

DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL DE SIMULACIÓN DE FALLAS EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN Y VALORACIÓN ECONÓMICA DE MEJORAS

MAURICIO CORREA RAMÍREZ

Monografía presentada como requisito parcial para optar al título de Especialista en Automatización Industrial

Director **AMADO TAVERA CRESPO** Ingeniero Electrónico

UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESPECIALIZACIÓN EN CIENCIAS ELECTRÓNICAS E INFORMÁTICA ÉNFASIS

AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL

MEDELLÍN, 2004

Tabla de contenidos

AGRADECIMIENTOS .	1
..	3
INTRODUCCIÓN .	5
1. ANTECEDENTES .	9
1.1 MARCO REGULATORIO COLOMBIANO . .	9
1.2 MARCOS REGULATORIOS INTERNACIONALES . .	10
1.2.1 Calidad del servicio (continuidad) .	11
1.3 ANÁLISIS DE ENCUESTA DE SATISFACCIÓN DE CALIDAD .	14
1.4 CUMPLIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES .	16
1.5 CIÓN DE LAS REGLAS DE COMPENSACIÓN A LOS USUARIOS .	18
2. DISEÑO DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL CALCULO DE CALIDAD . .	21
2.1 INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO PRESTADO .	21
2.1.1 Usuarios Residenciales .	22
2.1.2 Usuarios Comerciales .	22
2.1.3 Usuarios Industriales . .	22
2.2 FILOSOFÍA DEL PROGRAMA .	23
2.3 SOFTWARE .	24
2.3.1 Parámetros de Entrada .	26
2.3.2 Resultados de simulaciones con el programa .	37
2.4 COMPENSACIONES .	38
2.4.1 Nivel óptimo de calidad .	39
2.4.2 Costo de la falta de calidad para los usuarios . .	40
2.4.3 Función VEC .	40
2.4.4 Coeficientes de Costo .	41
2.4.5 Propuesta .	42
3. CONCLUSIONES . .	45

BIBLIOGRAFIA .	47
ANEXOS .	49
ANEXO 1. .	49
ANEXO 2. .	51
ANEXO 3. .	59

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

Amado Tavera, ingeniero electrónico, profesor de la especialización, por su disponibilidad y apoyo para finalizar esta monografía.

Jaime Alberto Blandón, ingeniero eléctrico, experto comisionado de la CREG por la orientación brindada a lo largo del trabajo.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), por facilitar la documentación necesaria y medios para el desarrollo de la monografía.

Universidad de Antioquia, como formadora de personas que ayudan al crecimiento del país.

Dedicatoria

A mi Madre quien con su amor

y preocupación, me impulsa en
todos mis proyectos.

A todos aquellos que con
su conocimiento aportan
combustible a mi vida.

Mauricio

INTRODUCCIÓN

Las empresas reguladas deben conseguir el equilibrio óptimo entre sus costos de inversión, operación y mantenimiento, y la calidad del servicio que proporcionan a sus consumidores. En el caso de una empresa distribuidora de electricidad, es clara la relación directa que existe entre los costos de inversión y mantenimiento, y el nivel de calidad en el suministro. A mayores costos e inversiones se espera una mejor calidad del servicio y viceversa.

La regulación introdujo un esquema que incentiva al distribuidor a disminuir sus costos para aumentar su beneficio. Una fuente de ahorro aparente de costos está en disminuir las inversiones en infraestructura y reducir los medios dedicados al mantenimiento de las instalaciones; sin embargo esto tendría consecuencias en el deterioro progresivo de la calidad del suministro ofrecido por el distribuidor. Es por tanto evidente que junto al esquema de remuneración, debe preverse un mecanismo para que esta remuneración se encuentre ligada a unos objetivos de calidad que la empresa debe cumplir. Normalmente este mecanismo toma la forma de compensaciones económicas cuando la calidad efectivamente suministrada no alcanza los niveles objetivos fijados por el regulador.

La continuidad del suministro, o el número y duración de las interrupciones, está claramente ligada con la política de inversiones y de mantenimiento que lleve la empresa distribuidora. Emplear materiales de mala calidad y bajo costo redundará en una mayor tasa de falla de los equipos. Disponer de pocas brigadas de reparación supondrá que una vez que se produce la falla se tardará un tiempo mayor en repararla y por tanto en

reponer de nuevo el suministro. Por otro lado, los consumidores perciben unos costos ocasionados por la falta del suministro eléctrico a sus instalaciones. Es claro que una empresa verá detenidos sus procesos si le falta el suministro, esto supone unos costos directos dependiendo de la duración del evento, que la empresa puede valorar. Estos costos directos e indirectos resultantes suelen valorarse mediante lo que se llama el costo de la energía no suministrada que sufre el consumidor.

La transformación del Sector Eléctrico Colombiano introducida por el Constituyente y dirigida por las Leyes 142 de 1994 [1] y 143 de 1994 [2], cambia la orientación de la disponibilidad del servicio de energía como factor principal en la prestación del mismo, y realza criterios de eficiencia y calidad como parte fundamental del desarrollo del sector, debiéndose reflejar en beneficio para los usuarios.

La Calidad del Servicio en Colombia es un concepto relativamente nuevo, introducido mediante el Reglamento de Distribución (Resolución CREG 070 de 1998 [3]), como parte del sentido de integralidad de las tarifas de energía eléctrica, contemplando aspectos generales de normas técnicas en cuanto a la calidad de la onda y estableciendo parámetros en cuanto a la continuidad del servicio, en desarrollo del literal n del artículo 23, de la Ley 143 de 1994¹.

Los parámetros y procedimientos para la evaluación de la Calidad del Servicio, han sido modificados por la CREG, mediante las Resoluciones CREG 025 [4] y CREG 089 de 1999 [5], CREG 096 de 2000 [6], CREG 159 de 2001 [7] y 084 de 2002 [8].

Como parte integral del cargo de distribución del nuevo período tarifario, que se reconoce a las empresas a través de las fórmulas tarifarias, en donde para la recuperación de las inversiones en infraestructura de transporte en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y/o Sistemas de distribución Local (SDL) se tienen en cuenta las unidades constructivas, reconocidas a valor de reposición a nuevo con una mínima calidad esperada asociada con dichas unidades constructivas, es necesario establecer los criterios con los que se evaluará la calidad en el servicio, partiendo de la calidad exigida por el marco regulatorio actual.

En la primera parte del documento se describe dentro de un marco teórico, la base regulatoria vigente y su desarrollo a través de las resoluciones mencionadas; se efectúa un completo diagnóstico y evaluación de los indicadores de calidad y de la información recopilada por la Comisión entre 1999 y 2002 sobre el tema, realizando las respectivas comparaciones entre los indicadores registrados trimestralmente por las empresas distribuidoras y las metas propuestas. Adicionalmente, se efectúa un breve repaso a la experiencia internacional respectiva.

En la segunda parte, como resultado de la evaluación del segmento anterior, considerando circuitos típicos por Grupo de Calidad, se efectúa la propuesta de la metodología para definir las metas de continuidad del servicio (Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio – DES e Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio – FES) que deberán cumplir los agentes en el actual período tarifario.

¹ "Definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad confiabilidad y seguridad del servicio de energía"

En la tercera parte, se presentan los resultados del modelo de simulación así como una aproximación económica a los indicadores de calidad.

1. ANTECEDENTES

1.1 MARCO REGULATORIO COLOMBIANO

El marco regulatorio de la calidad en los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local, se encuentra contenido en la Resolución CREG 070 de 1998 [3] (Código de Distribución), que ha sido modificada y complementada mediante las Resoluciones CREG 025 [4] y CREG 089 de 1999 [5], CREG 096 de 2000 [6], CREG 159 de 2001 [7] y 084 de 2002 [8]².

Como aspectos principales se destacan los siguientes:

Se distinguen dos tipos de indicadores: los de calidad de la potencia suministrada y los de calidad del servicio prestado. Los primeros hacen referencia a aspectos relacionados con la calidad del producto (regulación de voltaje, forma de onda y factor de potencia), mientras que la calidad del servicio se relaciona con la continuidad en la prestación del servicio.

La regulación incluye los mecanismos para el pago a los usuarios, de las compensaciones a que tienen derecho cuando las empresas prestan un servicio que incumple los estándares establecidos regulatoriamente. El desarrollo regulatorio en

² En el Anexo 1 se presenta un resumen detallado del contenido de estas normas.

materia de compensaciones es diferente según se trate de la calidad de la potencia suministrada o de la calidad del servicio prestado.

Para el caso de inadecuada calidad de la potencia suministrada (incumplimiento de los estándares asociados), se prevé que si se causa un daño a los equipos o aparatos eléctricos del usuario, éste tiene derecho a que el Operador de Red (OR) reemplace o repare los respectivos equipos o aparatos ³. Para llevar a cabo lo anterior, el usuario debe adelantar ante el OR un proceso de reclamación siguiendo lo establecido por la Ley 142 de 1994 (artículos 152 a 159) [1].

De otra parte, en caso de presentarse baja calidad del servicio prestado (incumplimiento de los estándares de continuidad), la regulación contempla la aplicación de un mecanismo automático de compensación al usuario. Esta compensación corresponde a un menor valor a pagar en la factura del servicio. La responsabilidad por el costo de estas compensaciones es del Operador de Red, aunque el agente Comercializador que atiende al usuario es quien las gestiona y aplica.

Los estándares de calidad de la potencia suministrada, se definieron a partir de normas técnicas nacionales (regulación de tensión) y mediante la referencia a guías internacionales (forma de onda).

Los estándares de calidad del servicio prestado, se definieron considerando la metodología de remuneración vigente para los Sistemas de Transmisión Regional y/o Sistemas de Distribución Local, la calidad real que en su momento presentaban dichos sistemas y las características propias de prestación del servicio a los usuarios (diferencias entre zonas urbanas y rurales).

Se previeron mecanismos de control por parte de los entes de vigilancia y control (aplicación de indicadores por defecto ⁴, auditorias, encuestas de satisfacción del usuario, etc.) así como por parte del usuario (la posibilidad de contabilizar sus propios indicadores y reclamar cuando lo considere conveniente).

1.2 MARCOS REGULATORIOS INTERNACIONALES

A continuación se presenta un resumen de las características de los esquemas de calidad en el servicio de energía eléctrica en algunos países. No se pretende presentar un estudio exhaustivo, sino más bien una referencia para el caso colombiano

Internacionalmente la calidad ha sido considerada en tres formas:

- Calidad del producto técnico
- Continuidad del servicio

³ En este sentido la regulación exige a las empresas contar con un instrumento financiero que cubra el riesgo asociado con estos posibles pagos.

⁴ Cuando la empresa no realiza las mediciones de calidad correspondientes o no reporta adecuadamente.

Calidad de aspectos comerciales

En la tabla 1 se relaciona la existencia de los indicadores como parte de la normatividad de cada país, indicando en cada caso, si existe solamente enunciado el indicador o si, además del indicador, existen fórmulas que permiten la compensación y/o la penalización por efecto de no alcanzar las metas establecidas en cada caso:

Tabla 1. Indicadores de calidad internacionales

PAIS	INDICADORES DE CALIDAD											
	TECNICOS						COMERCIALES					
	Volaje de servicio	Factor de Potencia	Perturbac. de Onda	Duración Interrup.	Frec. Interrup.	Calidad Fact.	Incumplimto Reclamos	Precisión Medida	Satisfacción Consumidor	Tiempo Conexión	Reconex. Uso. X.D	Reconex. Uso. X. Ip
ECUADOR	I	I	I	C	C	I	I		I			
EL SALVADOR	C	I	I	C	I	I	I			I	I	I
GUATEMALA	C	C	C	C	C	C	P	P		C	C	
ESPAÑA				C	C							
ARGENTINA	C, P	C	C	C, P	C, P							
COLOMBIA	I	P	I	C	C	I	I			I		

Fuente: Normativas expedida por los entes reguladores de cada país

I: Solo índice enunciado

C: Indicador y índice con penalización

P: Indicador y índice con penalización

Dado que el estudio de los indicadores de calidad técnicos y comerciales no es objetivo de esta monografía, únicamente se hará referencia a los indicadores del servicio.

1.2.1 Calidad del servicio (continuidad)

Respecto a la continuidad del servicio, se encuentra una amplia diversidad de indicadores que se clasifican en dos grupos: duración y frecuencia. Entre los indicadores de frecuencia, se encuentran los que contabilizan la frecuencia de las fallas y los que asocian dichas frecuencias con los kVA instalados. De la misma manera se establecen las diferencias entre los indicadores de duración.

Sin embargo, se estima que los indicadores pueden ser comparables en la medida en que el resultado de la aplicación de los mismos es siempre, una duración esperada de la falla con un número determinado de las mismas, como se muestra en la tabla 2 [9]:

PAIS	Duración		Frecuencia	
	urbano	rural	urbano	rural
ARGENTINA	12	12	12	12
EL SALVADOR	10	14	8	10
GUATEMALA	12	14	6	8
ECUADOR	16	36	10	12
ESPAÑA (1996)	8	8		
COLOMBIA (2001)	19	61	38	84
COLOMBIA (2002)	11	39	26	58
BOLIVIA	30		30	
PERU	20		12	
CHILE	20		22	
REINO UNIDO	1.3		0.9	

Tabla 2. Indicadores de duración y frecuencia de interrupción por países (Indicadores anuales)

En el cuadro se observan los límites máximos de ocurrencia de eventos y duración en algunos países a los que se encuentran obligados los prestadores del servicio correspondientes⁵, donde se resalta que los indicadores de duración correspondientes a Colombia para el 2002 para el área urbana, son equiparables a los presentados en Argentina, Guatemala y El Salvador, e inferiores a los respectivos de Peru, Bolivia, Chile y Ecuador.

Si bien los indicadores de duración definidos en la regulación colombiana se encuentran en el intermedio de los indicadores internacionales, los correspondientes para determinar la frecuencia, se encuentran ampliamente superiores a los internacionales.

En la mayoría de los países comentados, además del indicador correspondiente para medir la continuidad del servicio, se contemplan las fórmulas correspondientes para efectuar la compensación al usuario. Estas fórmulas difieren de la Colombiana, básicamente en la valoración que se hace de la energía no suministrada, pues a diferencia del valor del kWh en el primer escalón de racionamiento tomado para la compensación (entre 2 y 2.5 veces el valor promedio nacional del Costo Unitario (CU) de la energía del Nivel de tensión 1), en Guatemala la energía no suministrada es diez veces el valor de la tarifa simple del usuario, en Ecuador es dos veces y en Argentina, la energía no entregada se valora según el tipo de usuario entre 1.4 US\$/kWh y 2.71 US\$/kWh (entre 13 y 25 veces el valor de la tarifa de energía – antes de la depresión económica).

Es claro que desde el punto de vista regulatorio, los aspectos de continuidad del suministro (interrupciones) son los que tienen un mayor interés por su relación con las inversiones y los costos del distribuidor, y por tanto con la remuneración que la empresa debe recibir. A continuación se revisan experiencias en tres zonas reguladas [10]:

En Inglaterra y Gales, durante los primeros años después del proceso de reestructuración y privatización, se centró el interés del regulador en controlar los aspectos de la calidad relacionados con la atención comercial. Se controlaban índices globales de la compañía y también el servicio individual a cada cliente. Para ambos tipos de índices se establecieron penalizaciones cuando se daba la situación de incumplimiento por parte de la empresa distribuidora. En aquella situación se consideraba que la continuidad de suministro era suficientemente buena y las compañías seguían criterios de planificación y desarrollo de redes, basados en unas recomendaciones que la compañía estatal seguía antes de la privatización. Actualmente, el regulador, OFGEM (The Office of Gas and Electricity Markets), supervisa la monitorización de los índices de calidad a nivel sistema de cada una de las distribuidoras. Se monitoriza el SAIDI (número medio de minutos interrumpidos por consumidor) y el SAIFI (número de interrupciones por cada 100 consumidores). Según los datos recogidos, ambos índices mejoraron en los últimos diez años. Sin embargo el regulador insiste en que se deben normalizar y auditar los procedimientos de medida y control de las interrupciones, y que se deben implantar mecanismos de incentivos y penalizaciones que liguen la retribución de las empresas a los resultados de calidad obtenidos.

⁵ Las metas mostradas, son las respectivas en los sistemas de baja tensión en los países donde existe diferenciación por niveles de tensión.

En Noruega, en 1998 se introdujo un esquema de penalizaciones para compensar a los usuarios de la red de transporte, por interrupciones del suministro. Este esquema compensa con 16 NOK/kWh (\$2.1/kWh) por la energía no suministrada debida a interrupciones de larga duración superiores a tres minutos, y 8 NOK/kWh por la potencia interrumpida en interrupciones de corta duración inferiores a tres minutos, excepto la primera interrupción corta anual. La compensación anual máxima que un usuario puede recibir está limitada a un 25% de los pagos que el mismo efectúe por uso de la red. Un esquema similar de compensaciones ha sido propuesto por el regulador para el control de las interrupciones en las redes de distribución de alta y media tensión. Las penalizaciones inicialmente propuestas para interrupciones de larga duración, superiores a los tres minutos fueron: 1.4 NOK/kWh y 2.0 NOK/kWh para consumidores domésticos por interrupciones programadas y no programadas respectivamente; y 24.5 NOK/kWh y 35.0 NOK/kWh para consumidores comerciales.

En California se consideran diferentes indicadores de calidad asociados con (1) fiabilidad del servicio, (2) grado de satisfacción de los consumidores, y (3) seguridad de los empleados de la compañía. Para cada indicador, los niveles reales del servicio prestado se comparan con un valor objetivo marcado como referencia. Si la compañía mejora con respecto a la referencia, recibe una bonificación; por el contrario si no alcanza la referencia entonces tiene que pagar una penalización (incentivos simétricos). Por ejemplo, en el plan de regulación de SCE (Southern California Edison), la empresa distribuidora de energía, la fiabilidad del servicio se evalúa mediante dos índices: el tiempo medio de interrupción por consumidor y el número de interrupciones al año, estos índices para cada año se calculan como la media móvil de las interrupciones ocurridas en los dos últimos años. La satisfacción de los consumidores es evaluada mediante encuestas que consideran cuatro áreas de la compañía: servicios de lectura y facturación, oficinas locales, servicios telefónicos y servicios de planificación. En el futuro se piensa medir indicadores más directamente relacionados con la atención comercial, tales como tiempo de respuesta en la resolución de peticiones y problemas, y comparación con la calidad prestada por otras compañías de servicios similares. La seguridad de los empleados se mide mediante un indicador que considera el número total de accidentes y enfermedad por cada 200.000 horas trabajadas o por cada 100 empleados.

En España, el Real Decreto 1955/2000 establece unos niveles de calidad de referencia para la duración y el número de interrupciones que se registran en las redes de distribución, diferenciando entre áreas urbanas (municipios con un número de suministros mayor de 20.000 y capitales de provincia), semi-urbanas (municipios con número de suministros entre 20.000 y 2.000), rural concentrado (municipios con número de suministros entre 2.000 y 200), y rural disperso (municipios con menos de 200 suministros y suministros localizados fuera del núcleo urbano). Entre otros, los indicadores de fiabilidad o continuidad de suministro zonales medidos y controlados son: tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en transformadores media/baja tensión (TIEPI) y número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en transformadores (NIEPI). Si los resultados de las compañías se encuentran por debajo de los niveles fijados de referencia, se obliga a las mismas a realizar los

correspondientes planes de mejora. También se controlan límites individuales al número de interrupciones y al tiempo de interrupción total acumulado que un consumidor puede sufrir a lo largo del año. Por ejemplo, el tiempo de interrupción total acumulado en un año que un consumidor conectado en Baja Tensión puede sufrir dependiendo de si se encuentra en zona urbana, semi-urbana, rural concentrado o rural disperso es de 6 horas, 10 horas, 15 horas, o 20 horas, respectivamente. Cuando este límite es superado, la compañía deberá indemnizar al correspondiente consumidor con un pago equivalente a 5 veces el precio de la energía no consumida debido a las interrupciones. Por otra parte, también se regulan los aspectos de calidad asociados con el nivel de tensión y las perturbaciones de la onda y la atención comercial a consumidores regulados. En este último aspecto se dan niveles de referencia para que la compañía resuelva peticiones y quejas de consumidores en un tiempo máximo establecido como límite

1.3 ANÁLISIS DE ENCUESTA DE SATISFACCIÓN DE CALIDAD

De acuerdo con lo establecido mediante la resolución CREG 096 de 2000 [6], la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) adelantó, mediante un muestreo de usuarios realizado entre el 22 de diciembre del 2001 y el 10 de enero del 2002, una encuesta para identificar el grado de satisfacción de los usuarios con el servicio de energía eléctrica recibido.

Dicha encuesta, contempló 16 preguntas a usuarios residenciales, mediante las cuales se recogió información relacionada con la calidad del servicio, cuyas respuestas se encuentran en una base de datos suministrada por dicha entidad a la CREG, con el objeto de realizar análisis que permitieran visualizar el entorno de la calidad del servicio.

Como resultado del análisis de la información, se determinaron seis grupos de usuarios que reunieron características similares así:

GRUPO 1 (2% del total de las encuestas)

- Los usuarios conocen la reglamentación de calidad y han obtenido compensaciones
- El área predominante es Cundinamarca y en especial el Distrito Capital

GRUPO 2 (7.5% del total de las encuestas)

- Reportan pocas interrupciones del servicio, donde la más larga que recuerdan duró menos de dos horas
- No han percibido cambios en el nivel de calidad
- El área predominante es Bogotá DC. con el estrato socioeconómico 6 como el más representativo
- Reciben información de las interrupciones por los vecinos

- No están interesados en el mejoramiento de la calidad del servicio.

GRUPO 3 (7% del total de las encuestas)

- Conocen o han escuchado que existe reglamentación de calidad pero sin certeza de su alcance
- Se informan de las interrupciones por radio o periódico.
- Están dispuestos a pagar entre el 5 y el 10 % por tener una mejor calidad del servicio.
- Los Operadores de Red representativos se encuentran en Norte de Santander y Huila.
- Usuarios atendidos con transformadores con capacidad igual o superior a 150 kVA. con predominio del estrato 4
- No han percibido variación de tensión
- Ha sufrido de interrupciones largas y muy largas (largas: 1 hora o más, muy largas: un día o más)

GRUPO 4 (32.5% del total de las encuestas)

- Las interrupciones de energía ocurren rara vez y no son largas
- Desconocen completamente la regulación de calidad
- Los Operadores de Red representativos se encuentran en Medellín, Cali, Bogota, Risaralda, Valle del Cauca y Putumayo
- No están interesados en que la calidad del servicio de energía eléctrica mejore
- No han observado cambios de tensión
- No se informan de las interrupciones
- Son usuarios predominantemente de estratos 3 y 6, atendidos con transformadores de 75 kVA o potencias mayores

GRUPO 5 (39% del total de las encuestas)

- Interrupciones frecuentes y de larga duración
- Han percibido variaciones de tensión
- Están interesados en el mejoramiento de la calidad y están dispuestos a pagar hasta el 5% de la tarifa adicional por obtenerla
- Los Operadores de Red representativos se encuentran en la Costa Atlántica, Santanderes, Cauca y Huila
- Conocen la regulación sobre calidad pero nunca los han compensado.
- Se han enterado con anticipación de la ocurrencia de interrupciones.
- Usuarios predominantemente de estrato uno en poblaciones con menos de 50.000 hab.

GRUPO 6 (11% del total de las encuestas)

- Interrupciones muy largas
- Los Operadores de Red representativos se encuentran en la Costa Atlántica y Boyacá.
- Frecuentes variaciones de tensión y de interrupciones del servicio
- Si estaría interesado en el mejoramiento de la calidad
- Los usuarios representativos pertenecen a estratos 1 y 2, ubicados en municipios menores a 50.000 hab. Atendidos con transformadores entre 25 kVA. Y 75 kVA.

De acuerdo con lo anterior, es posible afirmar que:

La percepción en cuanto a la calidad del servicio, es buena para el 40% de los encuestados ubicados en mercados densos y quienes no están interesados en obtener mejor servicio (grupos 2 y 4).

La percepción de la calidad del servicio y de la calidad de la potencia es mala para el 57% y 50% de los encuestados respectivamente, quienes están ubicados en mercados dispersos y desean que la calidad mejore, para lo cual están dispuestos a pagar un mayor valor por la prestación del servicio (grupos 3, 5 y 6)

1.4 CUMPLIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES

Adicionalmente, se han efectuado comparaciones de los promedios simples resultantes de la consolidación nacional de los datos de DES y FES reportados por las empresas a la CREG al igual que el valor total de las interrupciones registradas (TOT) en cada uno de los cuatro grupos de calidad por trimestre entre el 2000 y el segundo semestre de 2003, con las metas respectivas.

Recordemos aquí la clasificación de los grupos de calidad para los cuales existen diferentes indicadores:

- Grupo 1: Circuitos ubicados en cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes, según último dato certificado por el DANE.
- Grupo 2: Circuitos ubicados en cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes, según último dato certificado por el DANE.
- Grupo 3: Circuitos ubicados en cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes, según último dato certificado por el DANE.
- Grupo 4: Circuitos ubicados en suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

Estas comparaciones se grafican a continuación, figura 1 y figura 2:

fig003.gif

Para este grupo de circuitos, se observa que los valores de las metas para el DES se encuentran ajustados al comportamiento del promedio de los registros de los OR, con una tendencia creciente durante el segundo trimestre del 2002, mientras que para el FES, los registros guardan un comportamiento proporcionalmente inferior a las metas.

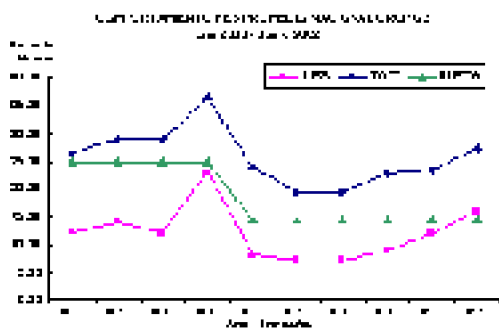


Figura 3 Promedios Simplex Grupo 2

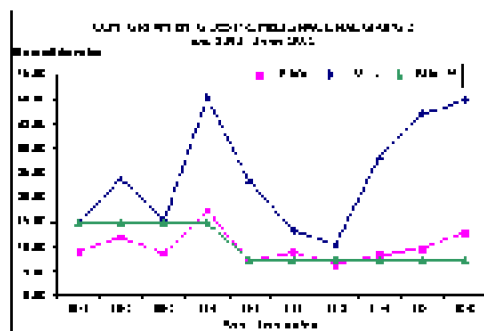


Figura 4 (Cont.) Promedios Simplex Grupo 2

Tanto para la duración de las fallas como para el número de ellas, la curvas de eventos totales se comportan de manera similar. Para la duración son del orden del 100% del valor del DES y para la frecuencia se ubican en el 90% del valor asociado de FES.

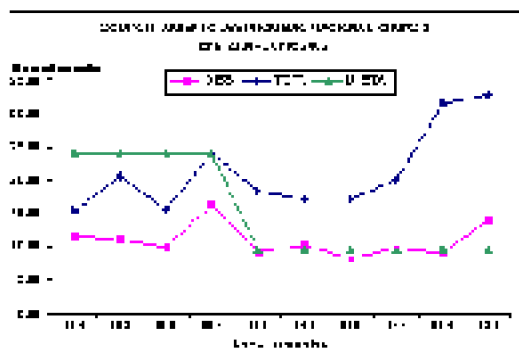


Figura 5 Promedios Simplex Grupo 3

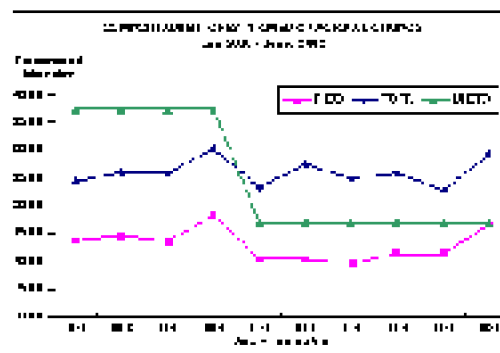


Figura 6 (Cont.) Promedios Simplex Grupo 3

Para el grupo 2 (figura 3 y figura 4), los promedios para el DES y el FES muestran una tendencia decreciente hasta el tercer trimestre del 2001 cuando dichos valores muestran un crecimiento anormal apartándose de las metas del DES y alcanzando las del FES. Sin embargo, de manera general se encuentra una situación similar a la del grupo 1, pues las curvas de las fallas totales guardan comportamientos proporcionales a las de los valores DES – FES registrados en 200% y 90% respectivamente.

En los promedios de los datos registrados en los circuitos del grupo 3 (figura 5 y figura 6), nuevamente se resalta que la meta del DES se encuentra ajustada con el tiempo promedio de las fallas, mientras que el FES muestra un comportamiento proporcionalmente inferior a la meta.

Las fallas totales son del orden del 100% y el 80% superiores respecto al DES y FES respectivamente.

fig006.gif

En el grupo 4 (figura 7 y figura 8), los valores de DES y FES se encuentran ajustados a las metas, con comportamientos crecientes y decrecientes para el caso del DES e inferiores para el caso del FES. Las fallas totales son superiores en el 80% y el 60% de los datos medios registrados para el DES y el FES respectivamente.

En términos generales, las tendencias de los registros del DES en los cuatro grupos son ajustados a las metas establecidas, mientras que los registros para el FES se encuentran en todos los casos inferiores a las metas.

El comportamiento creciente al final del período de estudio podría deberse a:

- La señal de compensación no refleja incentivos al OR para invertir en la adquisición, reposición y/o mantenimiento de equipos, prefiriendo asumir los bajos costos que implica la compensación frente a los que enfrentaría en inversión para mejorar la calidad del servicio.
- Baja planeación de los tiempos de remodelación y/o mantenimiento de redes, sin incentivos a la mejora de eficiencia, posiblemente a causa de la baja señal de compensación.

1.5 CIÓN DE LAS REGLAS DE COMPENSACIÓN A LOS USUARIOS

El Sistema eléctrico interconectado debe operarse en condiciones seguras, confiables y económicas, siendo las empresas de servicios públicos contratantes quienes deben cumplir obligaciones respondiendo por la calidad de los bienes y servicios que entreguen, compensando al usuario por el incumplimiento de los estándares de calidad.

Para el cálculo de estas compensaciones a pagar a los usuarios, en el anterior período tarifario se utilizó el primer escalón de racionamiento. El “racionamiento” en sentido técnico y jurídico implica una distribución ordenada dado que una interrupción no siempre cumple con esta característica y la función de costos mínimos de racionamiento que utiliza la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME) se refiere al costo del esquema óptimo de racionamiento para ahorrar un nivel determinado de energía, mientras el primer escalón, utilizado en la valoración de las compensaciones, incluye la suspensión del servicio a los usuarios que muestran una menor valoración de energía (en horas y días donde se puede ahorrar mayor cantidad infringiendo en el menor costo), criterio diferente al del usuario individual que no tiene control sobre el momento del día en el que se le va a racionar por causa de un a falla del suministro. Se considera entonces que la valoración de KWh. interrumpido como se hace actualmente, es una clara subestimación del costo de la interrupción, y por tanto se propone otra metodología para el cálculo de los valores del costo de interrupción, de tal manera que se tengan incentivos ajustados a la realidad, de tal forma que los OR tengan señales tangibles para invertir en

infraestructuras que condicionen la calidad a las tarifas que tienen aprobadas.

Durante el período de vigencia de las reglas relacionadas con la calidad del servicio prestado, las empresas han reportado información de calidad a la Comisión, la cual, permite identificar el costo financiero de las compensaciones.

Año	Sector	Total Compensaciones (\$)
2002	Residencial	7.449.740.473,38
	No Residencial	4.174.114.902,25
2003	Residencial	3.669.616.163,35
	No Residencial	3.875.277.228,14

Tabla 3. Valores compensados por mala calidad del servicio

La anterior información de la tabla 3, podría llevar a la errada conclusión de que la calidad del servicio prestado ha mejorado, debido al bajo pago de compensaciones, esto es, que se ha invertido en activos de red y en gestión sobre la misma. Sin embargo la realidad es diferente dado que esta no es la señal que debe tener el regulador en el momento de definir los índices, como se dijo en el apartado 2.3.1.1 “Evolución de la calidad”. La incidencia financiera de estas compensaciones dentro del total facturado por las empresas y en relación con los costos de inversión en infraestructura de mejora es mínima, y no se constituye en una señal suficiente para invertir.

2. DISEÑO DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL CALCULO DE CALIDAD

La entrada en vigencia de la Resolución CREG 070 de 1998 [3], introdujo en el sector eléctrico la reglamentación en torno al tema de la calidad de la energía eléctrica suministrada a los usuarios finales, con metas e índices claros en cuanto a continuidad del servicio⁶.

2.1 INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO PRESTADO

Para la determinación de los niveles óptimos de frecuencia y duración de fallas, se elaboró un programa de computador, de esta manera, posteriormente, una empresa distribuidora puede utilizar este programa para evaluar los indicadores de calidad en sus propias redes.

⁶ Que han venido siendo modificados por las Resoluciones CREG 025 y 089 de 1999, y 096 de 2000.

Los atributos más importantes que deben ser considerados para el desarrollo de indicadores de confiabilidad deben ser:

- Número de interrupciones al año: La cuantificación de este atributo requiere el conocimiento de la función de distribución de probabilidad relativa al número de interrupciones a lo largo del año. 1.
- Duración de las interrupciones: De igual forma que el anterior, este parámetro sólo puede ser caracterizado si se posee la función de distribución de probabilidad, pero en este caso relativa a la duración de las interrupciones. 2.
- Costos: Valor de la energía demandada y por lo tanto la energía dejada de suministrar 3.
- Horario: Hora del día, día de la semana o estación (clima) en el que ocurre la interrupción. 4.
- Planeación: Cantidad de tiempo previo a la interrupción, avisos previos relativos a las interrupciones futuras. 5.
- Ubicación: Extensión y localización geográfica de las interrupciones 6.
- Historial: Tiempo transcurrido desde la última interrupción. 7.

De acuerdo con los criterios recién mencionados, es posible realizar algunos comentarios por separado de cada uno de las agrupaciones de usuarios.

2.1.1 Usuarios Residenciales

En general este tipo de consumidor es poco sensible a interrupciones cortas, a no ser que estas sean frecuentes. La sensibilidad a las interrupciones para estos consumidores es variable con la hora del día, el día de la semana o el periodo del año. Se consideran como más perjudiciales aquellas fallas que ocurren al comienzo de la mañana, al finalizar la tarde o en las horas de ocio y fin de semana.

Publicar y divulgar avisos previos a las interrupciones no es, en general, de alta relevancia para estos consumidores.

2.1.2 Usuarios Comerciales

Los cortes del suministro de energía además de influir sobre el nivel de ventas, pueden afectar el nivel de seguridad (robo, vandalismo), el cual constituye un elemento fundamental para los consumidores comerciales, quienes por lo tanto, presentan una sensibilidad no lineal ante las interrupciones.

Obviamente, estos usuarios son mucho más sensibles a las interrupciones que ocurren en horarios comerciales que en otros instantes.

2.1.3 Usuarios Industriales

La sensibilidad de los consumidores industriales a la duración de las interrupciones es dependiente del tipo de proceso industrial. Dependiendo del sector al que pertenezca la empresa, esta puede ser afectada seriamente por una interrupción de pequeña duración (1 minuto), la cual puede pasar desapercibida para muchos otros consumidores.

En el ambiente industrial la evaluación de la confiabilidad basada únicamente en el atributo de la continuidad no es suficiente. Es también necesario enfocar el análisis en aspectos preponderantes de la calidad de la energía como la forma de onda, la regulación de la tensión, el balance de fases, la regulación de la frecuencia, el nivel de armónicos, las caídas e incrementos súbitos de tensión (Sags y Swells), etc. Sin embargo, una de las características más apremiantes para el estudio y seguimiento de la confiabilidad para usuarios industriales, es la energía dejada de suministrar, pues es un atributo básico que influye directamente en los niveles de producción de una compañía y en sus costos.

El aviso anticipado de la ocurrencia de interrupciones tiene un impacto significativo en la minimización de los costos asociados con fallas en la producción.

2.2 FILOSOFÍA DEL PROGRAMA

Normalmente para la descripción del comportamiento de sistemas de potencia, se formulan y resuelven modelos probabilísticos y casi siempre las soluciones se plantean de manera analítica; esto es, las ecuaciones que describen el modelo del sistema se solucionan explícita o numéricamente. La manera de hallar las soluciones es elaborando simplificaciones y aproximaciones, planteando al mismo tiempo la posibilidad de obtener resultados más precisos con la ayuda de métodos de simulación. En efecto, los métodos de simulación pueden ser una excelente manera de obtener la solución al modelo del sistema, especialmente cuando el sistema estudiado es muy grande y complejo o cuando los efectos de ciertas secuencias de eventos son de un particular interés o cuando se requiere la distribución de probabilidades, y no solamente medias y/o varianzas.

Una simulación numérica es un proceso de selección de un conjunto de valores para los parámetros de un sistema y la obtención de una solución del modelo del sistema para esos valores. Repitiendo el proceso de simulación para diferentes conjuntos de parámetros del sistema, se obtienen diferentes soluciones. La actividad clave en el proceso de simulación es la selección de los parámetros del sistema. Un proceso de simulación aplicado a problemas que involucran variables aleatorias, con distribuciones de probabilidad conocidas (o asumidas), se llama simulación de Montecarlo. Esta simulación involucra la repetición del proceso, usando en cada simulación un conjunto particular de valores de variables aleatorias generadas de acuerdo con su distribución de probabilidad. Una muestra de una simulación de Montecarlo es similar a la muestra de observaciones experimentales. De esta manera, los resultados de una simulación de Montecarlo pueden ser analizados estadísticamente.

El modelo elaborado utiliza simulaciones tipo Montecarlo, asociando números de

fallas y sus duraciones de manera aleatoria, siguiendo distribuciones de probabilidad normal y uniforme entre los rangos típicos de variación de los parámetros de una falla; estos parámetros se analizan en detalle más adelante

Se simula el comportamiento de las fallas en un circuito durante varios miles de años, para verificar el efecto sobre el valor de Frecuencia y Duración de los dispositivos de protección del circuito.

De acuerdo con las características intrínsecas que poseen las fallas en los sistemas de distribución, y para el desarrollo del presente trabajo, se consideró suficiente concebir las fallas como fenómenos estocásticamente independientes o probabilísticamente excluyentes, es decir, el hecho de que se presente la caída de un poste no influye o no está relacionado prácticamente con el hecho de que se presente una descarga atmosférica. Es por este motivo que los modelos a desarrollar no requieren memoria y pueden realizar iteraciones de forma independiente sin considerar las relaciones entre las fenomenologías entre sí.

La ventaja principal del modelo Montecarlo es la facilidad que ofrece para considerar cualquier variable aleatoria y cualquier contingencia en el proceso de desarrollo de un software o en el proceso de realización de iteraciones para cálculos de tendencias, valores medios o valores característicos. Por otro lado, posee la desventaja de que los resultados pueden carecer de sentido si las funciones de distribución de probabilidad no están bien caracterizadas.

2.3 SOFTWARE

Como se ilustró previamente, para la operación satisfactoria de un sistema de potencia se imponen varias exigencias de carácter técnico y económico, con el objetivo de mantener un nivel aceptable de calidad del suministro para el usuario, y unas condiciones de remuneración adecuada para los operadores de red. Para que estas condiciones puedan llevarse a cabo, es necesaria la existencia o el desarrollo de un sistema evaluador del desempeño, el cual esté provisto de una estructura de recolección de datos fácil de manipular y una interfaz sencilla para la introducción de la información, que a su vez sea capaz de realizar un tratamiento y análisis relativo a las desconexiones forzadas y no forzadas del sistema, y a sus componentes.

Es posible afirmar entonces que, para la planeación de un sistema de potencia, se deben disponer herramientas basadas en metodologías estocásticas de análisis de confiabilidad, que complementen los análisis determinísticos clásicos. Estos métodos permiten la evaluación cualitativa y cuantitativa de los riesgos propios de la red eléctrica y, por consiguiente, las bases para una gerencia eficaz de la continuidad, la calidad y la seguridad de la operación del sistema.

El software permite calcular resultados para los índices de calidad del servicio sobre circuitos de distribución típicos con topología radial. Dichos índices de calidad se refieren al número total de interrupciones (FES), el tiempo total en horas de estas interrupciones

(DES), y a los valores a compensar por la respectiva energía dejada de suministrar a los usuarios finales.

Con los resultados obtenidos es posible cruzar y confrontar; las actuales regulaciones sobre calidad del servicio, con la situación real de los circuitos de distribución; además es posible estudiar la eficacia de invertir en elementos de protección de recierre automático sobre un circuito determinado, al compararla con los valores a compensar sobre el mismo circuito debido al incumplimiento de los índices de calidad (FES y DES).

El entendimiento de los problemas asociados con la calidad de la energía en sistemas eléctricos, es el primer paso para desarrollar regulaciones y normas con características óptimas. Este entendimiento implica cierta capacidad de relacionar los orígenes y las causas de las perturbaciones que afectan la calidad de la energía eléctrica con los efectos que se producen sobre los equipos y procesos de los usuarios.

Luego de haber calculado los valores de la frecuencia y del tiempo de reparación para cada uno de los tipos de fallas, el programa se enfoca en el cálculo de los índices DES y FES para el circuito introducido para simulación. El programa comienza evalúa los datos iniciales de cada uno de los tramos y la forma en que estos se encuentran interconectados.

Para la evaluación de los índices se considera el tipo de protección en cada tramo. Por ejemplo, si el tipo de protección es de recierre automático, no se tendrán en cuenta para el cálculo de los indicadores DES y FES los valores obtenidos para las fallas transitorias (descargas atmosféricas, contaminación y fallas a tierra por contacto); en este caso sólo tendrán validez los valores obtenidos por las fallas permanentes (colapso de estructuras, fallas de aisladores y rotura de puentes). De igual forma es fundamental la manera en que los tramos se encuentran interconectados, ya que las interrupciones se propagan a través de la red influyendo en el cálculo de la frecuencia y del número de horas que caracteriza la falla.

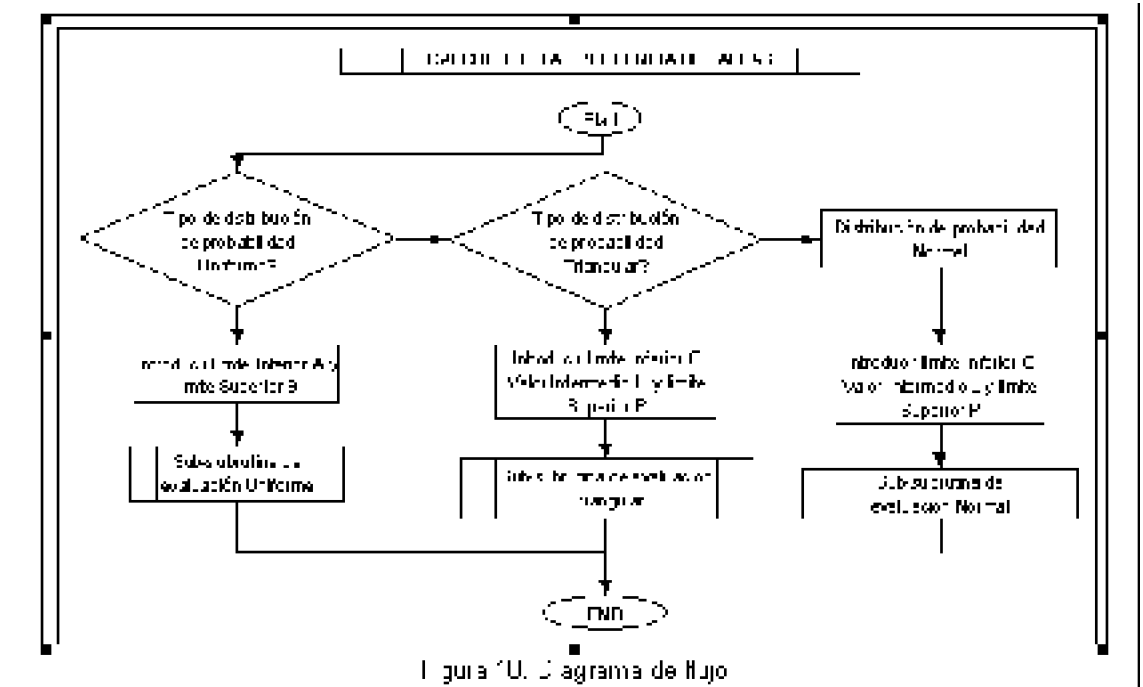


Figura 10. Diagrama de Flujo

Cuadro

2.3.1 Parámetros de Entrada

La simulación necesita básicamente dos grupos de datos: la topología del circuito y la probabilidad de ocurrencia de fallas.

2.3.1.1 Topología del Circuito

Para el desarrollo de la simulación se probaron diversos modelos de circuitos típicos, los cuales son:

- Circuitos típicos según la metodología establecida por Billinton & Allan (modificado) [11]
- Circuitos típicos según la base de datos de la CREG
- Circuitos típicos según información de los Operadores de Red

De estos circuitos típicos se escogió el circuito típico entregado por Billinton & Allan [11], modificado para el caso colombiano (agregando una rama y colocando usuarios en los ramales principales), debido principalmente a que luego de varias simulaciones con todas las clases de circuitos, el circuito escogido entregaba valores de Frecuencia y Duración consecuentes con los valores de Frecuencia y Duración actualmente estipulados por la regulación, y que se trataba de un modelo de circuito de distribución probado y aceptado de manera internacional. El diagrama unifilar de este circuito es el siguiente, figura 11:

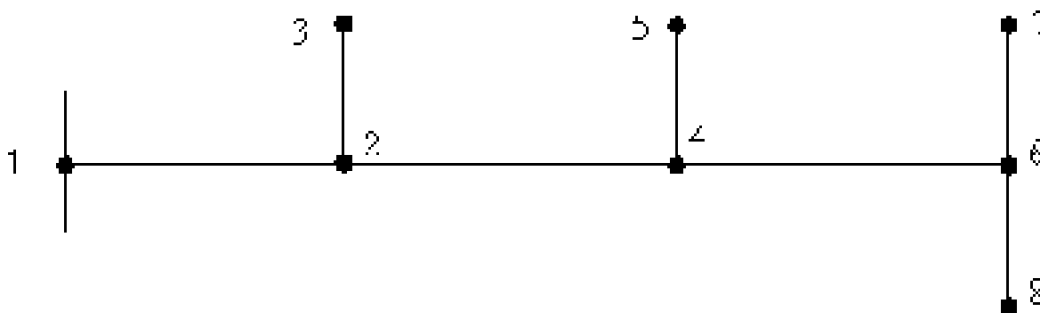


Figura 1. Diagrama unifilar de circuito típico

El diagrama unifilar se divide por tramos, siendo un tramo el que se encuentra entre dos nodos, por ejemplo, el segmento 4 – 6. Cada tramo tiene asociada una longitud, un número de usuarios por kilómetro, una configuración (monofásico o bifásico – trifásico) y un tipo de protección (fusible o recierre – interruptor). Los valores asociados dependen del grupo de calidad en el cual se esté corriendo la simulación.

Así por ejemplo, el total de usuarios se encuentra dividido en cuatro grupos de calidad, por lo que cada simulación se compone de cuatro casos, en cada uno de los cuales se asumen características únicas en el circuito típico (longitud de ramales y cantidad de usuarios principalmente.)

La simulación consiste en el someter al circuito a un número de diferentes tipos de falla, asignando una probabilidad de ocurrencia a cada tipo de falla, diferente para cada grupo de calidad. Cada caso se simula para un periodo de 10.000 años.

El formato empleado en la simulación para el ingreso de características de la topología de los circuitos típicos es el mostrado en la tabla 4:

Número de Tramo	Longitud km	Terminación Entrada	Terminación Salida	Usuarios	Tipo de Línea	H cruceta [km]	A cruceta [km]	Tipo de Protección
1								
N								

Tabla 4. Formato para el ingreso de la topología el circuito

- Para los diferentes grupos se suponen líneas trifásicas en todos los casos, pudiendo hacerse sensibilidades para combinación de circuitos monofásicos (tipo de línea = 1) y polifásicos (tipo de línea = 2 y 3)
- El alto y ancho de la cruceta pueden modificarse a criterio del usuario, sin embargo se presentan valores predeterminados de 12 m y 5 m respectivamente.
- Se considera igualmente una distribución uniforme de la carga, de la cantidad de usuarios y de la longitud de los ramales a lo largo del circuito.
- El tipo de protección se modifica por tramo según si se desea colocar en el tramo un interruptor (tipo = 3), recierre (tipo = 2), fusible (tipo = 1) o ninguna protección (tipo =

DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL DE SIMULACIÓN DE FALLAS EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN Y VALORACIÓN ECONÓMICA DE MEJORAS

0)

De esta manera, los circuitos típicos para los grupos de calidad establecidos quedan de la siguiente manera:

Tabla 5. Topología Grupo I

Número de Tramo	Longitud km	Terminación Entrada	Terminación Salida	Usuarios	Tipo de Línea	H cruceta [km]	A cruceta [km]	Tipo de Protección
1 – 8	2.5	1	2	182	3	0.012	0.005	3

Tabla 6. Topología Grupo II

Número de Tramo	Longitud km	Terminación Entrada	Terminación Salida	Usuarios	Tipo de Línea	H cruceta [km]	A cruceta [km]	Tipo de Protección
1 – 8	4.2	1	2	102	3	0.012	0.005	3

Tabla 7. Topología Grupo III

Número de Tramo	Longitud km	Terminación Entrada	Terminación Salida	Usuarios	Tipo de Línea	H cruceta [km]	A cruceta [km]	Tipo de Protección
1 – 8	7.1	1	2	22	3	0.012	0.005	3

Tabla 8. Topología Grupo IV

Número de Tramo	Longitud km	Terminación Entrada	Terminación Salida	Usuarios	Tipo de Línea	H cruceta [km]	A cruceta [km]	Tipo de Protección
1 – 8	9.6	1	2	18.1	3	0.012	0.005	3

Como puede apreciarse la única diferencia entre los diferentes grupos de calidad radica en la longitud del circuito y la cantidad de usuarios, aunque debemos recordar que el resto de las variables pueden diferenciarse de los diferentes grupos, según la sensibilidad que se desee realizar.

Los grupos de calidad según la resolución de la CREG 025 de 1999 [4] se definen como:

- Grupo 1, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- Grupo 2, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según último dato

certificado por el DANE.

- Grupo 3, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- Grupo 4, Circuitos ubicados en Suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

2.3.1.2 Fallas en los sistemas de Distribución de energía.

Usualmente el suministro de energía a través de las redes eléctricas se ve afectado por efectos contaminantes tales como:

- Transitorios de corriente y tensión asociados con sobre tensiones externas y maniobras de interruptores. Cortocircuitos, conmutación de bancos de condensadores, sobretensiones y Efecto Corona.
- Armónicos asociados con equipos rectificadores, sistemas ininterrumpidos de potencia, variadores de frecuencia, convertidores DC, cargadores de baterías, saturación de transformadores, hornos y soldadores de arco, desbalance de cargas, fuentes de conmutación para computadores, alumbrado fluorescente, etc.
- Interferencia electromagnética (E.M.I.) asociada con otros equipos, e interferencia por radio frecuencia (RFI), asociada con los equipos de comunicaciones. Descargas atmosféricas y efectos de resonancia y ferresonancia.
- Corrientes inducidas por tierra, tensiones desequilibradas, fallas en la coordinación de protecciones, flicker, asimetría de cargas, interrupciones en el suministro de corta y larga duración.

Estas fallas se producen debido a múltiples causas, como los efectos de regulación-longitud según la ubicación de la subestación, el manejo de los taps de los transformadores, las maniobras por efecto de la actuación de los sistemas de protecciones, las fallas, el repentino crecimiento o decrecimiento del nivel de cargas conectadas al sistema, etc.

Para tratar de resolver estos problemas generalmente se implementan reguladores o estabilizadores de tensión, los cuales son dispositivos eléctricos o electrónicos que funcionan bajo el principio de regulación por pasos, con conmutación a partir de triacs o relés.

Para realizar un análisis acerca de las fallas en un sistema de distribución, se considera conveniente agrupar todos estos fenómenos en dos grandes categorías: Fallas transitorias y fallas de régimen estacionario o permanentes.

2.3.1.2.1 Fallas Transitorias

Como su nombre lo indica, este tipo de fallas tienen efectos temporales sobre el sistema en donde suceden, ocasionando interrupciones no permanentes, pero produciendo efectos que pueden ser devastadores y muy costosos. Estas perturbaciones generalmente se presentan en forma de oscilaciones de frecuencia próxima a la de

servicio y están moderadamente amortiguadas. El valor de las sobretensiones temporales asociadas no suele superar 1,5 veces la tensión de servicio. Pueden originarse por maniobras en la red, fallas a tierra, instalaciones de hornos de arco, ferorresonancias, desconexión de cargas importantes o de líneas con un factor capacitivo muy alto.

En el caso de la aparición de una falla transitoria, los elementos de protección con recierre automático instalados sobre el circuito, cumplen un papel fundamental al interrumpir el paso de la corriente por un corto lapso de tiempo, dando tiempo a que la falla o la fuente que la produce sea aislada de forma rápida. Transcurrido este período de tiempo, la corriente es reestablecida y el circuito continúa su funcionamiento normal siempre y cuando la falla haya sido transitoria y el aislamiento haya recuperado su capacidad dieléctrica. El período de tiempo requerido para el funcionamiento de las protecciones es tan corto, que las interrupciones ocasionadas no son incluidas en el cálculo de indicadores de continuidad del servicio, a pesar de que su influencia puede ser representativa para cierto tipo de cargas sensibles.

En este trabajo se consideran como las principales fallas transitorias a los siguientes fenómenos:

- Descargas atmosféricas: Este fenómeno se caracteriza por las altísimas corrientes (del orden de los kA) que se producen en un tiempo muy corto (microsegundos), afectando los aislamientos del circuito. Este fenómeno se puede controlar mediante la instalación de elementos de protección de alta respuesta o con sistemas apropiados de puesta a tierra, que eliminen los picos de corriente que se puedan presentar. Es posible proteger las líneas con un correcto sistema de apantallamiento; sin embargo, un análisis profundo de este fenómeno en particular no es el objeto del presente trabajo.
- Contaminación: Este tipo de falla se presenta generalmente en lugares donde la polución de las fabricas o los elementos naturales como la brisa salada del mar, recubren los aisladores, impidiéndoles cumplir su labor, de tal manera que se convierten parcialmente en conductores, produciendo una falla a tierra. Como casos usuales de contaminación se encuentra generalmente la salinización para los aisladores y conductores, la sulfatación y el desgaste por humedad (treeing) para el aislamiento de los cables.
- Fallas a tierra por contacto: Este tipo de falla es muy usual en circuitos ubicados en terrenos de alta concentración vegetal o animal, y consisten en que algunos objetos circundantes toquen las líneas de suministro energético estableciendo un camino de conducción de corriente entre partes con diferencias de tensión. Este tipo de falla puede ser rápidamente despejada dependiendo del tipo de protección que se encuentre instalado sobre el circuito, pudiendo evitar que la interrupción se propague a lo largo del sistema o que no sea lo suficientemente considerable como para contabilizarla dentro de los índices de continuidad del servicio, siempre y cuando el sistema cuente con dispositivos de recierre automático.

2.3.1.2 Fallas Estacionarias

Se consideran perturbaciones estacionarias aquellas que se presentan fenómenos que causan interrupciones de larga duración o permanentes en el suministro de energía eléctrica. Pueden suceder debido a fallas dentro de los equipos eléctricos, tales como aisladores, interruptores, instrumentos de control, instrumentos de compensación (condensadores) entre otros.

Una característica importante que identifica las fallas permanentes es el hecho de ser indiferentes al tipo de protección que posee el tramo. A pesar de que se intente resguardar el tramo de la mejor manera, será imposible para los elementos de protección evitar que la interrupción se presente o recortar el tiempo de reparación debido a que ésta implica un probablemente un cambio del equipo fallado.

Son consideradas en este trabajo entre algunas causas de fallas permanentes, los siguientes fenómenos:

- Colapso de estructura: Se presenta generalmente por choques accidentales, mala cimentación, inestabilidad del suelo, o debido a la aparición de fuerzas para las cuales no fue diseñada la estructura. Sin importar el tipo de protección que posea el tramo, la caída de poste influye en el cálculo del número total de interrupciones y el consecuente tiempo en horas en que el circuito está fuera de funcionamiento.
- Rotura de puente: Este tipo de falla se presenta comúnmente en circuitos con una larga vida de utilización, y se debe en gran manera al debilitamiento y desgaste del material que conforma los puentes o a problemas de instalación de conectores. También aparece en zonas donde se presentan vientos demasiado fuertes, que llegan a afectar la conexión misma de estos elementos o cuando existen esfuerzos longitudinales sobre conductores por fallas de estructuras o problemas de soportes.
- Falla de aislador: Al igual que la rotura de puente, este tipo de falla se presenta comúnmente en circuitos con una vida de utilización bastante larga. Si el aislamiento del aislador falla en un momento determinado, es imposible que el servicio se preste normalmente, y la interrupción se prolongará hasta que este elemento sea reemplazado.

2.3.1.3 Grupos de probabilidad

El programa simula diferentes tipos de fallas en un circuito típico. Estas fallas como ya se ha explicado se dividen en fallas de tipo transitorio y permanente. Las de tipo transitorio desaparecen luego de un corto tiempo (acción de las protecciones), y por lo tanto el flujo de corriente eléctrica puede ser reestablecido mediante un dispositivo como un interruptor o un recierre.

La Tabla 9 presenta la clasificación de los tipos de fallas usadas en las diferentes simulaciones.

Tabla 9. Tipos de falla

Permanentes	Transitorias
Aisladores Cortacircuitos Fusible Pararrayos	Desafases Retenida Seccionadores Vientos

DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL DE SIMULACIÓN DE FALLAS EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN Y VALORACIÓN ECONÓMICA DE MEJORAS

Permanentes	Transitorias
fuertes/Cruces de Línea Objetos en Línea Ocasionado por Particulares Crucetas Ruptura Conductores Poste	Atmosféricas Contaminación Acercamientos

Dado que la simulación Montecarlo sólo se hizo para la red primaria, al final de la misma se agregan los valores calculados según tasa de falla para transformadores y red secundaria, debido a que estos eventos únicamente afectan a los usuarios del transformador y su red secundaria y no a todo el ramal primario. Los valores encontrados son para Duración, (D), 2,3 horas y para Frecuencia, (F), 0,4 veces.

De igual manera para el grupo 4 de calidad (rural) debe considerarse un mayor tiempo de reparación de falla, considerando que los eventos pueden presentarse en horas finales de la tarde o en la noche, de tal forma que su reparación práctica es mejor hacerla durante el día siguiente.

Deben sumarse también los tiempos de mantenimiento, calculados de una manera eficiente y mostrado en la tabla 10 [12]:

Tabla 10. Consolidado Análisis de Mantenimientos

Grupo de Calidad	Frecuencia (Número de años/mtto)	Duración (Horas)	Horas/Año
Promedio Grupo de Calidad I	2,8	12,0	4,3
Promedio Grupo de Calidad II	3,1	18,4	5,9
Promedio Grupo de Calidad III	3,9	33,3	8,5
Promedio Grupo de Calidad IV	3,9	34,8	8,9

El paso siguiente a dar sería determinar las funciones de densidad de probabilidad que puedan caracterizar las fallas ya mencionadas. Para la caracterización de las fallas generalmente se conoce su intervalo de ocurrencia, para el cual es posible encontrar sus cotas mínimas y máximas, pero se presentan dificultades cuando se desea determinar el comportamiento del fenómeno dentro de este intervalo. Existen varias distribuciones de probabilidad que resultan muy útiles para este tipo particular de problemática:

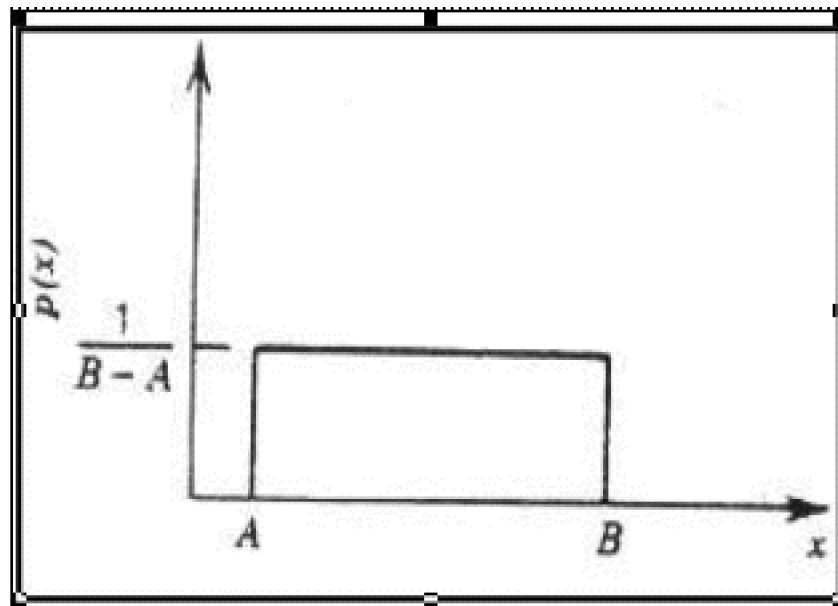


Figura 2. Distribución Uniforme

Distribución Uniforme, figura 12: Esta distribución es útil para los casos en donde la probabilidad de ocurrencia en el rango de A-B es homogénea, es decir, para dos puntos cualesquiera X_0, X_1 contenidos en el dominio $[A, B]$, existe la misma probabilidad de ocurrencia.

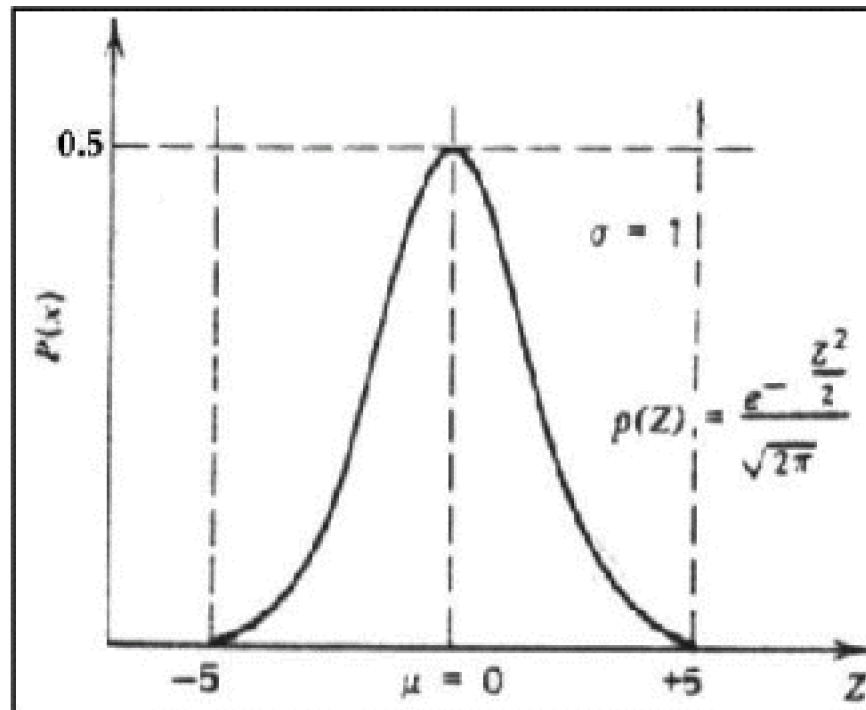


Figura 3. Distribución Normal

Distribución Normal, figura 13: Esta es la clásica distribución utilizada para casos en donde existe una tendencia central para los valores que se encuentran dentro del rango del fenómeno. Los datos, además, se caracterizan por un valor σ que determina el grado

de dispersión de los mismos.

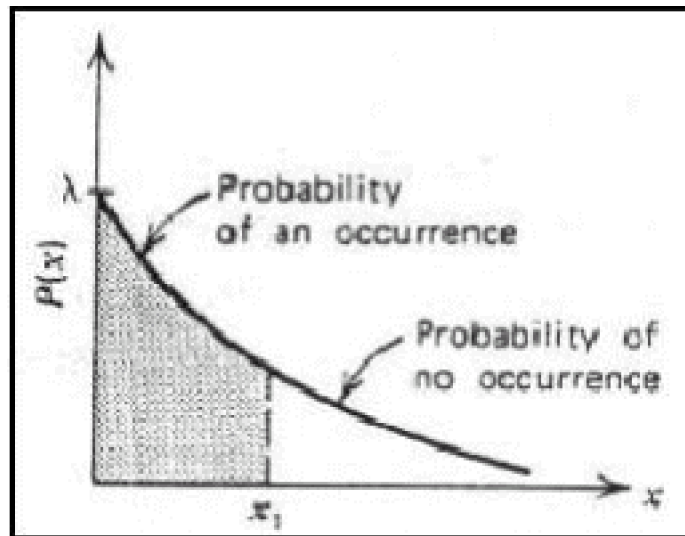


Figura 4. Distribución Exponencial

Distribución Exponencial, figura 14: Esta función de densidad de probabilidad tiene la singularidad de establecer subrangos dentro del rango dado para el fenómeno, como se muestra en la Figura 1.4, donde a partir del valor de X_1 la probabilidad de ocurrencia del fenómeno llega a cero, mientras la anterior a X_1 decrece de forma exponencial.

fig013.gif

Distribución Triangular, figura 15: Esta distribución es útil para los casos en donde la probabilidad de ocurrencia en el rango de O-P tiene una tendencia a un punto particular, denominado en la figura 15 como L. La probabilidad en el intervalo dado para el fenómeno va creciendo cuando los puntos se van acercando al punto L.

Para generar números aleatorios cuya probabilidad de ocurrencia se distribuya de acuerdo con las cuatro funciones anteriormente mencionadas, se pueden utilizar los siguientes algoritmos:

Distribución Uniforme:

$P(X)_{UNIFORME} = A + r(B - A)$ (1.5) donde r es un número aleatorio tipo "random", que se encuentra entre cero y uno $[0, 1]$, y A -B es el rango de ocurrencia del fenómeno.

Distribución Normal:

$$P(Z)_{NORMAL} = [-2 \times \ln(r_1)]^{1/2} \times \cos(2 \times \pi \times r_2) \quad (1.6)$$

donde r_1 y r_2 son números aleatorios del tipo "random", que oscilan entre cero y uno $[0, 1]$. El término Z hace alusión a que los valores han sido previamente normalizados a una distribución con media igual a cero y dispersión igual a uno. En otras palabras, se normalizó el valor de X de acuerdo con la ecuación (1.7):

$$X = Z\sigma + \mu \quad (1.7)$$

Donde μ es la media de la de la distribución normal y σ es la desviación estándar de la distribución normal

Distribución Exponencial:

$$P(X)_{\text{EXPONENCIAL}} = -\ln(1-r) \cdot \lambda^{-1} \quad (1.8)$$

donde r es un número aleatorio tipo "random", que se encuentra entre cero y uno [0, 1], y λ es un parámetro que representa el valor medio de ocurrencia para determinado número de intervalos.

$$P(X)_{\text{TRIANGULAR}} = P - \sqrt{(1-r)(P-L)(P-O)} \quad (1.9)$$

Distribución Triangular:

donde r es un número aleatorio tipo "random", que se encuentra entre cero y uno [0, 1], L es el número particular de la tendencia dentro del intervalo, O el límite inferior y P el límite superior del intervalo, tal como se muestra en la figura 15 expuesta anteriormente.

$$f(X) = \frac{2(X-O)}{(L-O)(P-O)} \quad \text{para } O < X < L.$$

(10)

$$f(X) = \frac{2(P-X)}{(P-L)(P-O)} \quad \text{para } L < X < P$$

La función triangular es de la forma:

$$\text{Si } r < (L-O)/(P-O);$$

$$P(X) = O + \sqrt{r(L-O)(P-O)}$$

Si no,

(11)

$$P(X) = P - \sqrt{(1-r)(P-L)(P-O)}$$

Para construir la función para realizar un software, la ecuación debe ser fragmentada en dos partes:

De esta forma, es posible realizar un muestreo aleatorio mediante la utilización de algoritmos estocásticos, que luego de ser especificados sus parámetros característicos, pueden generar tendencias e índices para el estudio de la confiabilidad en el sector de distribución de energía.

DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL DE SIMULACIÓN DE FALLAS EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN Y VALORACIÓN ECONÓMICA DE MEJORAS

Según el grupo de calidad en el que se esté simulando, se tienen diferentes probabilidades de ocurrencia de las fallas. Estas probabilidades se reparten como ya se ha dicho, estadísticamente en diferentes tipos de distribuciones, que para el caso de determinación de índices de calidad se proponen de tipo normal y uniforme. Para el caso de distribución uniforme es necesario ingresarle al programa el límite inferior y el límite superior de la función de distribución. Para el caso de distribución normal debe ingresarse la media y la varianza y el número de desviaciones estándar que acota los números simulados, lo valores numericos de estos datos se muestran en la tabla 11 y la tabla 12 [13].

De igual manera deben incluirse los tiempos de mantenimientos de los circuitos, calculados de una manera eficiente.

Tipo de falla	Grupo I		Grupo II		Grupo III		Grupo IV	
	L inf.	L sup.	L inf.	L sup.	L inf.	L sup.	L inf.	L sup.
Aisladores	0,00482	0,03373	0,00482	0,03373	0,00482	0,03373	0,00482	0,03373
Cortacircuitos	0,01444	0,10107	0,01444	0,10107	0,01444	0,10107	0,01444	0,10107
Fusible	0,01951	0,13659	0,01951	0,13659	0,01951	0,13659	0,01951	0,13659
Pararrayos	0,00329	0,02305	0,00329	0,02305	0,00329	0,02305	0,00329	0,02305
Puentes/Pases	0,01152	0,08064	0,01152	0,08064	0,01152	0,08064	0,01152	0,08064
Retenida	0,00071	0,00499	0,00071	0,00499	0,00071	0,00499	0,00071	0,00499
Seccionadores	0,00314	0,02196	0,00314	0,02196	0,00314	0,02196	0,00314	0,02196
Vientos fuertes/Cruces de Línea	0,00305	0,02136	0,00305	0,02136	0,00305	0,02136	0,00305	0,02136
Objetos en Línea	0,00659	0,04615	0,00659	0,04615	0,00659	0,04615	0,00659	0,04615
Ocasionado por Particulares	0,00239	0,01676	0,00239	0,01676	0,00239	0,01676	0,00239	0,01676
Crucetas	0,00383	0,02679	0,00383	0,02679	0,00383	0,02679	0,00383	0,02679
Ruptura Conductores	0,03757	0,26299	0,03757	0,26299	0,03757	0,26299	0,03757	0,26299
Poste	0,00321	0,02250	0,00321	0,02250	0,00321	0,02250	0,00321	0,02250
Transformadores	0,00683	0,04783	0,00683	0,04783	0,00683	0,04783	0,00683	0,04783
Descargas Atmosféricas	0,20142	1,40995	0,20142	1,40995	0,20142	1,40995	0,20142	1,40995
Contaminación	0,02632	0,18425	0,02632	0,18425	0,02632	0,18425	0,02632	0,18425
Acercamientos	0,00659	0,04615	0,00659	0,04615	0,00659	0,04615	0,00659	0,04615

Tabla 11. Valores de tasas de fallas por año y por km de línea, distribución uniforme, por grupo de calidad

2. DISEÑO DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL CALCULO DE CALIDAD

Tipo de falla	Grupo I		Grupo II		Grupo III		Grupo IV	
	Med.	Var.	Med.	Var.	Med.	Desv.	Med.	Desv.
Aisladores	1,7667	0,2833	1,9750	0,3042	2,2917	0,3542	6,2491	3,0355
Cortacircuitos	1,5167	0,2417	1,8083	0,2625	2,1667	0,2917	5,5630	3,0358
Fusible	1,0250	0,1375	1,3167	0,1583	1,5500	0,2083	4,8814	3,0149
Pararrayos	1,9333	0,3250	2,0583	0,3042	2,2500	0,3333	5,8108	3,0000
Puentes/Pases	1,6833	0,2417	1,8917	0,2625	2,1667	0,2917	5,5972	3,0363
Retenida	1,5583	0,2208	1,7667	0,2417	2,0417	0,2708	6,3426	3,0426
Seccionadores	1,6417	0,2208	1,7250	0,2208	2,0417	0,2708	5,7794	2,9883
Vientos fuertes/Cruces de Línea	1,4750	0,1792	1,4750	0,1792	2,0833	0,2500	5,4247	2,9956
Objetos en Línea	1,6000	0,2000	1,7667	0,2000	2,0000	0,2500	5,8431	3,0385
Ocasionado por Particulares	5,5583	1,7750	5,5167	1,0667	10,7083	4,4583	15,1497	4,5437
Crucetas	2,5583	0,2625	2,9750	0,3042	5,5417	0,8125	10,9883	3,3113
Ruptura Conductores	2,0167	0,2417	2,3500	0,2833	3,2917	0,4375	8,0227	3,1776
Poste	5,5583	0,8875	6,2667	0,9083	10,7083	2,2292	15,1497	4,5437
Transformadores	4,8083	0,5125	5,5167	0,5333	9,9583	1,8542	13,6072	4,3744
Descargas Atmosféricas	0,2083	0,0208	0,2083	0,0208	0,2083	0,0208	3,4895	2,9853
Contaminación	0,2083	0,0208	0,2083	0,0208	0,2083	0,0208	3,4895	2,9853
Acercamientos	0,2083	0,0208	0,2083	0,0208	0,2083	0,0208	3,4895	2,9853

Tabla 12. Valores de tiempos de reparación por falla, en horas, distribución normal, por grupo de calidad

2.3.1.4 Dinámica de la Simulación

Existen varios aspectos que influyen en la dinámica de la simulación, los cuales se detallan a continuación.

- Ante la presencia de tramos protegidos por un interruptor o un recierre, las fallas transitorias no tienen incidencia en los valores de Frecuencia y Duración.
- El cálculo de fallas por descargas atmosféricas dependerá del tipo de línea en la topología del circuito. La fórmula general para el caso de distribución uniforme es la siguiente:

La separación del cable será 0 si la línea es bifásica o trifásica en disposición vertical, o si la línea es monofásica disposición horizontal.

2.3.2 Resultados de simulaciones con el programa

En el Anexo 2 se muestran los resultados para todos los grupos de calidad. Teniendo como base un circuito con dispositivos de recierre en todo su ramal principal.

Los valores obtenidos de las simulaciones corresponden a Interrupciones No Programadas, y deben ser afectadas luego por la frecuencia y los tiempos de mantenimiento programado por circuito, adicionalmente se suma la tasa de interrupciones para la red secundaria y de esta forma se estiman las metas definitivas.

2.4 COMPENSACIONES

Obtener un cierto nivel de calidad tiene un costo asociado de inversiones, mantenimiento y operación. Los clientes por su lado asumen unos costos debidos a la falta de calidad del servicio. La suma de los costos compone el Costo Social Neto (CSN) de la calidad del servicio. La regulación de la calidad del servicio debe minimizar el CSN, obteniendo el nivel óptimo de calidad de servicio desde un punto de vista social.

La minimización del CSN es equivalente a la maximización del Beneficio Social Neto, función asociada con el regulador de cualquier mercado.

La regulación debe propender por incentivar que las Distribuidoras cubran los costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento de las redes de distribución. También debe incentivar la reducción de pérdidas y controlar el nivel de calidad del suministro.

Una remuneración basada en el servicio ofrecido debe definir las características del servicio remunerado. La calidad del suministro es una de estas características del servicio. La continuidad del suministro es el aspecto de la calidad más relacionado con el nivel de inversiones del distribuidor, y por tanto el que más puede sufrir frente a un incentivo de reducción de costos. Al definir la remuneración de la distribución debe por tanto asociársele un nivel de calidad concreto, que se llamará nivel de calidad de referencia. Esta remuneración, llamada remuneración base, debe ser la adecuada para realizar la actividad de distribución con el nivel de calidad de referencia. Es necesario entonces establecer un mecanismo para vigilar el nivel de calidad ofrecido por las Distribuidoras. Estos mecanismos son los que formarán parte de la calidad del servicio.

La regulación de la calidad del servicio debe incidir directamente en la remuneración del distribuidor, para así poder incentivar que las distribuidoras no dejan de invertir ni de mantener adecuadamente las redes de distribución a los niveles que están siendo remunerados.

La continuidad del suministro está íntimamente ligada con las inversiones y prácticas de operación y mantenimiento que realiza el distribuidor. A diferencia de la calidad de onda, aquí no se puede hablar de límites de perturbación dentro de los cuales los receptores son capaces de funcionar. Si el suministro está interrumpido, un aparato eléctrico no puede funcionar, suponiendo un costo para los usuarios. Es necesario llegar a relacionar los costos para los clientes debidos a las interrupciones de suministro, y los costos que para el distribuidor supone disminuir el número de interrupciones y su duración.

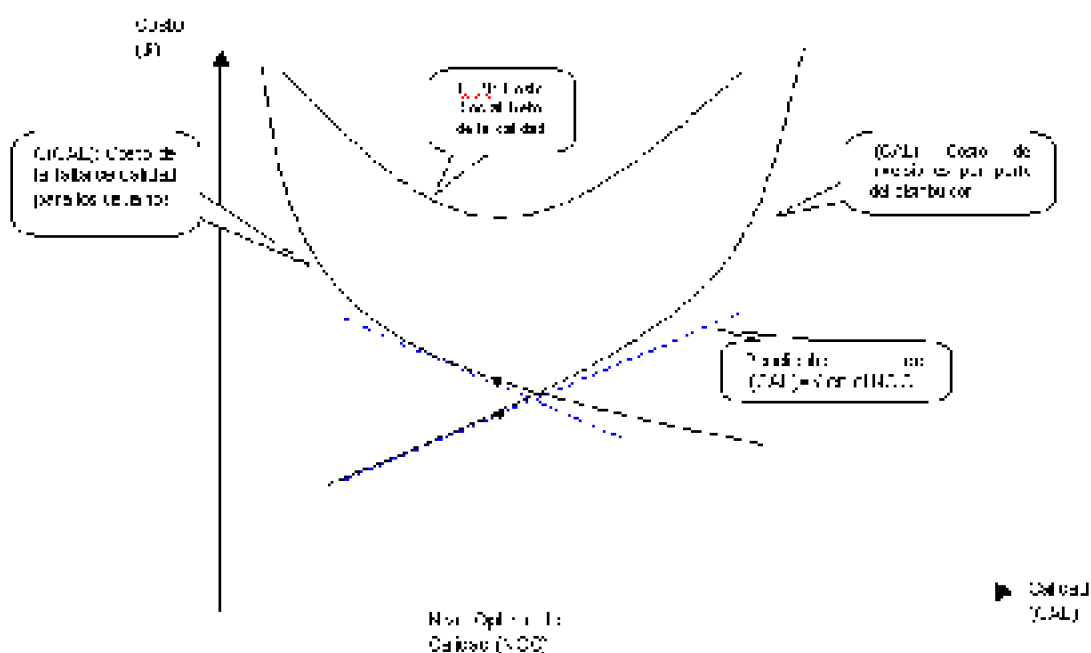
Para el caso, el nivel de calidad base es igual al nivel de calidad mínima garantizada y solo se presentan penalizaciones asociadas con los índices que se han fijado para los diferentes grupos de calidad.

2.4.1 Nivel óptimo de calidad

Cualquier regulación debe procurar la minimización del Costo Social Neto (CSN) asociado con la prestación del servicio. El CSN es el costo soportado por la sociedad en su conjunto en la prestación del servicio considerado, para lo cual es necesario conocer el costo de suministrar el producto o servicio por un lado, y la función de utilidad para los receptores del producto o servicio, por el otro. En el caso del suministro de energía eléctrica, este CSN puede ser evaluado mediante la suma de los dos conceptos siguientes [14]:

Costo de la falta de calidad en los clientes.

Costo de prestación del servicio con un determinado nivel de calidad para las distribuidoras.



Gráficamente estos dos conceptos pueden ser representados de la siguiente manera:

Figura 6. Nivel Óptimo de Calidad

Si se quiere minimizar el CSN, la ecuación a minimizar sería por tanto:

$$CSN = I(CAL) + C(CAL)$$

$$\left. \frac{\partial I}{\partial CAL} \right|_{NOC} = - \left. \frac{\partial C}{\partial CAL} \right|_{NOC} = K$$

El nivel óptimo de calidad (NOC), o CSN mínimo se alcanza cuando las derivadas parciales de ambos términos son iguales y de signo contrario

En el caso de encontrarse en un nivel de calidad inferior al NOC, el costo marginal de mejorar la calidad es inferior a K, que es a su vez inferior al beneficio marginal que obtienen los clientes debido a la mejora de la calidad. Estos tres valores se igualan en el NOC llegando así a un punto de equilibrio. Desde un punto de vista social, es rentable invertir para mejorar la calidad hasta que se llegue al NOC, a partir del cual el costo de mejora es mayor que el beneficio que se obtiene.

El problema para determinar el nivel óptimo de calidad reside en que por lo general no se conocen estas dos funciones. El costo de la obtención de un determinado nivel de calidad no está claro, además de que éste varía según las características del mercado (grupo de calidad) atendido. Adicionalmente el índice de calidad CAL, para lo planteado anteriormente, es genérico y no específico al aspecto de la continuidad.

2.4.2 Costo de la falta de calidad para los usuarios

Los clientes tienen costos derivados de la falta de calidad del suministro. Algunos de estos costos pueden calcularse de una manera directa, por ejemplo, la parada de un proceso productivo, la compra de sistemas de alimentación ininterrumpida - UPS. Estos costos directos son relativamente fáciles de identificar y cuantificar. Existen otros costos indirectos relativos a la valoración del suministro, como comodidad o seguridad, que no son fáciles de cuantificar. La función de costo de falta de calidad para los usuarios pretende representar todos estos valores.

La forma de resolver este problema ha evolucionado desde que empezó a utilizarse este concepto de costo de la falta de calidad. Históricamente, lo más parecido es la valoración de la falta de calidad utilizada como criterio de fiabilidad en planificación de los sistemas de energía eléctrica. Después se ha ido incorporando este concepto para tomar decisiones de inversión para la mejora de calidad en redes ya construidas, y como elemento de decisión en regulaciones de calidad. El índice elegido más corrientemente, incluso hoy día, es la Energía no Suministrada – ENS. A esta se le asigna un costo, que debe ser suficiente para generar incentivos a que se invierta para evitarlo.

El valor asignado a la ENS ha ido variando con el tiempo: en un principio, se asignaba únicamente como valor el precio de venta al público de la energía. Éste no es realmente un criterio de valoración del costo para los usuarios, sino más bien de costo para las distribuidoras de la energía no vendida. Esta práctica ha ido evolucionando para tener en cuenta el costo de oportunidad para las empresas. Para ello la práctica más común es aumentar el valor de la ENS para aproximarlos al valor que le dan los clientes.

2.4.3 Función VEC

La función de Valoración Económica de la Continuidad , VEC, suma los costos de los diferentes índices y obtiene un único valor de costo de la continuidad. Para medir la continuidad del suministro, la ENS sola es incompleta: únicamente tiene en cuenta las

interrupciones, sin distinguir su número. Las funciones VEC suelen asignar un costo a la frecuencia de las interrupciones y otro a su duración. La función VEC que se propone es la siguiente:

$$\text{VEC} = \text{CF} \times \text{CU} \times \text{DI} \times (k \times D + (1-k) \times F \times \text{Dm}/\text{Fm})$$

VEC: Valor a compensar al usuario (\$)

CF: Coeficiente de costo por grupo de calidad

CU: Costo unitario de la energía (CU para el estrato 4 ó Tarifa en \$/kWh)

DI: Demanda promedio interrumpida al usuario (kW)

Dm: Duración máxima anual permitida para las interrupciones (h)

□ **D:** Desviación de horas de interrupción reales no compensadas al usuario, por encima de la máxima permitida anual (h)

□ **D = D-(Dm+Dc)** donde **D** es el número acumulado de interrupciones reales en el año, **Dm** es el número de interrupciones máximas permitidas para el año, y **Dc**, es el número de interrupciones que han sido compensadas en ese año

Fm: Número máximo anual de interrupciones permitidas

□ **F:** Desviación por encima del número máximo de interrupciones anuales permitidas, que aún no han sido compensadas al usuario.

□ **F = F-(Fm+Fc)** donde **F** es el número acumulado de interrupciones reales en el año, **Fm** es el número de interrupciones máximas permitidas para el año, y **Fc**, es el número de interrupciones que han sido compensadas en ese año.

k: Factor de ponderación que establece el peso de la duración de las interrupciones frente al número de las mismas ($0 < k < 1$)

Si □ **D** o □ **F** son menores que cero, no hay lugar a compensación

2.4.4 Coeficientes de Costo

Históricamente, el cálculo del coeficiente de costo se restringe a intentar determinar el costo de la ENS. Se han seguido tres grandes caminos para intentar calcularlo:

- Métodos indirectos, basados en estudios de índices macroeconómicos
- Métodos directos, basados en el estudio de eventos específicos. Analizar algún apagón general en alguna zona e intentar deducir los costos directos e indirectos ocasionados: pérdidas directas de bienes perecederos, consecuencias de disturbios, etc.
- Métodos basados en encuestas.

Los dos primeros métodos se han ido desechando debido al carácter demasiado general del primero y demasiado específico del segundo. El último basado en encuestas, es el método que ha encontrado mayor aceptación y es al que se le han dedicado más esfuerzos.

2.4.5 Propuesta

Para el cálculo de la compensación a pagar a los usuarios, actualmente se utiliza el valor del primer escalón de racionamiento. El primer escalón utilizado en la valoración de las compensaciones intenta reflejar la suspensión del servicio a los usuarios que muestran una menor valoración de energía (en horas y días donde se puede ahorrar mayor cantidad aplicando el menor costo), incluyendo exclusivamente el costo de interrupciones programadas y no de interrupciones forzadas, y suponiendo un esquema de mínimo costo en el esquema de racionamiento implantado.

El uso de este valor ha conducido a una subvaloración del costo de la energía no suministrada a un usuario, y se ha convertido en una pobre señal de mejoramiento

A pesar de que el valor de la energía no suministrada a un usuario industrial es diferente del valor de esta misma energía para un usuario residencial, este valor se ve compensado en la función VEC añadiendo a esta el factor de los kW de la demanda promedio del usuario.

Con el objeto de reflejar de mejor forma el costo de la energía no servida al usuario, y a la vez mejorar la señal de incentivo a los OR para que prefieran invertir en el adecuado mantenimiento y reposición de sus redes antes que pagar las compensaciones, es necesario replantear el valor de la energía no suministrada.

De la función VEC:

$$VEC = CF \times CU \times DI \times (0,7 \times D + 0,3 \times F \times Dm/Fm)$$

La razón de colocar un factor de 0,7 para la duración y de 0,3 para el número de interrupciones, es la representación que tienen los costos variables y fijos en una interrupción, de acuerdo con las recomendaciones del estudio de Christensen [9].

Se propone que el valor CF se escojateniendo en cuenta el incentivo esperado para los Distribuidores, de tal forma que las mejoras se le justifiquen por el solo hecho de reducir las compensaciones, es decir, de manera independiente de la inclusión de los activos en la base de datos para remunerar el servicio de transporte por Cargos por Uso, de tal forma que la señal sea conservativa frente a la conveniencia del proyecto en relación con la inclusión posterior de los activos en la base de activos a remunerar.

$$CI = Tarifa \times R$$

Factores R	Valor recomendado	Rango de recomendaciones
Residencial (rural)	15	5 a 50
Residencial (urbana)	25	10 a 100
Comercial	75	25 a 200
Industrial	115	50 a 200

Esta valoración se corrobora desde el punto de vista del usuario, observando que la señal esté dentro del rango sugerido por el estudio de Christensen, como el factor R.

7

Con fines de evaluación preliminar se considera el cálculo de los indicadores de Frecuencia y Duración, tan solo tomando los valores marcados como residenciales

Ahora, con estos datos, debe compararse el valor de Frecuencia y Duración al no colocar ningún tipo de protección (sensibilidad 1) y el valor de Frecuencia y Duración al colocar protecciones en el ramal principal. Los costos adicionales encontrados deben ser coherentes (mayores) al valor del costo extra de colocar estos dos dispositivos.

Para la valoración Beneficio / Costo de los proyectos de mejora se considera que el valor de compensación encontrado para un circuito particular se proyecta 15 años realizando pagos anuales del valor de compensación, valorados en valor presente con una tasa del 12% anual. El resultado de esta proyección se trae a valor presente y se compara con el costo de la inversión, el cual se supone todo en el año 1.

Bajo estas consideraciones, y para este ejercicio particular, los valores de los Factores R que harían económicamente atractivos los proyectos de mejora de confiabilidad, independientemente de su reconocimiento en la base de activos de cálculo de cargos por uso, serían:

Grupo de calidad	Valor recomendado
I	10
II	8
III	8
IV	7

7 Fuente: Consultores Christensen Associates, Consultores Unidos S.A., y Econometría S.A. [9]

De otro lado, se propone que los índices propuestos para Frecuencia y Duración no sean divididos en trimestres a lo largo del año (como se viene haciendo), sino que su aplicación sea inmediata al superarse la meta indicada, esto es, que se empezará a compensar al usuario al mes siguiente que se supere su índice de calidad en continuidad anual.

Para dar flexibilidad a las empresas, de manera que no se acumulen una gran cantidad de circuitos con metas de calidad vencidas al final del año, se propone que los operadores de red dividan su red de distribución en cuatro grupos, que dependan principalmente de la frecuencia de mantenimiento que tengan. De esta manera cada grupo de circuitos, tiene una fecha de inicio, correspondiente al primer día del primer mes de cada trimestre del año, para el inicio de aplicación de los índices propuestos, esto es, existirá un grupo de circuitos que comienza a aplicar sus metas de calidad el primer día del mes de enero y habrá otro grupo cuyas metas de calidad empezarán a aplicar el 1 de abril, 1 de julio y 1 de octubre. Al final del año las metas retornan nuevamente a las anuales, independientemente del número y duración real de los eventos del período que termina.

3. CONCLUSIONES

Es necesario que las empresas tomen conciencia del tema de la calidad en el suministro de la distribución. Emplear materiales de mala calidad y bajo costo redundará en una mayor tasa de falla de los equipos. Disponer de pocas cuadrillas de mantenimiento supondrá que una vez que se produce la falla se tardará un tiempo mayor en repararla y por tanto en reponer de nuevo el suministro.

Cada vez más los usuarios concientes de este problema ven como factible el inicio de proyectos de autogeneración. Esto redundará en una menor demanda comercial para las empresas que altera su flujo de caja.

Es necesario que con la propuesta de regulación planteada en esta monografía, las empresas de distribución aborden de lleno el tema de los mantenimientos, para esto pueden empezar por toda la teoría que ya existe sobre el tema y que puede ser entregada por las universidades y grupos de investigación.

Es necesario que en el futuro las empresas tengan un grupo de análisis de los eventos de falla que más se presentan en sus redes, y de esta manera puedan tener una idea mucho más clara de sus debilidades en este campo, además de tener criterios más claros para discutir con el regulador los índices DES y FES que se le impongan.

El software que se entrega en esta monografía puede ser modificado en el futuro, para que implemente nuevos elementos que se tienen en cuenta en el tema de calidad en la prestación del servicio, como las transferencias, la tasa de falla de los elementos de protección y una base de datos de los mismos.

Sin embargo, y pese a todo lo anterior, el mejor elemento para la vigilancia de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica es el propio usuario del servicio. Si el usuario no es un agente vigilante de la gestión de las empresas distribuidoras, puede proponerse cualquier clase de metodología para la vigilancia en la calidad del servicio y esta no sería nunca útil.

BIBLIOGRAFIA

REPÚBLICA DE COLOMBIA. LEY 142 DE 1994. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.

REPÚBLICA DE COLOMBIA. LEY 143 DE 1994. Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia de energética.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. RESOLUCIÓN No. 070 de 1998. Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. RESOLUCIÓN No. 025 DE 1999. Por la cual se establecen los Indicadores de Calidad DES y FES para el año 1 del Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Resolución CREG-070 de 1998), y se modifican algunas normas de esa misma resolución.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. RESOLUCIÓN No. 089 DE 1999. Por la cual se dictan normas relacionadas con el Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Resoluciones CREG 070 de 1998 y 025 de 1999), y se complementan algunas disposiciones de esas resoluciones.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. RESOLUCIÓN No. 096 DE 2000.

Por la cual se dictan normas relacionadas con el Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, y se complementan algunas disposiciones de esas resoluciones.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. RESOLUCIÓN No. 159 DE 2001.

Por la cual se propone la primera etapa de una opción tarifaria a la que podrán acogerse las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de electricidad a usuarios regulados y se establecen otras disposiciones en cuanto a las compensaciones por incumplimiento en los estándares de calidad del servicio prestado en los STR y/o SDL del SIN.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. RESOLUCIÓN No. 084 DE 2002.

Por la cual se dictan normas en materia de calidad del servicio de energía eléctrica prestado en el Sistema Interconectado Nacional, relacionadas con las disposiciones de la Resolución CREG 159 de 2001 y con el primer año del período siguiente a la transición, de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.

PNUD; COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS; CHRISTENSEN ASSOCIATES; CONSULTORES UNIDOS S.A.; ECONOMETRÍA S.A. Asesoría Para el Desarrollo Regulatorio de la Calidad del Servicio Para el Sector Eléctrico Colombiano. 2000.

FUNDACIÓN CEDDET, UNIVERSIDAD DE COMILLAS (ESPAÑA), MINISTERIO DE ECONOMÍA ESPAÑOL. Notas del Curso "La Regulación del Sector Eléctrico". 2004

BILLINTON, Roy; ALLAN, Ronald N., Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition. Plenum Press. 1996.

COMISIÓN DE REGULACION DE ENERGÍA Y GAS. Concepto tecnico sobre procedimientos operativos, tiempos admisibles y frecuencia en la ejecucion de mantenimientos programados. Bogotá : CREG, 2004.

COMISIÓN DE REGULACION DE ENERGÍA Y GAS. CONCEPTO TÉCNICO SOBRE PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS Y TIEMPOS ADMISIBLES PARA SOLUCION DE FALLAS". Bogotá : CREG, 2003

RIVIER, J. Calidad del servicio. Regulación y optimización de inversiones, UPCO, 1999.

ANEXOS

ANEXO 1.

RESUMEN DETALLADO DE NORMAS REGULATORIAS RELACIONADAS CON LA CALIDAD EN LOS STRs Y/O SDLs

Resolución CREG 070 de 1998

Calidad de la potencia: INDICES IEE 519 (1992) Frecuencia y Tensión Contenido de Armónicos de las Ondas de Tensión y Corriente Flicker Factor de Potencia Transitorios Electromagnéticos Rápidos y Fluctuaciones de Tensión Cuando existan incumplimientos: El OR tendrá un plazo máximo de treinta (30) días hábiles Las deficiencias que se deban a la carga de un Usuario tendrán un plazo de treinta (30) días hábiles El OR deberá constituir un instrumento financiero que ampare a los Usuarios conectados a su Sistema en los Niveles de Tensión II, III y IV, por daños y perjuicios que se causen por el incumplimiento de los estándares de la calidad de la potencia suministrada Continuidad del servicio: Interrupciones-Duración: instantáneas (igual o inferior a un minuto), transitorias(superior a 1 y menor o igual a 5) y temporales (mayor a cinco minutos). Interrupciones-Programación: programadas y no programadas. Calidad del servicio prestado: Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES) Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES) Este era calculado para los últimos doce meses. Se estableció un indicador DES y FES de seguimiento por nivel de

Resolución CREG 070 de 1998

tensión Los períodos dispuestos para la aplicación de las metas fueron: Período transición: 3 años Año 1: 1o de Enero - 31 Diciembre 2000. Año 2: 1o de Enero - 31 Diciembre 2001. Año 3: 1o de Enero - 31 Diciembre 2002. Se estableció que el DES Y el FES definitivo era por usuario. Y que los grupos en que se dividirían los cálculos serían rural y urbano. El periodo definitivo sería un DES de 12 horas y un FES de 18 veces. La compensación para el período de transición es por circuito La compensación para el periodo definitivo debía ser por usuario. Para reconocer -compensación por Usuario, el OR informará a los Comercializadores que atienden a los Usuarios conectados a su Sistema, el valor a compensar. Las interrupciones que no se tendrán en cuenta para el cálculo de DES y FES serán: Interrupciones Instantáneas. Interrupciones por racionamiento de emergencia o programadas del sistema eléctrico nacional debidas a insuficiencia en la generación nacional o por otros Eventos en Generación y en el STN, siempre y cuando así hayan sido definidas por el CND. Interrupciones por seguridad ciudadana y solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes Suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos. MODIFICADO: RESOLUCION CREG-089/99, art. 1.

Resolución CREG 25-1999

Estableció las siguientes modificaciones y adicciones con respecto a la resolución anterior: Indicadores por defecto para el periodo de transición con base a información reportada durante 4 meses. Estableció las metas para el año 1 Dividió los circuitos por grupos dadas las características poblacionales establecidas por el DANE Cambio los indicadores de compensación estableciendo la posibilidad de que no existiera compensación si se cumplía la meta establecida.

Resolución CREG 89-1999

Estableció las siguientes modificaciones y adicciones con respecto a la resolución anterior: Ampliar las interrupciones que no se tienen en cuenta: Interrupciones debidas a las indisponibilidades permitidas de los activos de conexión al STN. Eventos programados de activos pertenecientes al nivel de tensión 4, debidas a trabajos de expansión. Indisponibilidades originadas en eventos de fuerza mayor. El OR afectado por dicho evento deberá declarar ante la SSPD la ocurrencia del mismo Interrupciones por racionamiento de emergencia o programadas del sistema eléctrico nacional debidas a insuficiencia en la generación nacional o por otros Eventos en Generación y en el STN, siempre y cuando así hayan sido definidas por el CND. Interrupciones iguales o inferiores a 3 minutos.

Resolución CREG 96-2000

Estableció las siguientes modificaciones y adicciones con respecto a la resolución anterior: Interrupciones con duración igual o inferior a tres (3) minutos. A partir del inicio del Año 3 del Período de Transición no se tendrán en cuenta las interrupciones con duración igual o inferior a un (1) minuto. Indicadores por defecto para el año 2 y el año 3. DES y FES trimestral. Los Usuarios tendrán derecho a reclamar por los indicadores DES reales que ellos puedan contabilizar Establecieron los valores admisibles para los años 2 y 3 del periodo de transición. Criterio para el reporte de información entre comercializadores y distribuidores. Criterios para el reporte de la información de compensación. Para efectos de lo dispuesto en el Artículo 79.10 de la Ley 142 de 1994, anualmente la SSPD realizará una encuesta que permita identificar el grado de satisfacción de los Usuarios con el servicio prestado por los Operadores de Red a los cuales pertenecen, la cual, deberá ser representativa por tipo

Resolución CREG 070 de 1998

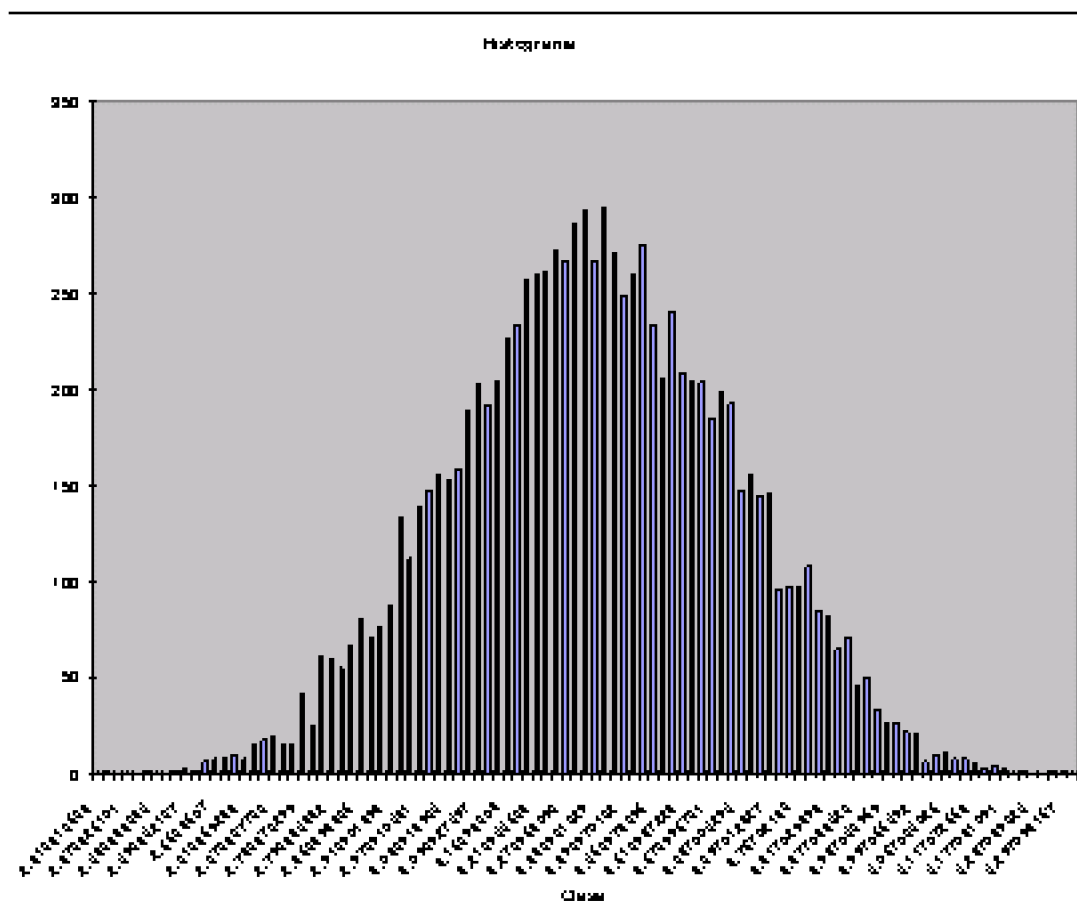
de Usuario, por grupos de calidad del servicio (urbano y rural), y por mercado de comercialización, entre otros. La CREG aprobará el diseño y la muestra de la encuesta mencionada.

Resolución CREG 159-2001

Establece que durante el 2002, el OR debe calcular los indicadores de calidad con base en las metas establecidas para los años 2 y 3 de la resolución CREG 096 de 2000 (2001 y 2002 respectivamente).

En caso de superar los límites establecidos durante el 2002, el OR deberá compensar a los usuarios con base en los cálculos teniendo como referencia las metas del año 2001.

Como resultado del análisis de la información y de ser pertinente, la CREG deberá determinar el procedimiento para la aplicación de las diferencias en las compensaciones calculadas con base en los límites del año 2 y las calculadas con base en los límites del año 3.

ANEXO 2.*HISTOGRAMAS DE RESULTADOS*

1. Grupo de Calidad 1

8

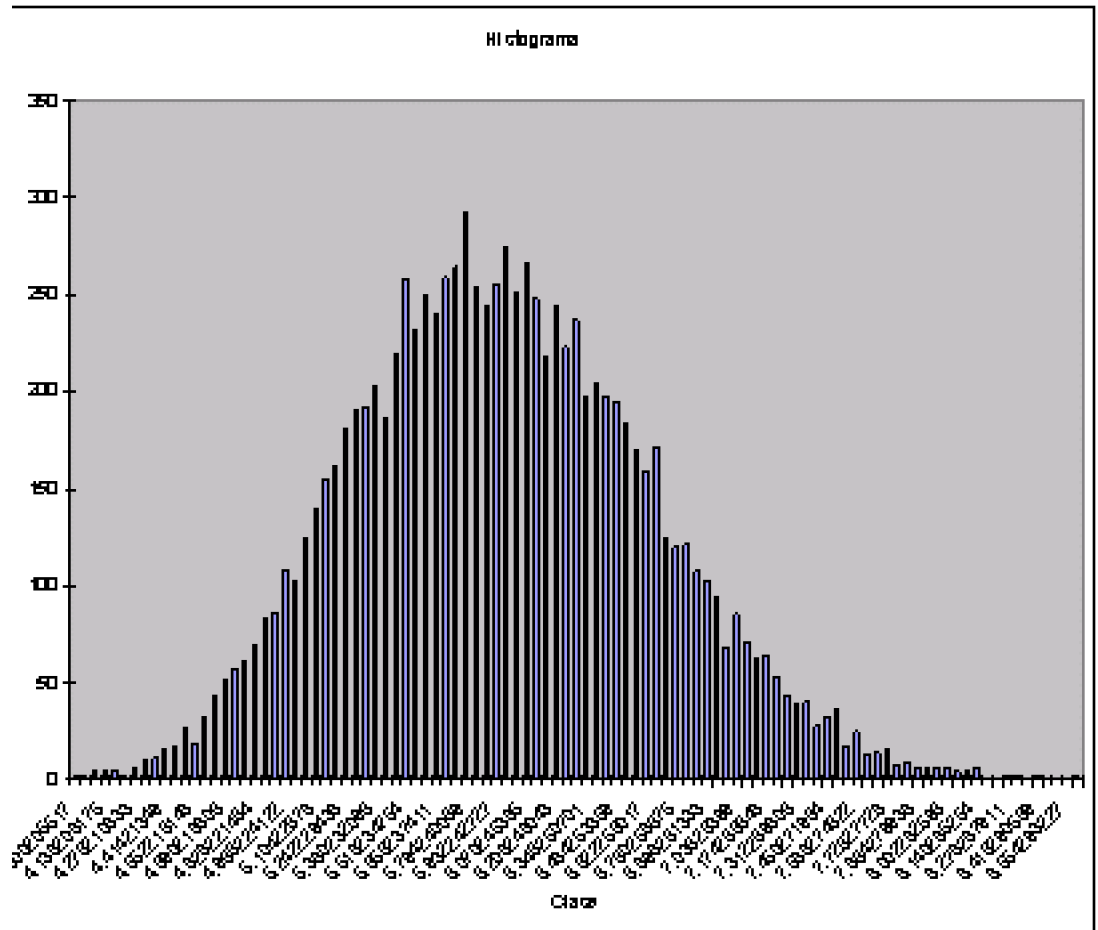


Ilustración 2. Valores de DES grupo 1 de calidad

9

⁸ Ilustración 1. Valores de FES grupo 1 de calidad

⁹ 2. Grupo de Calidad 2

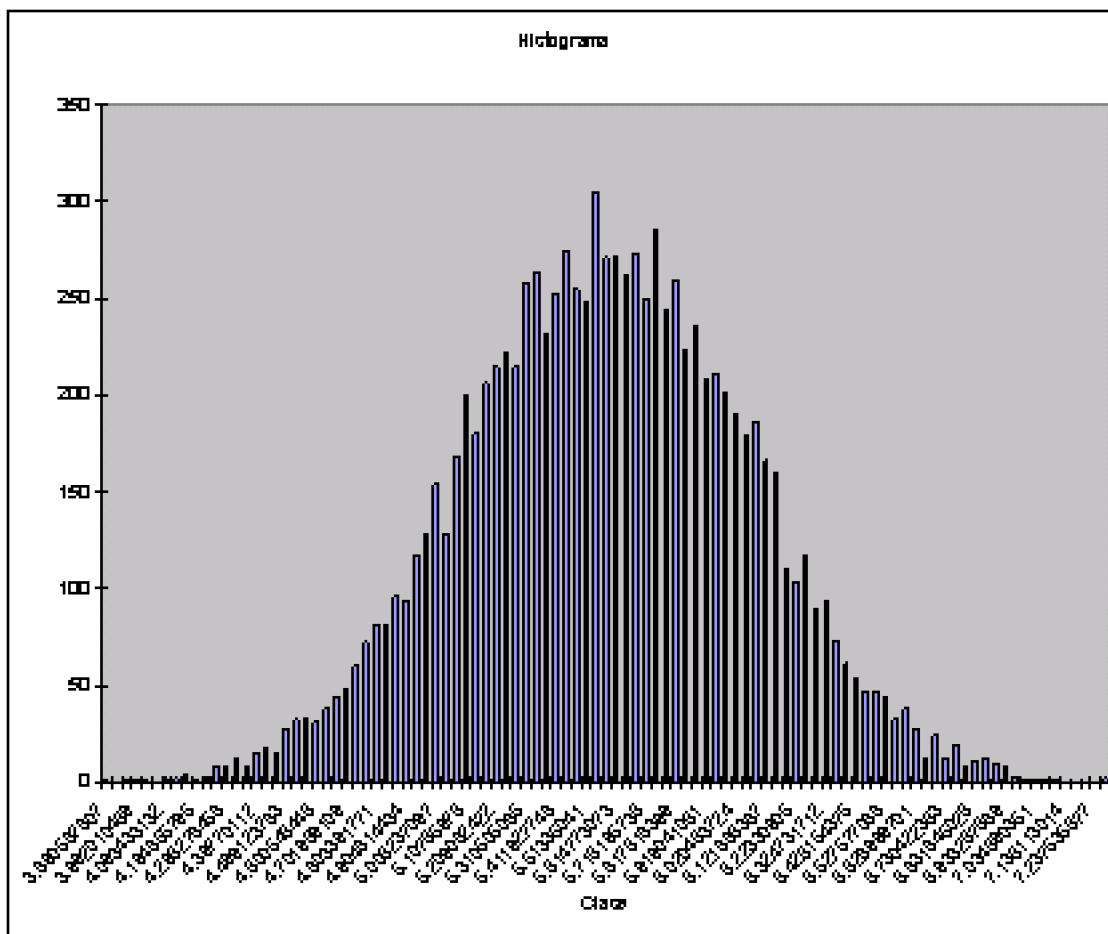


Ilustración 3. Valores de FES grupo 2 de calidad

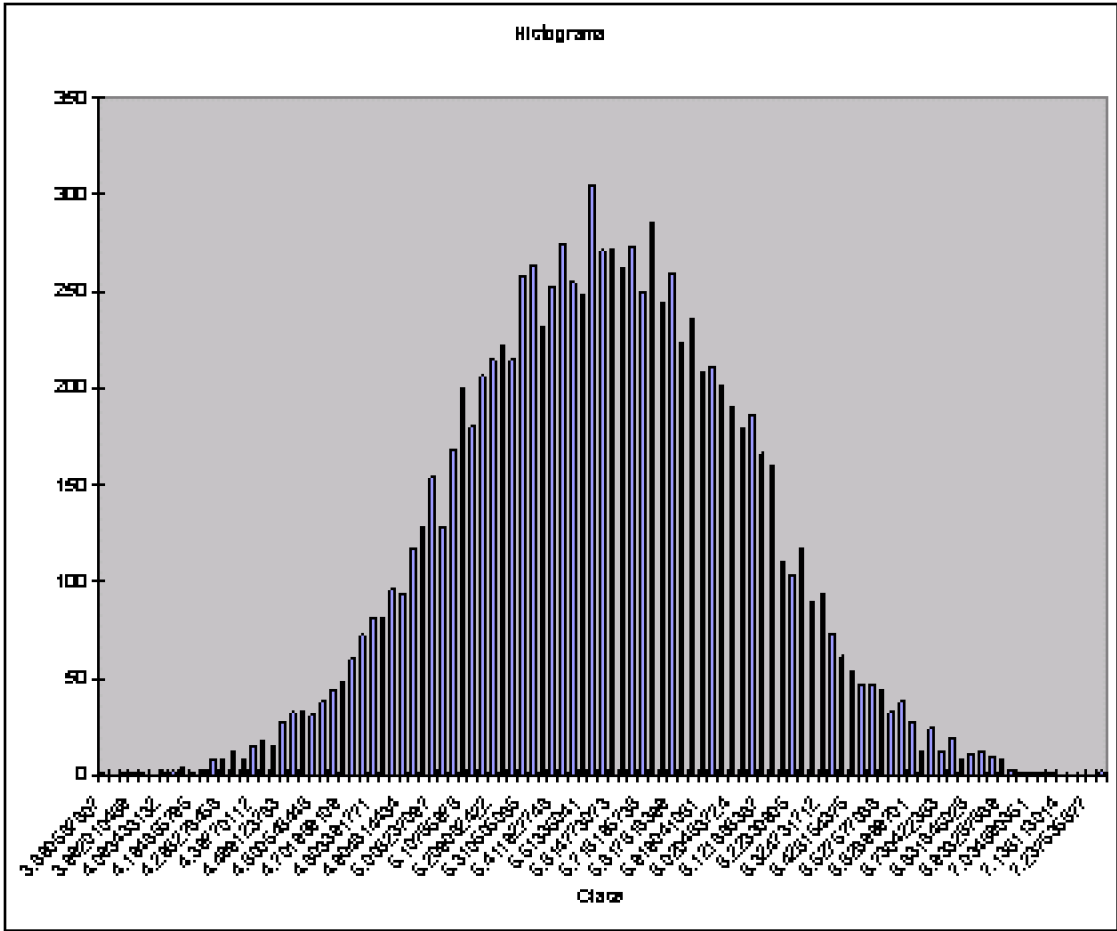


Ilustración 3. Valores de FES grupo 2 de calidad

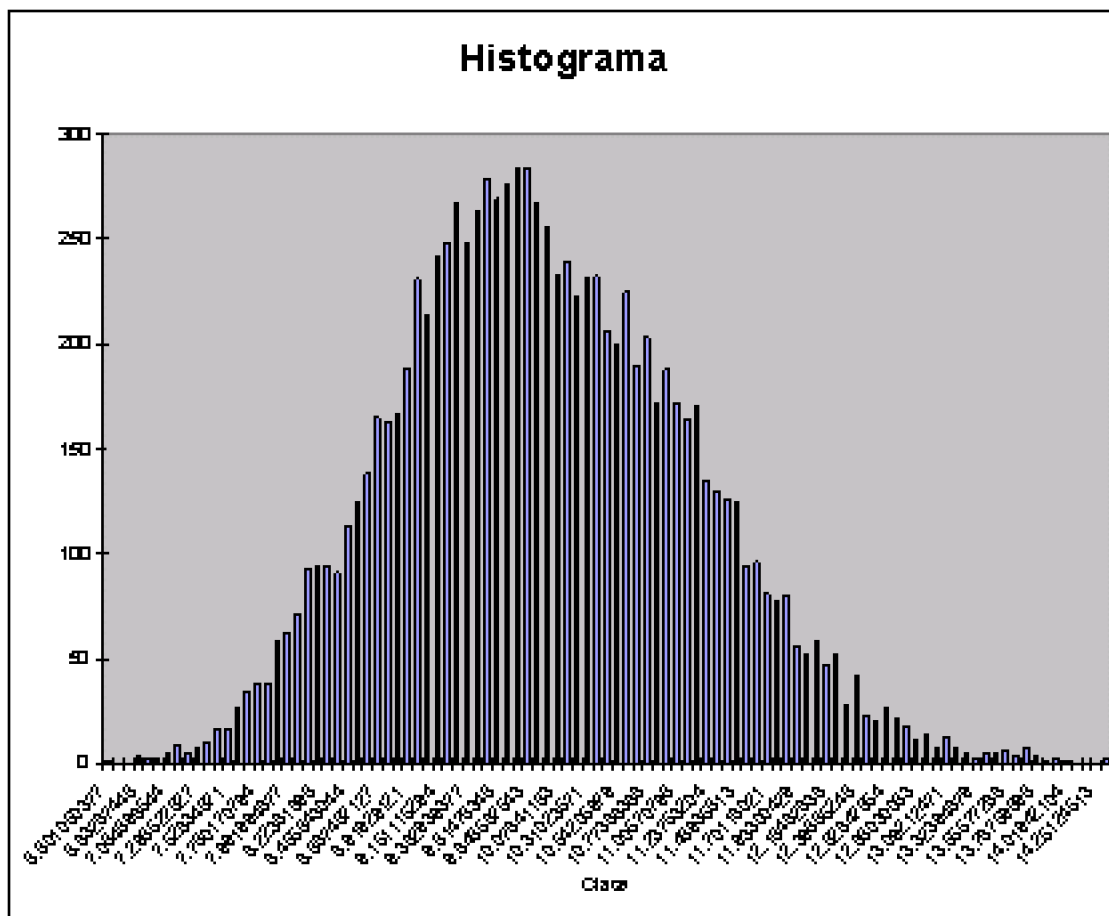


Ilustración 4. Valores de DES grupo 2 de calidad

3. Grupo de Calidad 3

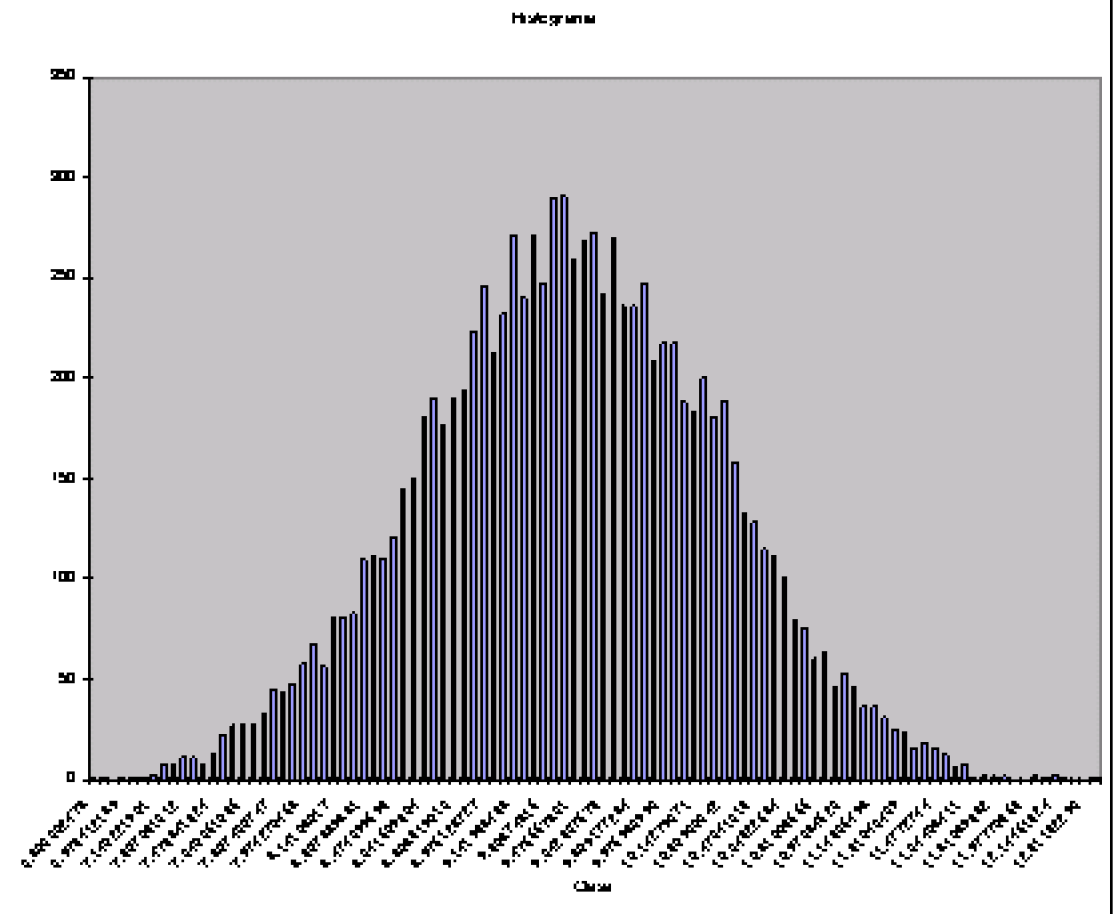


Ilustración 5. Valores de FES grupo 3 de calidad

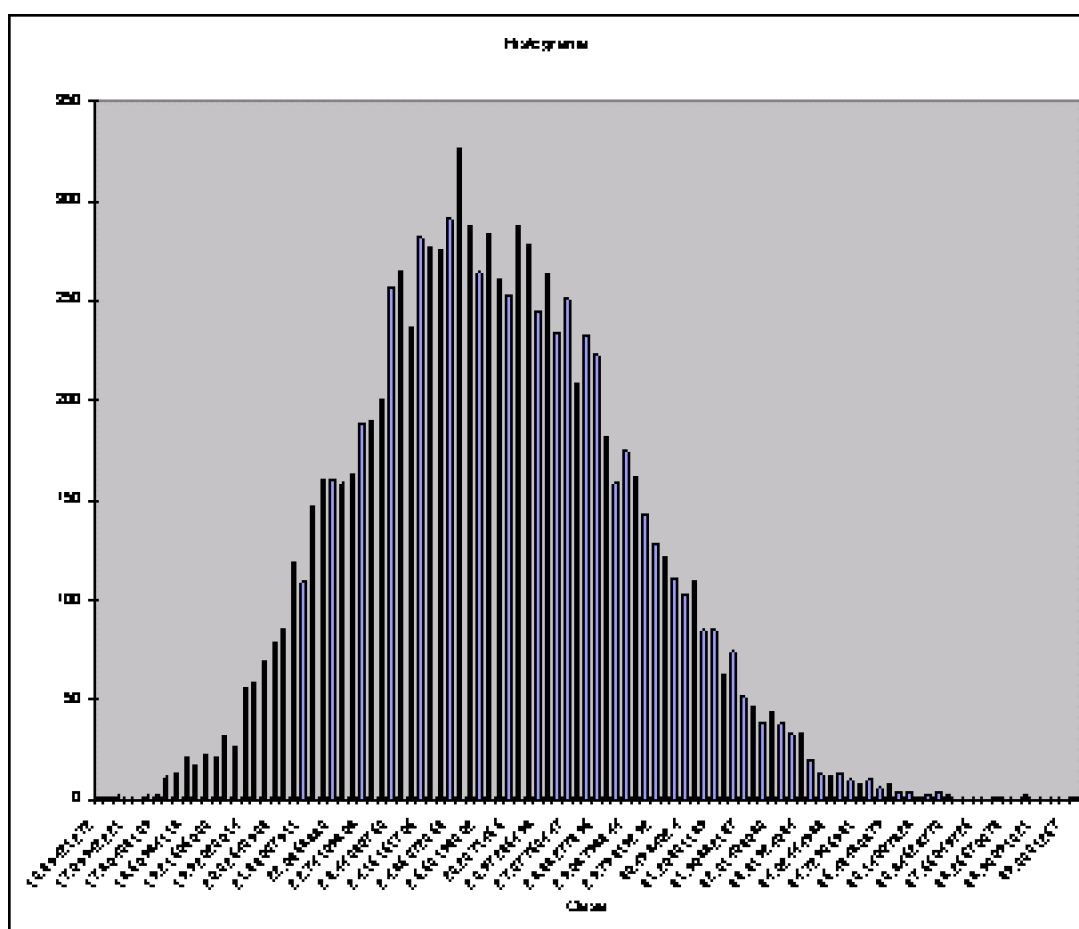


Ilustración 6. Valores de DES grupo 3 de calidad

4. Grupo de Calidad 4

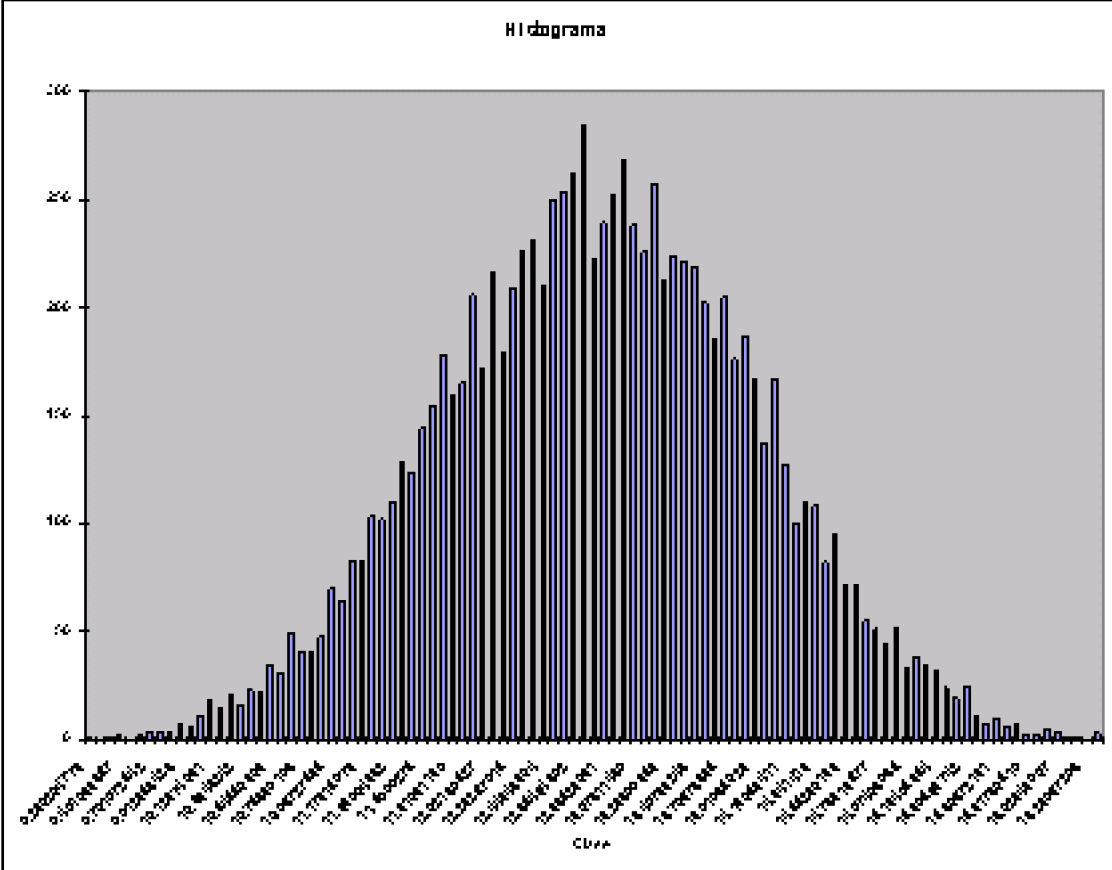


Ilustración 7. Valores de FES grupo 4 de calidad

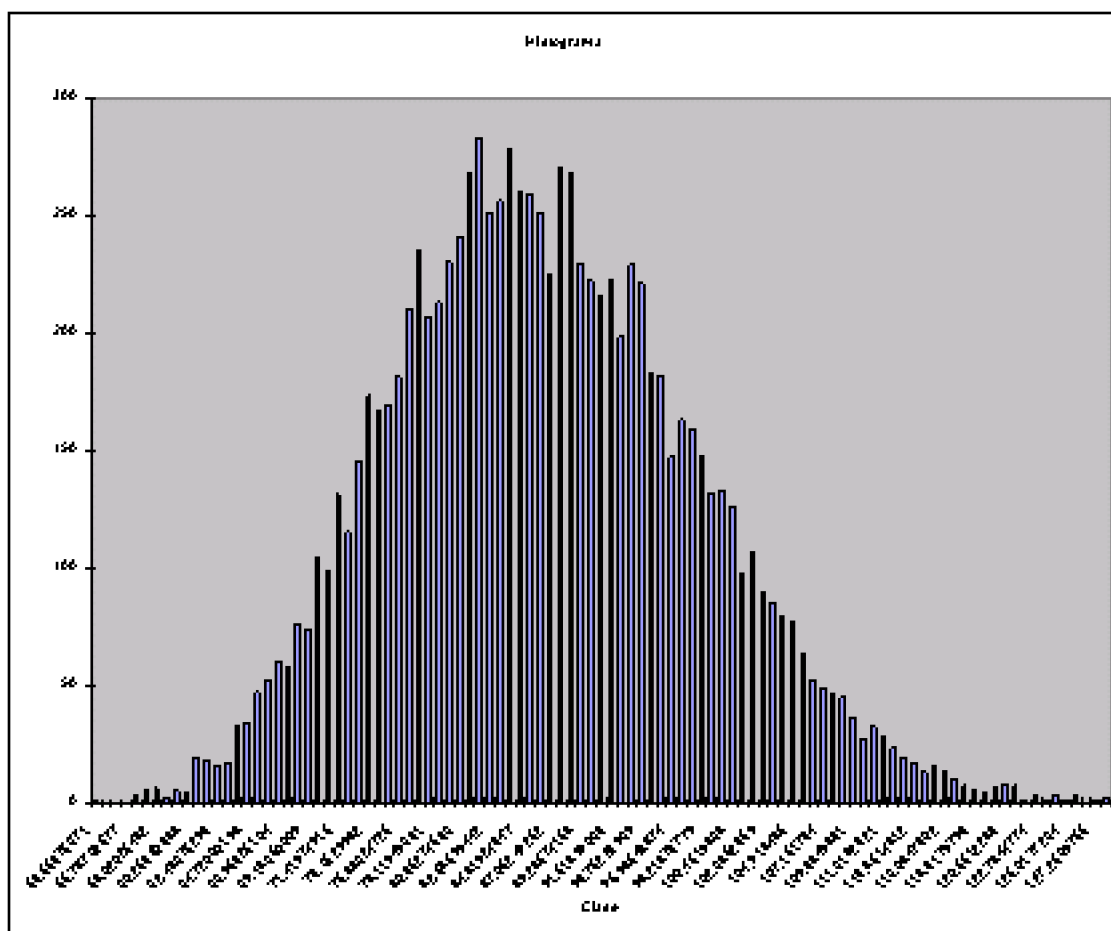


Ilustración 8. Valores de DES grupo 4 de calidad

ANEXO 3.

CÓDIGO FUENTE

Option Base 1

Dim ParametrosIn(51, 4) As Single ' Matriz que almacenará los datos de entrada

Dim i As Integer ' Indice del ciclo FOR de lectura de datos (fila)

Dim j As Integer ' Indice del ciclo FOR de lectura de datos (columna)

Dim a As Integer, b As Integer, c As Integer

Dim FES_Cero As Single, DES_C_Cero As Single, DES_L_Cero As Single 'Para circuitos con ramales sin ninguna protección

Dim HC As Single, AC As Single, Opcion As Boolean 'Almacenan los datos de la cruceta

Dim DatosUsuario() As Single 'matriz de tamaño variable con los datos del circuito

típico

Dim Tot As Integer ' Tot = número de ramas

Dim q As Integer

Dim Encabezado As String

Dim MatrizAcumulada() As Single

Dim FT() As Single, DTL() As Single, DTC() As Single ' Vectores que acumulan la suma de FES y DES por tramo

' Estos vectores son el resultado final de la simulación, es decir el total de FES, DES Cercano y DES Lejano para cada uno de los ramales

Dim FF() As Single, DDC() As Single, DDL() As Single

' Variables que se utilizan como contadores intermedios

Dim FT_T As Single, DTL_T As Single, DTC_T As Single, F_ACU As Single, DC_ACU As Single, DL_ACU As Single

' Se crea una matriz donde se almacena la sumatoria de los FES y DES por tramo y por tipo de falla

Dim TramoFalla() As Single

Dim FF_Cont() As Single, DDC_Cont() As Single, DDL_Cont() As Single

Dim Ind As Integer

' Par es una variable temporal para la obtencion final de FES y DES

Dim Par As Single

' Contador para el ciclo for

Dim g As Integer

'Vectores que almacenaran los promedios ponderados

Dim FES_Histo() As Single, DESC_Histo() As Single, DESL_Histo() As Single

Dim TiempoAnos As Long 'Cantidad de años a simular

Private Sub Paso_03()

' Los datos se ingresan por filas empezando en la primera columna

' ver hoja de cálculo para descripción

' Primero limpia la matriz

For j = 1 To 4

For i = 1 To 51

ParametrosIn(i, j) = 0

Next i

Next j

' Luego ingresa los datos


```
For j = 1 To 4
For i = 1 To 51
ParametrosIn(i, j) = Worksheets("Datos").Cells(i + 4, j + 2).Value
Next i
Next j
End Sub
Private Sub Paso_01()
' El usuario al presionar el botón de ejecutar,
Application.DisplayAlerts = False
On Error Resume Next
Sheets("Valores de FES").Delete
Sheets("Valores de DES Cercano").Delete
Sheets("Valores de DES Lejano").Delete
On Error GoTo 0
Application.DisplayAlerts = True
' Muestra una ventana de control de ejecución del programa y hora de inicio de la
simulación
VentanaControl.Show vbModeless
VentanaControl.TiempoInicio.Caption = "Hora de inicio de la simulacion: " & Time
VentanaControl.TiempoFin.Caption = "Hora de finalización de la simulación"
End Sub
Private Sub Paso_02()
' Se pregunta si los datos de "altura de la cruceta" deben preguntarse o dejarse
según estan ingresados
' en los ramales del usuario
Dim Cadena As String
If (MsgBox("¿Desea ingresar los valores de <Altura de la Cruceta> y <Ancho de la
Cruceta>?" + vbNewLine _
+ "Estos valores afectan los datos generados para # de fallas por descargas
atmosféricas", vbYesNo + _
vbQuestion, "Parámetros de Poste y Cruceta")) = vbYes Then
' Se pregunta por el valor de Altura de la Cruceta y este valor luego se ingresa en la
hoja de cálculo
Do
Cadena = InputBox("Ingrese el valor por defecto para la altura del nivel de la cruceta
```

```
en " + _
    "los postes del circuito", "Altura del nivel de la cruceta", 0.012)
If Cadena = "" Then End
HC = Val(Cadena)
If HC <= 0 Then _
    MsgBox "No se permiten valores negativos o cero", vbOKOnly + vbCritical, "Error"
Loop While HC <= 0
    Sheets("Datos").Range("I18") = HC
    ' Se pregunta por el valor de Ancho de la Cruceta y este valor luego se ingresa en la
    hoja de cálculo
    Do
        Cadena = InputBox("Ingrese el valor por defecto para el ancho de la cruceta en " + _
            "los postes del circuito", "Ancho de la cruceta", 0.005)
    If Cadena = "" Then End
    AC = Val(Cadena)
    If AC <= 0 Then _
        MsgBox "No se permiten valores negativos o cero", vbOKOnly + vbCritical, "Error"
    Loop While AC <= 0
    Sheets("Datos").Range("I19") = AC
    Opcion = False
    End If
    End Sub
    Private Sub Paso_04()
        ' Ahora ingresa en una matriz los datos de los usuarios
        ' Cuenta cuantos registros existen
        Sheets("Datos").Select
        Range("A64").Select ' Valor fijo que indica la celda en la que comienzan los datos de
        usuario
        Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select ' Marca y cuenta la cantidad de
        datos ingresados por el usuario
        Tot = Selection.Cells.Count
        ReDim DatosUsuario(Tot, 62) As Single
    End Sub
    Private Sub Paso_05()
```

```

' Los valores de HC y AC se copian en los datos de usuario si la opción fue escogida
If Opcion = False Then
Range("H64").Select
' Estos valores se ingresan en los datos de usuario
For j = 1 To Tot
Worksheets(1).Cells(63 + j, 8).Value = HC
Worksheets(1).Cells(63 + j, 9).Value = AC
Next j
End If
Range("A64").Select
End Sub
Private Sub Paso_06()
DES_FES_por_Tramo.Select
Range("A2").Select
Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select
Range(Selection, Selection.End(xlToRight)).Select
Selection.Clear
Datos.Select
Datos.Range(Cells(64, 1), Cells(Tot + 63, 11)).Copy DES_FES_por_Tramo.Cells(2,
1)
DES_FES_por_Tramo.Select
'DES_FES_por_Tramo.Range(Cells(2, 1), Cells(Tot + 1, 11)).Paste
'DES_FES_por_Tramo.Cells(2, 1).Paste
Application.CutCopyMode = False
Range("A2").Select
Datos.Select
Range("A64").Select
' Se copian los valores de usuario en la hoja N.2
Sheets(2).Select
Range("A2").Select
Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select
Range(Selection, Selection.End(xlToRight)).Select
Selection.Clear
Sheets(1).Select

```

```
Range(Cells(64, 1), Cells(Tot + 63, 11)).Select
Selection.Copy
Sheets(2).Select
Range(Cells(2, 1), Cells(Tot + 1, 11)).Select
ActiveSheet.Paste
Application.CutCopyMode = False
Range("A2").Select
Sheets(1).Select
Range("A64").Select
End Sub
Private Sub Paso_07()
'Comienza el ingreso de los datos en una matriz
'Primero se limpia la matriz
For j = 1 To 62
For i = 1 To Tot
DatosUsuario(i, j) = 0
Next i
Next j
'Luego se ingresan los datos
For j = 1 To 11
For i = 1 To Tot ' Los datos se ingresan por filas empezando en la primera columna
DatosUsuario(i, j) = Datos.Cells(i + 63, j).Value
Next i
Next j
End Sub
Private Sub Paso_08()
' Se crea una matriz que almacenará los valores de FES, DES Cercano y DES
Lejano por cada ciclo (Año)
' La matriz tiene esta forma
' Ramal1_FES Ramal1_DESL Ramal1_DESC ..... Ramaln_FES Ramaln_DESC
Ramaln_DESL
' Ciclo 1
' Ciclo 2
' .....
```

```
' Ciclo n
' Primero se limpia la hoja
DES_FES_por_ciclo.Select
DES_FES_por_ciclo.Cells.ClearContents
Range("A1").Select
'Se procede a crear los encabezados de la matriz
For q = 1 To Tot
ActiveCell.FormulaR1C1 = "Ramal " + Str(q) + " - FES"
ActiveCell.Next.Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "Ramal " + Str(q) + " - DES"
ActiveCell.Next.Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "Ramal " + Str(q) + " - DES L"
ActiveCell.Next.Select
Next q
Datos.Select
End Sub
Private Sub Paso_09()
' Vectores que acumulan la suma de FES y DES por tramo
ReDim FT(Tot) As Single
ReDim DTL(Tot) As Single
ReDim DTC(Tot) As Single
' Estos vectores son el resultado final de la simulación, es decir el total de FES, DES
Cercano y DES Lejano para cada uno de los ramales
ReDim FF(Tot) As Single
ReDim DDC(Tot) As Single
ReDim DDL(Tot) As Single
' Se crea una matriz donde se almacena la sumatoria de los FES y DES por tramo y
por tipo de falla
ReDim TramoFalla(Tot, 51) As Single
ReDim FF_Cont(Tot) As Single
ReDim DDC_Cont(Tot) As Single
ReDim DDL_Cont(Tot) As Single
End Sub
Private Sub Paso_10()
```

```
For j = 1 To TiempoAnos ' Primero se itera por el número de años
VentanaControl.Total_Lbl.Caption = "Se han simulado " + Str(j) + " de " +
Str(TiempoAnos) + " años"
VentanaControl.Repaint
' Se reinician los contadores de FES y DES para protección 0
FES_Cero = 0
DES_C_Cero = 0
DES_L_Cero = 0
For i = 1 To Tot ' Luego se itera por la cantidad de ramas
' Se empieza a llamar la función de distribución uniforme teniendo en cuenta diversos
parámetros
' a. según el tipo de linea se calcula el # de fallas /rayo /año
' Estructura de los Case
' 1. Tipo de Protección
' 2. Tipo de Distribución
' 3. Tipo de Linea
If DatosUsuario(i, 10) = 1 Or DatosUsuario(i, 10) = 0 Then
'Select Case DatosUsuario(i, 10)
'Case 1 , 0 ' Selecciona el tipo de protección
For g = 12 To 62 ' Va recorriendo los tipos de falla
If g = 25 Or g = 42 Or g = 59 Then
'Falla de transformador, no se suma.
Else
Select Case ParametrosIn(g - 11, 3)
Case 1 'Indica distribución uniforme
If g = 26 Then ' Para el caso de "Descarga atmosférica" se calcula de manera
diferente
Select Case DatosUsuario(i, 6) ' Mira que tipo de linea se tiene (mono/polifasica)
Case 1
DatosUsuario(i, g) = Uniforme(ParametrosIn(g - 11, 2), ParametrosIn(g - 11, 1),
DatosUsuario(i, 2)) * 4 * DatosUsuario(i, 8) ' en monofasica, ancho de cruceta = 0
TramoFalla(i, g - 11) = TramoFalla(i, g - 11) + DatosUsuario(i, g) 'Contador
Case Else
DatosUsuario(i, g) = Uniforme(ParametrosIn(g - 11, 2), ParametrosIn(g - 11, 1),
DatosUsuario(i, 2)) * (4 * DatosUsuario(i, 8) + DatosUsuario(i, 9))
```

```

TramoFalla(i, g - 11) = TramoFalla(i, g - 11) + DatosUsuario(i, g) 'Contador
End Select
Else
If g > 28 Then
DatosUsuario(i, g) = UniformeD(ParametrosIn(g - 11, 2), ParametrosIn(g - 11, 1))
TramoFalla(i, g - 11) = TramoFalla(i, g - 11) + DatosUsuario(i, g) 'Contador
Else
DatosUsuario(i, g) = Uniforme(ParametrosIn(g - 11, 2), ParametrosIn(g - 11, 1),
DatosUsuario(i, 2))
TramoFalla(i, g - 11) = TramoFalla(i, g - 11) + DatosUsuario(i, g) 'Contador
End If
End If
Case 2 ' Indica distribución normal
Repetir1:
Randomize
DatosUsuario(i, g) = Application.WorksheetFunction.NormInv(Rnd, ParametrosIn(g -
11, 1), ParametrosIn(g - 11, 2))
' Aqui debe ir como se acota este valor
' para esto se toma el valor de la hoja de cálculo con el número de desviaciones std
If DatosUsuario(i, g) < (-1 * ParametrosIn(g - 11, 4) * ParametrosIn(g - 11, 2)) +
ParametrosIn(g - 11, 1) Or _
DatosUsuario(i, g) > (ParametrosIn(g - 11, 4) * ParametrosIn(g - 11, 2)) +
ParametrosIn(g - 11, 1) Then
GoTo Repetir1
End If
TramoFalla(i, g - 11) = TramoFalla(i, g - 11) + DatosUsuario(i, g)
' Case 3 ' Indica distribucion triangular
End Select
End If
Next g
Else
'Case 2 , 3 ' Selecciona el tipo de protección
For g = 12 To 62
If g = 25 Or g = 42 Or g = 59 Then
'Falla de transformador, no se suma.

```

```
Else
Select Case ParametrosIn(g - 11, 3)
Case 1 'Indica distribución uniforme
If g = 26 Or g = 27 Or g = 28 Or g = 43 Or g = 44 Or g = 45 Or g = 60 Or g = 61 Or g
= 62 Then ' Fallas transitorias
DatosUsuario(i, g) = 0
TramoFalla(i, g - 11) = TramoFalla(i, g - 11) + DatosUsuario(i, g) 'Contador
Else
If g > 28 Then
DatosUsuario(i, g) = UniformeD(ParametrosIn(g - 11, 2), ParametrosIn(g - 11, 1))
TramoFalla(i, g - 11) = TramoFalla(i, g - 11) + DatosUsuario(i, g) 'Contador
Else
DatosUsuario(i, g) = Uniforme(ParametrosIn(g - 11, 2), ParametrosIn(g - 11, 1),
DatosUsuario(i, 2))
TramoFalla(i, g - 11) = TramoFalla(i, g - 11) + DatosUsuario(i, g) 'Contador
End If
End If
Case 2 ' Indica distribución normal
If g = 26 Or g = 27 Or g = 28 Or g = 43 Or g = 44 Or g = 45 Or g = 60 Or g = 61 Or g
= 62 Then
DatosUsuario(i, g) = 0
TramoFalla(i, g - 11) = TramoFalla(i, g - 11) + DatosUsuario(i, g) 'Contador
Else
Repetir2:
Randomize
DatosUsuario(i, g) = Application.WorksheetFunction.NormInv(Rnd, ParametrosIn(g -
11, 1), ParametrosIn(g - 11, 2))
' Aquí debe ir como se acota este valor
' para esto se toma el valor de la hoja de cálculo con el número de desviaciones std
If DatosUsuario(i, g) < (-1 * ParametrosIn(g - 11, 4) * ParametrosIn(g - 11, 2)) +
ParametrosIn(g - 11, 1) Or _
DatosUsuario(i, g) > (ParametrosIn(g - 11, 4) * ParametrosIn(g - 11, 2)) +
ParametrosIn(g - 11, 1) Then
GoTo Repetir2
End If
```

```

TramoFalla(i, g - 11) = TramoFalla(i, g - 11) + DatosUsuario(i, g)
End If
' Case 3 ' Indica distribucion triangular
End Select
End If
Next g
'End Select
End If
Next i 'remember i = cantidad de ramas...
'-----
' Se suman los valores de FES y DES para cada uno de los tramos
' Este sería el FES y DES total por tramo, PERO NO EL ACUMULADO
' Primero debe limpiarse FT, DTC, DTL (i)
For i = 1 To Tot
FT(i) = 0
DTC(i) = 0
DTL(i) = 0
Next i
' Y ahora si
FT_T = 0
DTC_T = 0
DTL_T = 0
For i = 1 To Tot
For k = 1 To 17
FT_T = FT_T + DatosUsuario(i, k + 11)
DTC_T = DTC_T + (DatosUsuario(i, k + 28) * DatosUsuario(i, k + 11))
DTL_T = DTL_T + (DatosUsuario(i, k + 45) * DatosUsuario(i, k + 11))
Next k
FT(i) = FT_T
DTC(i) = DTC_T
DTL(i) = DTL_T
' Se reinician los contadores
FT_T = 0
DTC_T = 0

```

```
DTL_T = 0
Next i
'-----
' FES Y DES DEFINITIVOS
'Escribir Datos en Hoja Anexa
Calculos.Visible = xlSheetVisible
Calculos.Cells.Delete
For i = 1 To Tot 'Para cada tramo escribo valores FES, DEScorto y DESlargo
Calculos.Cells(i, 1) = FT(i)
Calculos.Cells(i, 2) = DTC(i)
Calculos.Cells(i, 3) = DTL(i)
Next i
For i = 1 To Tot 'Para cada tramo escribo valores FES, DEScorto y DESlargo
'Acumulados según topología y protecciones
a = i * 3 - 2
b = i * 3 - 1
c = i * 3
' Se llevan los datos a la MatrizAcumulada (TODOS los FES y DES encontrados)
MatrizAcumulada(j, a) = Acumular(i, Datos.Range("C64:C" & (63 + Tot)), _
Datos.Range("D64:D" & (63 + Tot)), Datos.Range("J64:J" & (63 + Tot)), _
Calculos.Range("A1:A" & (Tot)))
MatrizAcumulada(j, b) = Acumular(i, Datos.Range("C64:C" & (63 + Tot)), _
Datos.Range("D64:D" & (63 + Tot)), Datos.Range("J64:J" & (63 + Tot)), _
Calculos.Range("B1:B" & (Tot)))
MatrizAcumulada(j, c) = Acumular(i, Datos.Range("C64:C" & (63 + Tot)), _
Datos.Range("D64:D" & (63 + Tot)), Datos.Range("J64:J" & (63 + Tot)), _
Calculos.Range("C1:C" & (Tot)))
Next i
Calculos.Visible = xlSheetVeryHidden
Next j
End Sub
Public Sub General()
Dim Hoja_k As Worksheet
Dim Cadena As String
```

```
Dim Ref0 As Long
'Ajustar Estilo de las referencias
Ref0 = Application.ReferenceStyle
Application.ReferenceStyle = xlA1
'Desproteger Hojas
For Each Hoja_k In WBCSE.Sheets
On Error Resume Next
Hoja_k.Unprotect Password:="creg123xy_z"
Next Hoja_k
On Error GoTo 0
Paso_01 'Muestra la ventana de ejecución del programa y borra hojas de resultados
anteriores
Opcion = True ' Se utiliza para informar el ingreso de los datos de Alt. y Ancho de
cruceta
VentanaControl.Info1.Enabled = True ' Activa el control que muestra que se esta
ingresando en matriz los datos
Paso_02 'Ingresa los datos de alto y ancho de la cruceta
Paso_03 'Ingresa en matriz los datos de parámetros de entrada (ParametrosIn)
VentanaControl.Info1.Value = True ' Señala que el paso a matriz de los parámetros
fue exitoso
Paso_04 'Cuenta el total de ramas del circuito y redimensiona el tamaño de la matriz
DatosUsuario
Paso_05 'se copian los valores de ancho y alto de cruceta en los datos del circuito
Paso_06 ' Copia en la hoja "Des_Fes_por_Tramo" los datos del circuito típico
VentanaControl.Info2.Enabled = True ' Activa el control que muestra que se esta
ingresando en matriz los datos
VentanaControl.TotalRamas.Caption = "El total de ramales detectados es de: " & Tot
' Muestra el total de ramales en la ventana emergente
Paso_07 'Ingresa en matriz los parámetros del circuito típico (DatosUsuario)
VentanaControl.Info2.Value = True ' Señala que el paso a matriz de los datos fue
exitoso
Paso_08 'Prepara la hoja de cálculo para el ingreso de los FES y DES por rama
Paso_09 'Redimensiona matrices
'Pregunta por la cantidad de años a simular
Do
Cadena = InputBox("Ingrese la cantidad de años que desea simular", "Ingreso Años",
```

```
"5000")
  If Cadena <> "" Then
    TiempoAnos = Val(Cadena)
  Else
    End
  End If
  If TiempoAnos <= 0 Then _
    MsgBox "No se permiten valores negativos o cero", vbOKOnly + vbCritical, "Error"
  If TiempoAnos > 60000 Then _
    MsgBox "No se permiten valores mayores a 60000", vbOKOnly + vbInformation,
    "Error"
  Loop While TiempoAnos <= 0 Or TiempoAnos > 60000
  ReDim MatrizAcumulada(TiempoAnos + 1, Tot * 3) As Single
  Paso_10 'SIMULACION
  '-----
  ' Despliegue de resultados
  Datos.Select
  'se imprime la matriz con los resultados por tramo y tipo de falla
  ' PROMEDIO SIMPLE
  EstadoEje "Escribiendo Reporte Promedio Simple"
  For j = 1 To 51
    For i = 1 To Tot
      Datos.Cells(63 + i, 11 + j).Value = TramoFalla(i, j) / TiempoAnos
    Next i
  Next j
  'Se imprime la matriz con los resultados definitivos
  ' PROMEDIO SIMPLE
  For i = 1 To Tot
    Datos.Cells(63 + i, 70).Value = FF_Cont(i) / TiempoAnos
    Datos.Cells(63 + i, 71).Value = DDC_Cont(i) / TiempoAnos
    Datos.Cells(63 + i, 72).Value = DDL_Cont(i) / TiempoAnos
  Next i
  '-----
  '-----
```

```

' se imprime la matriz con los FES y DES de cada ciclo
For j = 1 To TiempoAnos
EstadoEje "Escribiendo Reporte DES-FES año " & j
For i = 1 To 3 * Tot
DES_FES_por_ciclo.Cells(j + 1, i).Value = MatrizAcumulada(j, i)
Next i
Next j
' Dispóngome a crear los valores de FES y DES ponderados por Usuario
' pero primero contemos cuantos usuarios hay en nuestro circuito...
EstadoEje "Calculando DES-FES ponderado por usuario"
Dim TotUsuarios As Single 'Almacena el total de usuarios del circuito
For i = 1 To Tot
TotUsuarios = TotUsuarios + (DatosUsuario(i, 5) * DatosUsuario(i, 2))
Next i
'Vectores que almacenarán los promedios ponderados
ReDim FES_Histo(TiempoAnos) As Single, DESC_Histo(TiempoAnos) As Single,
DESL_Histo(TiempoAnos) As Single
'Ahora creemos un vectorcito que almacene el FES, DESC y DESL del circuito para
cada año
'los datos para esto los sacamos de la MatrizAcumulada
For j = 1 To TiempoAnos
For i = 1 To Tot
'Mediante ingenioso artilugio seleccionamos las columnas que en realidad
corresponden
'Al valor que se desea hallar (FES o DES)
a = i * 3 - 2
b = i * 3 - 1
c = i * 3
FES_Histo(j) = FES_Histo(j) + (MatrizAcumulada(j, a) * (DatosUsuario(i, 5) *
DatosUsuario(i, 2)) / TotUsuarios)
DESC_Histo(j) = DESC_Histo(j) + (MatrizAcumulada(j, b) * (DatosUsuario(i, 5) *
DatosUsuario(i, 2)) / TotUsuarios)
DESL_Histo(j) = DESL_Histo(j) + (MatrizAcumulada(j, c) * (DatosUsuario(i, 5) *
DatosUsuario(i, 2)) / TotUsuarios)
Next i

```

```
Next j
'-----
'-----

'Que bueno seria imprimir estos vectores... hagale pues!
'coloquemolos en la misma hoja de resultados
EstadoEje "Escribiendo Reporte DES-FES por usuario"
Sheets("DES_FES_por_ciclo").Select
' Primero se crean encabezados
Range(Cells(1, (Tot * 3 + 1)), Cells(1, (Tot * 3 + 1))).Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "FES Ponderado"
ActiveCell.Next.Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "DES Cercano Ponderado"
ActiveCell.Next.Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "DES Lejano Ponderado"
Range(Cells(2, (Tot * 3 + 1)), Cells(2, (Tot * 3 + 1))).Select
'Ahora si a imprimir!
For j = 1 To TiempoAnos
Worksheets(3).Cells(j + 1, Tot * 3 + 1).Value = FES_Histo(j)
Worksheets(3).Cells(j + 1, Tot * 3 + 2).Value = DESC_Histo(j)
Worksheets(3).Cells(j + 1, Tot * 3 + 3).Value = DESL_Histo(j)
Next j
'-----
'-----

'Ahora desea hallarse el FES y el DES por TIPO DE FALLA y por camino
'1. se extraen los vectores de falla
'2. este vector se ingresa a la función de "SelCamino"
'3. se imprimen los vectores de resultado
'1. se crean los vectores de falla, se hace uso de un ciclo for con el total de fallas
EstadoEje "Escribiendo Reporte DES-FES por tipo de falla y camino"
Dim m As Integer ' Estas constantes se utilizan para los ciclos for
Dim n As Integer
For m = 1 To 17
For n = 1 To Tot
FT(n) = Datos.Cells(63 + n, 11 + m).Value
```

```
DTC(n) = Datos.Cells(63 + n, 28 + m).Value
DTL(n) = Datos.Cells(63 + n, 45 + m).Value
Next n
'2. El vector se ingresa a la función "SelCamino"
' FES Y DES DEFINITIVOS
For i = 1 To Tot
F_ACU = 0
DC_ACU = 0
DL_ACU = 0
Par = DatosUsuario(i, 3)
Ind = 1
bandera = False
Siga2:
If Par = 1 Then
'estos son los definitivos
FF(i) = FT(Ind) + F_ACU
DDC(i) = DTC(Ind) + DC_ACU
DDL(i) = DTL(Ind) + DL_ACU
Else
If bandera = False Then
F_ACU = F_ACU + FT(i)
DC_ACU = DC_ACU + DTC(i)
DL_ACU = DL_ACU + DTL(i)
Else
F_ACU = F_ACU + FT(Ind)
DC_ACU = DC_ACU + DTC(Ind)
DL_ACU = DL_ACU + DTL(Ind)
End If
Ind = 1
While Ind <= Tot
If Par = DatosUsuario(Ind, 4) Then
Par = DatosUsuario(Ind, 3)
bandera = True
GoTo Siga2
```

```
Else
Ind = Ind + 1
End If
Wend
End If
Next i
'3. se imprimen los vectores de resultado FF, DDC, DDL
For n = 1 To Tot
Worksheets(2).Cells(1 + n, 11 + m).Value = FF(n)
Worksheets(2).Cells(1 + n, 28 + m).Value = DDC(n)
Worksheets(2).Cells(1 + n, 45 + m).Value = DDL(n)
Next n
Next m
'=====
Sheets(1).Select
Range("A64").Select
'Se activan controles de la ventana de control
VentanaControl.Info3.Enabled = True
VentanaControl.Info3.Value = True
VentanaControl.CmdAnalizar.Enabled = True
VentanaControl.CmdSeguir.Enabled = True
' Muestra la hora de finalización de la simulación
VentanaControl.TiempoFin.Caption = "Hora de finalización de la simulacion: " & Time
'Solucionar:
'Select Case Err.Number
' Case 13
' MsgBox "Rutina cancelada por el usuario", vbInformation + vbOKOnly,
"Cancelación"
' VentanaControl.Hide
' Case Else
' MsgBox "Error desconocido, verifique el programa", vbInformation + vbOKOnly,
"Cancelación"
' VentanaControl.Hide
'End Select
```



```

EstadoEje "Reporte Listo"
Application.ReferenceStyle = Ref0
'Proteger Hojas
For Each Hoja_k In WBCSE.Sheets
Hoja_k.Protect Password:="creg123xy_z", _
DrawingObjects:=True, Contents:=True, Scenarios:=True
Next Hoja_k
End Sub

Private Function Uniforme(Par1 As Single, Par2 As Single, Par3 As Single)
Randomize
Uniforme = ((Par1 - Par2) * Rnd + Par2) * Par3
End Function

Private Function UniformeD(Par1 As Single, Par2 As Single) As Single
Randomize
UniformeD = ((Par1 - Par2) * Rnd + Par2)
End Function

Private Function Normal(sigma As Single, miu As Single) As Single
Normal = miu + (sigma * (Sqr(-2 * Log(Rnd)) * Cos(2 * Pi * Rnd)))
End Function

Private Sub EstadoEje(ByRef Cadena As String)
'Subrutina para actualizar el rotulo de estado de corrida
VentanaControl.Total_Lbl.Caption = Cadena
VentanaControl.Repaint
End Sub

Function Acumular(ByVal Tramo As Integer, Inicio As Range, Fin As Range, Prot As
Range, Valor As Range) As Double
Dim Fila As Integer, NIn As Integer, NFin As Integer, TotTram As Integer
Dim Acum As Double
TotTram = Inicio.Count
Acum = AcumAbajo(Tramo, Inicio, Fin, Prot, Valor, TotTram) + _
AcumParal(Tramo, Inicio, Fin, Prot, Valor, TotTram)
'Acumulado Aguas arriba
For Fila = 1 To TotTram
If Inicio.Cells(Tramo, 1) = Fin.Cells(Fila, 1) Then _

```

```
Acum = Acum + AcumArriba(Fila, Inicio, Fin, Prot, Valor, TotTram)
Next Fila
Acumular = Acum
End Function
Private Function AcumAbajo(ByVal Tramo As Integer, Inicio As Range, Fin As Range, _
Range, _
Prot As Range, Valor As Range, TotTram As Integer) As Double
'Acumulado Aguas abajo + el propio
Dim Fila As Integer, NIn As Integer, NFin As Integer
Dim Acum As Double
Acum = Valor.Cells(Tramo, 1)
'Buscar Aguas Abajo
For Fila = 1 To TotTram
If Fin.Cells(Tramo, 1) = Inicio.Cells(Fila, 1) And Prot.Cells(Fila, 1) = 0 Then _
Acum = Acum + AcumAbajo(Fila, Inicio, Fin, Prot, Valor, TotTram)
Next Fila
AcumAbajo = Acum
End Function
Private Function AcumParal(ByVal Tramo As Integer, Inicio As Range, Fin As Range,
_
Prot As Range, Valor As Range, TotTram As Integer) As Double
Dim Fila As Integer, NIn As Integer, NFin As Integer
Dim Acum As Double
Acum = 0
For Fila = 1 To TotTram
If Inicio.Cells(Fila, 1) = Inicio.Cells(Tramo, 1) And _
Fila <> Tramo And Prot.Cells(Fila, 1) = 0 Then _
Acum = Acum + AcumAbajo(Fila, Inicio, Fin, Prot, Valor, TotTram)
Next Fila
AcumParal = Acum
End Function
Private Function AcumArriba(ByVal Tramo As Integer, Inicio As Range, Fin As Range, _
Range, _
Prot As Range, Valor As Range, TotTram As Integer) As Double
```

```
Dim Fila As Integer, NIn As Integer, NFin As Integer
Dim Acum As Double
Acum = Valor.Cells(Tramo) + AcumParal(Tramo, Inicio, Fin, Prot, Valor, TotTram)
For Fila = 1 To TotTram
If Inicio.Cells(Tramo, 1) = Fin.Cells(Fila, 1) Then _
Acum = Acum + AcumArriba(Fila, Inicio, Fin, Prot, Valor, TotTram)
Next Fila
AcumArriba = Acum
End Function
```