiento Correctivo, MC.
- Las consecuencias directas de una Falla.

- Las consecuencias indirectas de una Falla.
- El mecanismo físico de envejecimiento del ítem que este bajo análisis.

**Mediante el análisis del mantenimiento centrado en confiabilidad, MCC, se puede determinar el costo de mantenimiento y los impactos de las fallas. Para conseguir los costos mínimos para el operador de la Red, se debe seleccionar un intervalo mínimo de mantenimiento. Para los elementos susceptibles de ser mantenidos se debe asumir que la probabilidad de falla se incrementa a medida que el equipo envejece y decrece después de que se halla efectuado un mantenimiento en forma adecuada. Por lo tanto se debe encontrar un intervalo de mantenimiento en el cual el costo del Mantenimiento preventivo y Correctivo sea mínimo. Ya que conocemos el costo del mantenimiento preventivo y el costo de una falla, el mínimo costo para el operador de la red puede ser determinado si conocemos cual es la probabilidad de falla de sistema a medida que este envejece.**

La clave para determinar el intervalo óptimo de mantenimiento para un sistema o dispositivo, consiste primero, en entender que modos de falla pueden mejorarse con

un mantenimiento periódico, y segundo, en el establecer un modelo acertado del proceso de envejecimiento.

Se han desarrollado varios modelos para predecir el comienzo de varios modos de falla. Algunos modelos han sido aplicables a cualquier mantenimiento en forma genérica, mientras que otros solo han sido útiles para modos de falla específicos.

## MODELO DE FUNCIÓN DE MÍNIMO COSTO DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN URBANO

Para encontrar la Función de Mínimo Costo de Mantenimiento del Sistema de Distribución Urbano se desarrolló un modelo matemático basado en que la disponibilidad de un sistema esta influenciada por la frecuencia con la cual el sistema es inspeccionado y reparado. El sistema se repara si se encuentran componentes dañados dentro de la inspección que potencialmente puedan sacar el sistema de servicio. Como hipótesis básica se tiene que todos aquellos elementos del sistema que sean reparados se retornan a su condición de "nuevo".

El modelo está basado en la maximización de la disponibilidad de estado estable, y en la minimización de los costos para alcanzar dicha disponibilidad. Se debe tener en cuenta que las inspecciones no pueden mejorar la confiabilidad del sistema, pero en cambio si pueden mejorar su disponibilidad.

Si  $R(t)$  representa la confiabilidad de la función de distribución de fallas del sistema,  $t_1$  es el tiempo de inspección,  $t_2$  es el tiempo de reparación, (si ésta se requiere), y  $T$  es el tiempo entre inspecciones (se convierte en la variable de decisión), entonces

$$T + t_1 + t_2 [1 - R(T)]$$

es el ciclo de tiempo necesario para completar una inspección y comenzar la siguiente, (lo que constituye un ciclo de mantenimiento), y esta compuesto por el tiempo de funcionamiento arriba mas el tiempo en inspección y reparación  $t_{abajo}$ . El tiempo  $t_{arriba}$  que se espera que el sistema este en funcionamiento para un ciclo de mantenimiento esta dado por:

$$t_{arriba} = \int_0^T R(t) \cdot dt \quad (1)$$

$$A(T) = \frac{t_{arriba}}{t_{arriba} + t_{abajo}} = \frac{\int_0^T R(t) \cdot dt}{T + t_1 + t_2 \cdot [1 - R(T)]} \quad (2)$$

La disponibilidad de estado estable de un sistema  $A(t)$  puede expresarse como la relación entre el tiempo de funcionamiento, expresión (1), y el ciclo de mantenimiento ( $t_{arriba} + t_{abajo}$ ).

Es importante resaltar que el objetivo de este proyecto es mantener la máxima disponibilidad del sistema al mínimo costo de multas, compensaciones y recursos de mantenimiento. Por lo tanto se construye una ecuación de costos  $C$  que tenga en cuenta el funcionamiento del sistema de distribución y el entorno regulatorio de calidad de servicio en el cual se encuentra inmerso:

$$C = C_{creg} + C_{energía-dejada\ de\ suministrar} + C_{revisión+reparación}$$

$$C = C_{creg} + PER * (1 - A(t)) * E * CE + [(t_1 + t_2) * (C_p + C_t) + CM] * \frac{PER}{T} \quad (3)$$

El costo a pagar por compensaciones de calidad de servicio  $C_{CREG}$  puede expresarse en función de la disponibilidad del sistema, mediante una aproximación a lo estipulado en las Resoluciones 070/98 y 025/99 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, para ello se plantea la siguiente expresión:

$$C_{CREG} = VCD_s + VCF_s \quad (4)$$

$$VCD_s \cong \{PER * [1 - A(T)] - VMD_s\} * E * C \quad (5)$$

En donde  $VCD_s$  es el valor a compensar por duración de interrupción en el sistema y  $VCF_s$  es el valor a compensar por frecuencia de interrupción en el sistema, estos valores a su vez se pueden expresar como una aproximación:

En donde:

$$VCF_s \cong \left[ \frac{PER}{T} - VMF_s \right] * [PER * [1 - A(T)]] * \frac{T}{PER} * E * CR \quad (6)$$

- 6  $C$  = Costo de mantenimiento en un periodo de tiempo.  
 $C_{CREG}$  = Costo de las compensaciones por calidad de servicio exigidas por la CREG  
 $A(T)$  = Disponibilidad del sistema para un programa de mantenimiento (ecuación 2).  
 $E$  = Energía que puede distribuir el sistema.  
 $CE$  = Costo por unidad de tiempo de la Energía Distribuida (carga por uso de red).  
 $CP$  = Costo por unidad de tiempo de la Mano de Obra empleada.  
 $CT$  = Costo por unidad de tiempo del transporte empleado.  
 $CM$  = Costo de los materiales empleados  
 $t_1$  = tiempo de Revisión.  
 $t_2$  = tiempo de Reparación.  
 $PER$  = periodo de tiempo en que se considera el estudio de costos.  
 $T$  = Tiempo entre inspecciones

Reemplazando las expresiones (5) y (6) en la expresión (4), y factorizando, tenemos que:

$$C_{\text{CREG}} = E * CR * \left\{ [1 - A(T)] * \left[ \text{PER} + T * \left[ \frac{\text{PER}}{T} - \text{VMFS} \right] \right] - \text{VMD}_S \right\} \quad (7)$$

Si reemplazamos la expresión (7) en la expresión (3), tenemos que:

$$C = E * CR * \left\{ [1 - A(T)] * \left[ \text{PER} + T * \left[ \frac{\text{PER}}{T} - \text{VMFS} \right] \right] - \text{VMD}_S \right\} + \text{PER} * [1 - A(T)] * E * C_E + \left[ (t_1 + t_2) * (C_P + C_T) + C_M \right] * \frac{\text{PER}}{T} \quad (8)$$

La confiabilidad  $R(t)$  puede definirse en términos de la tasa de falla del sistema  $\lambda(t)$ , de acuerdo a la siguiente expresión:

$$R(t) = \exp \left[ - \int_0^t \lambda(t) \cdot dt \right] \quad (9)$$

Por lo tanto la confiabilidad del sistema  $R(T)$  para el tiempo transcurrido entre inspecciones esta dado por la siguiente expresión:

$$R(T) = \exp \left[ - \int_0^T \lambda(t) \cdot dt \right] \quad (10)$$

Reemplazando las expresiones (9) y (10) en la expresión (2) se tiene que:

$$A(T) = \frac{t_{\text{arriba}}}{t_{\text{arriba}} + t_{\text{abajo}}} = \frac{\int_0^T \exp \left[ - \int_0^t \lambda(t) \cdot dt \right] \cdot dt}{T + t_1 + t_2 \cdot \left[ 1 - \exp \left[ - \int_0^T \lambda(t) \cdot dt \right] \right]} \quad (11)$$

Luego, al reemplazar la expresión (11) en la expresión (8) que es la ecuación de costos, se obtiene que:

$$C = E * CR * \left\{ \left[ 1 - \frac{\int_0^T \exp \left[ - \int_0^t \lambda(t) \cdot dt \right] \cdot dt}{T + t_1 + t_2 \cdot \left[ 1 - \exp \left[ - \int_0^T \lambda(t) \cdot dt \right] \right]} \right] * \left[ \text{PER} + T * \left[ \frac{\text{PER}}{T} - \text{VMFS} \right] \right] - \text{VMD}_S \right\} + \text{PER} * \left[ 1 - \frac{\int_0^T \exp \left[ - \int_0^t \lambda(t) \cdot dt \right] \cdot dt}{T + t_1 + t_2 \cdot \left[ 1 - \exp \left[ - \int_0^T \lambda(t) \cdot dt \right] \right]} \right] * E * C_E + \left[ (t_1 + t_2) * (C_P + C_T) + C_M \right] * \frac{\text{PER}}{T} \quad (12)$$

7 VMDS = Valor máximo de duración de interrupción del sistema permitido por la CREG.

VMFS = Valor máximo de frecuencia de interrupción del sistema permitido por la CREG.

CR = Costo del Primer Escalón de la Función de Racionamiento (Definido por la UPME), actualizado al mes respectivo (energía por unidad de tiempo).

La función de tasa de falla del sistema  $\lambda(t)$  se encuentra por medio de los datos históricos de falla disponibles del sistema, mediante el mejor ajuste estadístico y con un intervalo de confianza adecuado para el estimador elegido. La función matemática de la tasa de falla del sistema  $\lambda(t)$  que más se ajuste, se inserta en la expresión (12).

Es necesario aclarar que la expresión (12) esta sujeta a una restricción de presupuesto:

$$\left[ (t_1 + t_2) * (C_P + C_T) + C_M \right] \cdot \frac{PER}{T} \leq B \quad (13)$$

Adicionalmente se tiene una restricción del código de distribución, que indica:

“Si en un año determinado, los valores a compensar por el OR superan el veinte por ciento (20%) de sus ingresos por Cargos por Uso correspondientes al año inmediatamente anterior, la SSPD lo tendrá como una causal de intervención, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 y demás normas aplicables”

La anterior restricción para la expresión (12) estaría dada por:

$$C_{CREG} = E * CR * \left\{ \left[ 1 - \frac{\int_0^T \exp \left[ - \int_0^t \lambda(t) \cdot dt \right] dt}{T + t_1 + t_2 \cdot \left[ 1 - \exp \left[ - \int_0^T \lambda(t) \cdot dt \right] \right]} \right] * \left[ PER + T * \left[ \frac{PER}{T} - VMF_S \right] \right] - VMD_S \right\} \leq 0.2 * ICARGO \quad (14)$$

Una vez definida la función de costo C(T), con  $t_1$  y  $t_2$  fijos, y sus restricciones, hallamos el T para el cual C(T) es mínimo. Esto se puede hacer de dos maneras. La primera consiste en derivar la expresión (7) con respecto a T, igualar dicha derivada a cero y despejar el valor de T, que correspondería al mínimo, es necesario comprobar la existencia de un mínimo, mediante la segunda derivada. La segunda manera consiste en emplear métodos numéricos para hallar el valor mínimo de C(T), lo cual se ilustra en la Tabla 1:

**TABLA 1**

Para un  $t_{1a}$  y  $t_{2a}$  fijos

T	C(T)	A(T)
1 día	C(1)	A(1)
2 días	C(2)	A(2)
:	:	:
T*	C(T*) mínimo	A(T*)
:	:	:
n-1 días	C(n-1)	A(n-1)
n días	C(n)	A(n)

8 B: Presupuesto de mantenimiento del sistema para el periodo de estudio (PER)

9 Ccreg = Costo de compensaciones por unidad de tiempo de acuerdo con las resoluciones 070 de 1998 y 025 de 1999 de la CREG  
Icargos = Ingresos por cargo de uso de red correspondientes al año inmediatamente anterior.

En donde  $T^*$  sería el intervalo de tiempo óptimo para efectuar un mantenimiento de costo mínimo. Este proceso se repite para diferentes tiempos de inspección y reparación, los cuales dependen de los canales de reparación e inspección que se tengan disponibles, la tecnología empleada, la experiencia de personal, capacitación, ubicación de zonas operativas, etc.

Estas consideraciones generan una familia de curvas, de las cuales se escoge la más conveniente para la empresa.

## SELECCIÓN DE LA FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD

A pesar de tener una serie de datos que pueden considerarse discretos, como se tiene una gran cantidad de estos se puede establecer con ellos una función continua. Al trabajar con funciones continuas para modelar matemáticamente la probabilidad de falla de un sistema, se utilizó con buenos resultados la función de densidad gamma, pero con el advenimiento de sistemas cada vez más complejos y complicados cuya operación, es decir, la seguridad de su funcionamiento depende de la confiabilidad de los diversos componentes del sistema se hizo necesario buscar modelos matemáticos que estableciesen de manera más confiable la función que representase la situación en estudio.

Es claro que componentes idénticos sometidos a idénticas condiciones de trabajo y a condiciones ambientales similares fallarán en momentos diferentes los cuales son impredecibles.

El físico suizo Waloddi Weibull introdujo en 1939 una función de distribución que se ha utilizado con mucho éxito para

modelar la distribución de la duración (o el tiempo hasta la falla) de los componentes de un sistema.

Para el caso que nos compete aplicaremos la función de distribución de Weibull la cual se ha utilizado con éxito en casos similares y partiendo de la premisa de que en el momento inicial no se presenta una falla, dado que para esas situaciones la función no es aplicable.

Es así como se define:

$$f(t) = \alpha \beta t^{\alpha-\beta} e^{-\alpha t^\beta} \text{ para } T > 0$$

$$f(t) = 0 \text{ en cualquier otro caso}$$

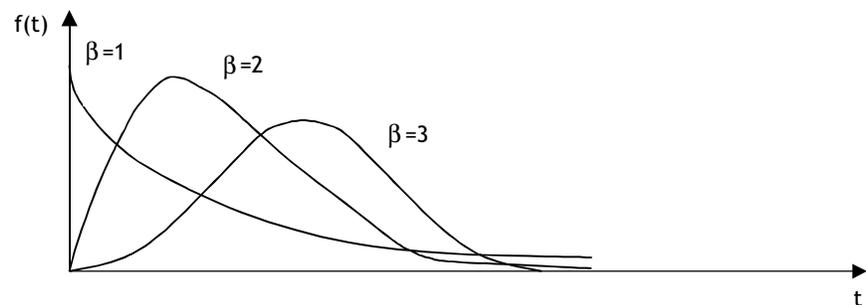
$$\text{con } \alpha > 0 \text{ y } \beta > 0$$

Esta función contiene dos parámetros

$\alpha$  es el parámetro de escala, el cual refleja el tamaño de las unidades en que se mide la variable aleatoria  $t$ .

$\beta$  es el parámetro de forma. Al variar se obtienen diferentes tipos de curvas, partiendo de una del tipo exponencial cuando  $\beta = 1$

Al graficar la función de Weibull para  $\alpha = 1$  obtendremos curvas del tipo



**El físico suizo Waloddi Weibull introdujo en 1939 una función de distribución que se ha utilizado con mucho éxito para modelar la distribución de la duración (o el tiempo hasta la falla) de los componentes de un sistema.**

## LA FUNCIÓN DE WEIBULL Y SU APLICACIÓN CON EL MANTENIMIENTO

La función de distribución Weibull es uno de los modelos genéricos que ha trabajado bien para describir la relación entre confiabilidad y tiempo de muchos modos de falla. La mayor ventaja de Weibull es la capacidad para proporcionar tanto un análisis de falla y predicciones de riesgo muy preciso y con un número extremadamente pequeño de datos recolectados. Adicionalmente mediante esta función se pueden encontrar soluciones a la determinación del intervalo de mantenimiento en una etapa temprana del problema, sin tener que esperar a que el sistema “falle un poco más”.

Para el propósito de determinar el intervalo óptimo de mantenimiento, se puede emplear la función de densidad de probabilidad Weibull de tres parámetros, la cual es una variación efectuada a la definición inicial de la función. En este caso la función es:

$$f(t) = \frac{\beta}{\theta} \left( \frac{t}{\theta} \right)^{\beta-1} e^{-(t/\theta)^\beta} \quad (15)$$

Adicionalmente tenemos que  $F(t)$ , que es la función acumulativa de probabilidad de falla, esta dada por:

$$F(t) = \int_0^t f(t') dt' \quad (16)$$

y la confiabilidad  $R(t)$  esta dada por:

$$R(t) = 1 - F(t) \quad (17)$$

Por último la tasa de falla  $\lambda(t)$ , que se define como la probabilidad condicional de que ocurra una falla en el intervalo de tiempo comprendido entre  $t$  y  $t + \Delta t$  dado que el sistema halla sobrevivido hasta el instante  $t$ , esta dada por la expresión:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (18)$$

Reemplazando las expresiones de  $f(t)$  y  $R(t)$  para la expresión anterior, obtenemos que:

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\theta} \left( \frac{t}{\theta} \right)^{\beta-1} \quad \theta > 0, \beta > 0, t \geq 0 \quad (19)$$

En donde  $\beta$  (beta) se define como el “parámetro de envejecimiento”. Su efecto sobre la tasa de falla es el siguiente:

$\beta < 1$  indica una mortalidad prematura.

$\beta = 1$  indica fallas con distribución aleatoria.

$\beta > 1$  indica fallas debido a envejecimiento.

Theta ( $\theta$ ) es un parámetro de escala que tiene influencia tanto en la media como en la desviación, de la función de distribución, cuando  $\theta$  se incrementa la confiabilidad  $R(t)$  también lo hace, así mismo la pendiente de la tasa de falla decrece a medida que  $\theta$  crece. En la función Weibull el 63.2% de las fallas han ocurrido

cuando  $t = \theta$ . El parámetro  $\theta$  se conoce también como “vida característica”, y se expresa en unidades de tiempo.

**La función de distribución Weibull es uno de los modelos genéricos que ha trabajado bien para describir la relación entre confiabilidad y tiempo de muchos modos de falla. La mayor ventaja de Weibull es la capacidad para proporcionar tanto un análisis de falla y predicciones de riesgo muy preciso y con un número extremadamente pequeño de datos recolectados. Adicionalmente mediante esta función se pueden encontrar soluciones a la determinación del intervalo de mantenimiento en una etapa temprana del problema, sin tener que esperar a que el sistema “falle un poco más”.**

## CONSTRUCCIÓN DE LA FUNCIÓN WEIBULL A PARTIR DE UNA MUESTRA DE TIEMPOS DE FALLA

Una vez definida la función Weibull como función de distribución de los datos de falla, el siguiente paso es definir los parámetros de dicha distribución, hasta que los parámetros no sean definidos la función de distribución no quedará completamente especificada. Aunque algunos gráficos y ajustes de mínimos cuadrados proporcionan un medio para estimar los parámetros de la función de distribución, estos medios no son necesariamente los mejores estimadores de dichos parámetros. En lugar de estos ajustes se utiliza una función que maximice la probabilidad de obtener la muestra observada. Los parámetros que permiten maximizar dicha función son  $\hat{\theta}$  y  $\hat{\beta}$ .

El mejor estimador para  $\beta$ , el cual es  $\hat{\beta}$ , se halla resolviendo la siguiente ecuación:

$$g(\beta) = \frac{\sum_{i=1}^r \hat{t}_i^{\hat{\beta}} \ln t_i + (n-r) \hat{t}_s^{\hat{\beta}} \ln t_s}{\sum_{i=1}^r \hat{t}_i^{\hat{\beta}} + (n-r) \hat{t}_s^{\hat{\beta}}} - \frac{1}{\hat{\beta}} - \frac{1}{r} \sum_{i=1}^r \ln t_i = 0 \quad (20)$$

10  $t_i$  = Tiempo de falla del sistema.

$r$  = Número de muestras.

$n$  = Totalidad de fallas del sistema.

$t_s$  = Tiempo de terminación del muestreo

Esta expresión se puede resolver mediante métodos numéricos, empleando por ejemplo el método de Newton – Ramphson. Un estimador inicial para encontrar la solución puede ser encontrado mediante un gráfico o mediante el ajuste de mínimos cuadrados.

Adicionalmente, una vez hallado  $\hat{\beta}$ , el mejor estimador  $\hat{\theta}$ , de la vida característica  $\theta$  se encuentra mediante la siguiente expresión:

$$\hat{\theta} = \left\{ \frac{1}{r} \left[ \sum_{i=1}^r t_i^{\hat{\beta}} + (n-r)t_s^{\hat{\beta}} \right] \right\}^{1/\hat{\beta}} \quad (21)$$

Para analizar los datos con que se cuenta se puede utilizar el programa Bestfit de Palisade, el cual cuenta con el ajuste de una serie de datos a algún tipo de distribución, para nuestro caso, la función de Weibull; alguna otra aplicación comercial o construir un modelo iterativo en una hoja electrónica de cálculo tipo “excel”.

## BONDAD DE AJUSTE DE LA FUNCIÓN DE WEIBULL ESTABLECIDA

Luego de obtener una función de Weibull para una serie de datos establecidos, es necesario determinar si el resultado obtenido con ésta es estadísticamente aceptable. Para ello se efectúa una prueba que mida la bondad de ajuste, en la cual se compara una hipótesis nula ( $H_0$ ) con una hipótesis alterna ( $H_1$ ) así:

$H_0$ : Los tiempos de falla corresponden a la función Weibull establecida

$H_1$ : Los tiempos de falla No corresponden a la función Weibull escogida.

Para la prueba se calcula un estadístico con base en la muestra real disponible de los tiempos de falla y se compara con el

valor crítico obtenido de la serie de datos construidos con la función. Si el estadístico de prueba es menor que el valor crítico se puede aceptar la hipótesis nula ( $H_0$ ), en el caso contrario, la hipótesis alternativa ( $H_1$ ) es la aceptada.

El valor crítico depende del nivel de significancia de la prueba y del tamaño de la muestra. El nivel de significancia se define como la probabilidad de rechazar erróneamente la hipótesis nula a favor de la hipótesis alternativa.

Para este caso se ha elegido la prueba Chi-Cuadrado de bondad de ajuste, la cual se puede aplicar tanto a funciones de distribución discretas como continuas, y puede emplearse cuando los parámetros de la distribución ya han sido estimados. Esta prueba requiere que los datos sean agrupados en clases.

Mediante la expresión

$$\chi_{k-1}^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(O_i - E_i)^2}{E_i} \quad (22)$$

en donde la clase  $i$  se define como el intervalo  $(a_i - a_{i-1})$  con  $a_0 = 0$ .

Obtenemos los valores críticos de tablas estadísticas, sobre la base del número de grados de libertad y el nivel de significancia deseado.

Para la función de Weibull empleada en este caso se tiene que:

11  $k$ : Número de Clases

$O_i$ : Número observado de fallas en la clase  $i$

$E_i$ :  $nP_i$ : Número esperado de fallas en la clase  $i$

$n$ : Tamaño de la muestra

$P_i$ : Probabilidad de que una falla ocurra en la clase  $i$  si  $H_0$  es verdadera.

$F(a_i) - F(a_{i-1}) = R(a_i) - R(a_{i-1})$

$$E_i = nP_i = n \left[ e^{-\left(\frac{a_{i-1}}{\theta}\right)^\beta} - e^{-\left(\frac{a_i}{\theta}\right)^\beta} \right] \quad (23)$$

Para esta distribución establecemos las hipótesis:

$H_0$ : Los Tiempos de falla corresponden a la distribución Weibull para  $\beta$  y  $\theta$

$H_1$ : Los tiempos de falla no corresponden a Weibull con  $\beta$  y  $\theta$

La hipótesis  $H_0$  se acepta cuando para un nivel de significancia  $\alpha$  dado y  $(n-1-2)$  grados de libertad, se cumple:

$$\chi^2 < \chi^2_{\text{crítico}, \alpha, (n-1-2)}$$

Y en este caso la función de distribución de Weibull sirve para establecer el Mínimo costo de mantenimiento.

## APLICACIÓN A UN CASO REAL

Para mostrar la aplicación de la función de distribución de Weibull y lograr la optimización del costo de mantenimiento a sistemas de distribución, se toma un componente de un sistema de distribución y se desarrolla en él las ecuaciones presentadas.

Se toma como ejemplo los tiempos de falla registrados para el un componente cualquiera y se construye la función de distribución con base en las ecuaciones planteadas. Se calcula la disponibilidad  $A(t)$ , para lo cual es necesario integrar  $R(t)$  en el intervalo desde 0 hasta  $T$ . Como esta integral, al ser una función de Weibull, para la cual no se tiene una solución matemática, es necesario recurrir a métodos numéricos, utilizando en este caso el método de Riemman de sumas sucesivas.

## DATOS Y RESULTADOS

Datos del componente

Tiempos de Falla (Observados para el componente): 2246; 2267; 2376; 1711; 2431.53; 2453.96; 2486.72; 2641.77; 3600

Datos de entrada

$C_e = 50$  \$/KwH

$C_r = 300$  \$/KwH

$C_t = 40,000$  \$/hora

$C_p = 48,000$  \$/hora

$C_m = \$205,000$

PER = 7216 días

$E = P = 2.13$  MVA

$t_1 = 0.006667$  días (tiempo de inspección)

$t_2 = 0.020833$  días (tiempo de reparación)

Datos Iniciales

$$n = 10 \quad r = 10 \quad t_s = 0$$

Resultados Iniciales

$$\theta = 2660.2523$$

$$\beta = 5.2306$$

Intervalos de confianza para Weibull

% confianza = 90%

$$\theta = (2396.4932, 2953.0434)$$

$$\beta = (3.4862, 7.8479)$$

T	R(T)	A(T)	C(T)
32.80	1.0000	0.9998	61,625.64
65.60	1.0000	0.9999	30,813.02
98.40	1.0000	0.9999	20,542.15
131.20	1.0000	0.9999	15,406.984
:		:	:
459.20	0.9999	0.9999	4,704.49
492.00	0.9998	0.9999	4542.52
557.60	0.9997	0.9999	4,460.46
590.40	0.9996	0.9999	4,550.13
:			
623.2	0.9995	0.9999	4,738.04
:			
1049.60	0.9923	0.9987	24,719.78
:			
2164.80	0.7116	0.9501	6'294,475.31
:			

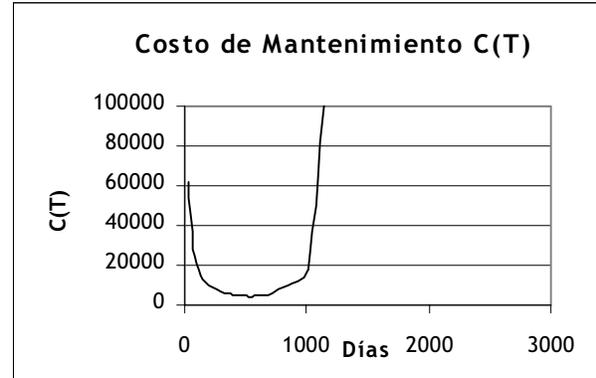
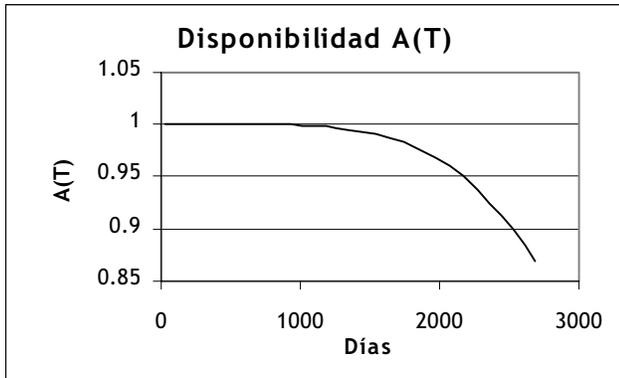
Resumen de resultados:

T óptimo en días = 525

Mínimo costo de mantenimiento = \$4,460.03

Cantidad de ciclos = 14

Costo por ciclo = 324,366



## PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE

LÍMITE SUPERIOR	OBSERVACIÓN	PROBABILIDAD	ESPERADO
600	0	0.0004	0.0041
1200	0	0.0150	0.0150
1800	1	0.1061	1.0613
2400	3	0.3206	2.8851
3000	5	0.4045	2.4272
$\infty$	1	0.1533	0.1533

$$\chi^2_{0.01} = 7.5643 \quad \chi^2_{\text{crítico}} = 18.4753$$

Se concluye que  $\chi^2$  es menor que  $\chi^2_{\text{crítico}}$

El resultado obtenido es estadísticamente aceptable.

## CONCLUSIONES

Para una firma distribuidora de energía es de vital importancia definir cómo hará el mantenimiento, así como los tiempos de inspección de los componentes de las redes, puesto este tema que tiene gran incidencia económica, no solo por el costo implícito en ello, sino por el impacto en la calidad del servicio prestado lo cual repercute en los ingresos.

Al desarrollar un modelo matemático que refleje estadísticamente el comportamiento de los componentes del sistema es posible estructurar técnica y económicamente los programas

de mantenimiento necesarios, lo cual redundará en la calidad en el servicio prestado y en los costos del mantenimiento; se podrá además estimar más certeramente los períodos de reparación y reemplazo de los equipos y componentes de las redes de distribución.

El modelo desarrollado, del cual sólo se ha presentado un caso práctico, se ha aplicado con éxito a todos los componentes de un tramo de distribución de una firma distribuidora obteniéndose resultados altamente satisfactorios, tanto estadísticamente como de los tiempos resultantes.

## GLOSARIO

**Activos de Conexión:** Son aquellos Activos que se requieren para que un generador, un usuario u otro transportador, se conecten físicamente al Sistema de Transmisión Nacional, a un Sistema de Transmisión Regional, o a un Sistema de Distribución Local.

**Centro Nacional de Despacho (CND).** Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional.

**Circuito.** Es la red o tramo de red eléctrica monofásica, bifásica o trifásica que sale de una subestación, de un transformador de distribución o de otra red y suministra energía eléctrica a un área geográfica específica. Cuando un circuito tenga varias secciones o tramos.

**Compensaciones.** El incumplimiento de las normas y obligaciones reguladas por la Comisión en relación con la calidad del servicio que deben prestar los TN y los propietarios de los Activos de Conexión, estará sujeto a compensaciones.

**CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas, organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía.

**Desconexión:** Interrupción de la corriente eléctrica a través de un Activo del sistema de potencia por la apertura de los dispositivos de conexión.

**Disponibilidad:** Se define como el porcentaje de tiempo en relación con un período dado, durante el cual un Activo estuvo en servicio o disponible para el servicio.

**Distribución:** Actividad de transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220Kv.

**Generación:** Actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional.

**IEEE.** Institute of Electrical and Electronics Engineers.

**Indisponibilidad:** Se define como el porcentaje de tiempo en relación con un período dado, durante el cual un Activo del sistema de transporte no estuvo disponible para el servicio.

**Operador de Red de STR's y/o SDL's (OR).** Es la persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR's y/o SDL's aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos.

**Niveles de Tensión.** Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

**Nivel IV:** Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 62 kV

**Nivel III:** Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 62 kV

**Nivel II:** Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV

**Nivel I:** Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV

**Sistema de Distribución Local (SDL).** Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV.

**Sistema de Transmisión Nacional (STN).** Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

**Sistema de Transmisión Regional (STR).** Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

**SSPD.** Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

**Transmisión:** Actividad consistente en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión.

**Usuario.** Persona que utilice o pretenda utilizar, o esté conectado o pretenda conectarse a un STR o SDL.

## BIBLIOGRAFÍA

- Ebeling, Charles E. (1997) An introduction to reliability and maintainability engineering. USA: McGraw Hill.
- Energía: sus perspectivas, conversión y utilización en Colombia (1998). Programa Universitario de Investigación en energía. Empresa de Energía de Bogotá, Universidad Nacional de Colombia.
- Interconexión eléctrica S.A. (1994). Informe de operación del sistema Interconectado. ISA. Medellín.
- Mendenhal, William y Terry Sincich (1997) Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. México. Prentice Hall.
- Skog, John E. (1999) "Developing an aging model for determining least cost maintenance". Double Engineering Co. En: *The Double Exchange*, Vol. 12, Nos. **2 y 3**.
- Walpole, R.E. y R.H. Myers. (1987) Probabilidad y estadística para ingenieros. Mexico. *Nueva Editorial Interamericana*.

## INTERNET

- Comisión de Regulación de Energía y Gas – Ministerio de Minas y Energía. (2000). El sector eléctrico en Colombia Aspectos regulatorios. <http://www.creg.gov.co/electrica/info.html> (22 Sept. 2000)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – Ministerio de Minas y Energía. (2000). Resolución 070 1998. <http://domino.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/1aed427ff782911965256751001e9e55c57a90afbbfaf20a0025661d002d366b?OpenDocument>. (22 Sept/ 2000).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – Ministerio de Minas y Energía. (2000). Resolución 025 1999. <http://domino.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/1aed427ff782911965256751001e9e55/2c23aa74fc0fd36c0525679400483944?OpenDocument>. (22 Sept. 2000).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – Ministerio de Minas y Energía. (2000). Resolución 034 1999. <http://domino.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/1aed427ff782911965256751001e9e55/4ff66d7be01742a4052567d6007766c2?OpenDocument>. (22 Sept. 2000).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – Ministerio de Minas y Energía. (2000). Resolución 089 1999. <http://domino.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/1aed427ff782911965256751001e9e55/fe24eb2fb7200f920525685600014a2c?OpenDocument> (22 Sept. 2000).