

U n i v e r s i d a d C e n t r a l “ M a r t a A b r e u ” d e L a s V i l l a s

F a c u l t a d d e I n g e n i e r í a E l é c t r i c a

D e p a r t a m e n t o d e E l e c t r o e n e r g é t i c a



T R A B A J O D E D I P L O M A

**C a r a c t e r i z a c i ó n d e p a r á m e t r o s d i s c r e t o s d e c a l i d a d
d e l a e n e r g í a e n c i r c u i t o s d e d i s t r i b u c i ó n**

A u t o r : R u b i s e l M e d e r o s S a n a b r i a

T u t o r : M s . C . L e s t e r J u l i o M a r r e r o R o d r í g u e z

S a n t a C l a r a

2 0 1 7

" A ñ o 5 9 d e l a R e v o l u c i ó n "

U n i v e r s i d a d C e n t r a l “ M a r t a A b r e u ” d e L a s V i l l a s

F a c u l t a d d e I n g e n i e r í a E l é c t r i c a

D e p a r t a m e n t o d e E l e c t r o e n e r g é t i c a



T R A B A J O D E D I P L O M A

C a r a c t e r i z a c i ó n d e p a r á m e t r o s d i s c r e t o s d e c a l i d a d

d e l a e n e r g í a e n c i r c u i t o s d e d i s t r i b u c i ó n

A u t o r : R u b i s e l M e d e r o s S a n a b r i a

r m e d e r o s @ u c l v . c u

T u t o r : M s . C . L e s t e r J u l i o M a r r e r o R o d r í g u e z

l e s t e r r @ u c l v . c u

S a n t a C l a r a

2 0 1 7

" A ñ o 5 9 d e l a R e v o l u c i ó n "



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería en Eléctrica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del Autor

Firma del Jefe de Departamento

donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de

Información Científico-Técnica

P E N S A M I E N T O

“El valor de una idea radica en el uso de la misma”

T o m a s A . É d i s o n

DEDICATORIA

A mi madre, padre y demás familiares por poder contar con su apoyo y comprensión en los buenos y malos momentos.

A G R A D E C I M I E N T O S

A m i s p a d r e s y f a m i l i a r e s , p o r s u a p o y o , c o n f i a n z a y d e d i c a c i ó n .

A m i s p r o f e s o r e s , p o r s u s c o n o c i m i e n t o s y e n t r e g a .

T A R E A T É C N I C A

1. Realización de una búsqueda bibliográfica sobre los parámetros discretos de calidad de la energía en circuitos eléctricos de distribución, aspectos generales a considerar para su estudio y monitorización, así como las curvas de tolerancia.
2. Presentación de una metodología para caracterizar parámetros discretos de calidad de la energía en circuitos de distribución basada en el empleo de técnicas estadísticas y las curvas de tolerancia a las variaciones de tensión.
3. Aplicación de la metodología a las mediciones disponibles empleando M A T L A B .

Firm a del Autor

Firm a del Tutor

RESUMEN

En los últimos años se ha producido de manera acelerada la introducción de equipos de tecnología digital avanzada en los sectores residencial, comercial e industrial, lo que garantiza una mayor automatización a los procesos y calidad de vida del hombre. Sin embargo, la operación eficiente de estos dispositivos manifiesta alta dependencia de la calidad de la energía eléctrica, por lo que resulta indispensable para evitar altas pérdidas monetarias el chequeo sistemático de las redes de distribución, por cuanto es a través de estas que estos sectores disponen de la energía eléctrica. En el trabajo se efectúa la caracterización y se analiza el comportamiento de problemas discretos de calidad de la energía en circuitos eléctricos de distribución, específicamente de las variaciones de tensión de corta y larga duración. Para ello se emplean las curvas de tolerancia y diferentes herramientas estadísticas, las que son implementadas en MATLAB. Son utilizadas como ejemplo las lecturas recopiladas durante 2016 y 2017 de interrupciones ocurridas en Santa Clara, así como de las correspondientes a las variaciones de tensión en 2016 en uno de los circuitos de distribución de Sancti Spiritus. Los resultados obtenidos tras la aplicación de cada una de las técnicas estadísticas y de las curvas representativas en la caracterización de estos problemas reflejan una tendencia al crecimiento de las interrupciones y la presencia de variaciones de voltaje nocivas para equipos sensibles.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
TAREA TÉCNICA	iv
RESUMEN	v
INTRODUCCIÓN	1
Organización del informe.....	2
CAPÍTULO 1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	4
1.1 Conceptos fundamentales.....	4
1.2 Problemas discretos de calidad de la energía	6
1.2.1 Variaciones de tensión de larga duración	7
1.2.2 Variaciones de tensión de corta duración	8
1.3 Monitorización de problemas discretos de calidad de la energía	14
1.3.1 Magnitudes eléctricas a medir y duración del estudio	14
1.3.2 Métodos de medición	14
1.4 Curvas de tolerancia a las variaciones de tensión	15
CAPÍTULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS	18
2.1 Técnicas estadísticas.....	18

2.1.1	V a r i a b l e s a l e a t o r i a s d i s c r e t a s	18
2.1.2	M e d i a y d e s v i a c i ó n e s t á n d a r d e v a r i a b l e s a l e a t o r i a s d i s c r e t a s	19
2.1.3	H i s t o g r a m a s d e p r o b a b i l i d a d	20
2.1.4	E s t i m a c i ó n p u n t u a l y p o r i n t e r v a l o d e l a m e d i a y l a d e s v i a c i ó n e s t á n d a r	21
2.1.5	D i s t r i b u c i ó n d e p r o b a b i l i d a d n o r m a l o d e G a u s s	23
2.2	C u a n t i f i c a c i ó n d e l a s u s c e p t i b i l i d a d d e l o s e q u i p o s a p r o b l e m a s d i s c r e t o s d e c a l i d a d d e l a e n e r g í a	24
CAPÍTULO 3. R E S U L T A D O S Y D I S C U S I Ó N		25
3.1	I n t e r r u p c i o n e s	25
3.2	V a r i a c i o n e s d e t e n s i ó n (<i>Sags/ Swells</i>)	36
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		40
C o n c l u s i o n e s		40
R e c o m e n d a c i o n e s		41
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		42
ANEXOS		45
Anexo I	N o m e n c l a d o r d e c a u s a s	45
Anexo II	N o m e n c l a d o r d e S u b c a u s a s	45

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la calidad de la energía eléctrica (PQ, siglas en inglés de *Power Quality*) y el suministro de la misma se han convertido en una seria preocupación entre suministradores, consumidores, fabricantes de equipos e investigadores [1, 2]; dado su impacto directo, desde el punto de vista económico, en los sectores industrial y doméstico, lo que afecta el desarrollo de cualquier nación [3].

La PQ comprende un amplio rango de fenómenos electromagnéticos cuyas principales causas radican en la presencia cada vez mayor dentro del sistema eléctrico de elementos no lineales [1].

Se han publicado normas internacionales para establecer límites permisibles y minimizar estos problemas, como las de la serie IEC (siglas en inglés de *International Electrotechnical Commission*) 61000 y las IEEE (siglas en inglés de *Institute of Electric and Electronic Engineers*).

Desde el punto de vista del dominio del tiempo, los disturbios de PQ pueden ser continuos o discretos. Los disturbios continuos: distorsión de la forma de onda (armónicos e interarmónicos), desbalance, fluctuación y desviación de la tensión están presentes en cada ciclo de la forma de onda, mientras que los disturbios discretos, tales como interrupciones, huecos de tensión (*sags*) y sobretensiones (*swells*), aparecen como eventos aislados e independientes.

Las interrupciones son disminuciones tensión por debajo del 10% de su valor nominal. Estas pueden ser el resultado de fallas en el sistema, equipos averiados o debidas al mal funcionamiento de los sistemas de control. Los *sags* se caracterizan por una disminución de tensión entre el 10 y 90 % del valor nominal con duraciones menores a un segundo y

asociado a fallas en el sistema como cortocircuitos y conexión de grandes cargas. Los *swells* son incrementos superiores al 110% de la tensión nominal, relacionados a conexión de grandes bancos de capacitores o desconexión grandes motores.

Antecedentes:

En la mayoría de nuestros circuitos de distribución se encuentran instalados dispositivos de medición capaces de ofrecer una visión efectiva del comportamiento de la calidad de la energía en el sistema. Distintas variables de medición de PQ, en particular las correspondientes a los disturbios de tipo discreto, no están siendo explotadas íntegramente por la Unión Eléctrica. En adición a este inconveniente, está el hecho de no contar con una metodología efectiva para la evaluación de dichos disturbios.

Problema científico:

¿Cómo contribuir a la caracterización de parámetros discretos de calidad de energía en circuitos eléctricos de distribución?

Objetivo general:

Caracterizar parámetros discretos de calidad de energía en circuitos eléctricos de distribución.

Objetivos específicos:

1. Realizar una búsqueda bibliográfica sobre los parámetros discretos de calidad de la energía en circuitos eléctricos de distribución, aspectos generales a considerar para su estudio y monitorización, así como las curvas de tolerancia.
2. Presentar una metodología para caracterizar parámetros discretos de calidad de la energía en circuitos de distribución basada en el empleo de técnicas estadísticas y las curvas de tolerancia a las variaciones de tensión
3. . Aplicar la metodología a las mediciones disponibles empleando MATLAB.

Organización del informe

La estructura del trabajo está compuesta por introducción, tres capítulos, conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos.

En el primer capítulo se describen aspectos generales acerca de los principales problemas de calidad de la energía de tipo discreto que se presentan en circuitos de distribución y se define la metodología para su estudio, sus índices y límites, según las normas IEC.

En el segundo capítulo se muestra el conjunto de técnicas estadísticas cuya correcta aplicación posibilita la caracterización de dichos problemas.

En el tercer capítulo, se exponen los resultados obtenidos tras aplicar dichas técnicas estadísticas a mediciones reales, y se efectúa su análisis y discusión.

CAPÍTULO 1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Los sistemas de energía eléctrica han sido objeto de muchas modificaciones desde el mismo momento en que surgieron. Las redes eléctricas modernas tienen muchos retos que deben ser solucionados con el fin de suministrar la energía de una manera fiable. [6] Existen en la actualidad un grupo de factores externos e internos que afectan la calidad y disponibilidad de la energía suministrada. La ocurrencia de tales problemas en el sistema de energía eléctrica es casi indispensable. Por tanto, para mantener una buena calidad de la energía, debe obtenerse continuamente un diagnóstico preciso del comportamiento del sistema. El presente capítulo discute aspectos básicos relacionados con los problemas discretos de calidad de la energía.

1.1 Conceptos fundamentales

El término PQ es aplicado a una amplia variedad de fenómenos electromagnéticos en los sistemas de potencia. La creciente aplicación de equipamiento electrónico y generación distribuida han realzado el interés en la PQ en años recientes, y esto ha sido acompañado por el desarrollo de una terminología especial para describir el fenómeno. [7]

Básicamente, según [7], es cualquier problema de desviación de voltaje, corriente o frecuencia que cause una falla o mala operación del equipamiento del cliente. Por su parte, la IEEE define en la norma IEEE 1100 la calidad de energía como “el concepto de entregar energía y puesta a tierra a equipos electrónicos sensibles de una manera adecuada para el equipo.” [8]

El sistema de potencia de corriente alterna están diseñados para operar a una tensión sinusoidal de una frecuencia (generalmente 50 o 60 Hz) y magnitud dadas. Cualquier desviación significativa en la magnitud de la onda o la frecuencia, es un problema potencial

de PQ. Aunque los generadores pueden proporcionar una onda de tensión cercana a una senoide perfecta, la corriente que circula a través de la impedancia del sistema puede causar una variedad de trastornos al voltaje. Por ejemplo,

1. La corriente resultante producto de un cortocircuito produce una caída o la desaparición total de voltaje.
2. Las corrientes producto de impactos de rayos que circulan a través del sistema causan impulsos de alto valor en la onda de tensión que frecuentemente afecta el aislamiento y conduce a otros fenómenos, tales como cortocircuitos.
3. Las corrientes distorsionadas producto de la acción de armónicos también distorsionan la tensión a medida que circulan a través de la impedancia del sistema. Así, el voltaje distorsionado se presenta en otros consumidores.

Teniendo en consideración la importancia de desarrollar normas internacionales que garanticen compatibilidad entre los circuitos de suministro eléctrico y los equipos eléctricos de los consumidores conectados a los mismos, la IEC ha desarrollado el concepto de EMC (siglas en inglés de compatibilidad electromagnética), ya en uso por más de hace una década. [9]

La EMC radica en la capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para funcionar de manera satisfactoria en su entorno electromagnético sin producir perturbaciones electromagnéticas inadmisibles a cualquier otro dispositivo a su alrededor. [10]

La EMC implica dos conceptos principales a tener en cuenta: la inmunidad y la emisividad. El primero hace referencia a la capacidad de funcionar sin degradación en presencia de perturbaciones electromagnéticas, y el segundo a la generación de perturbaciones que puedan superar los niveles de inmunidad de otros equipos existentes en el mismo entorno electromagnético. El entorno electromagnético de un equipo engloba todo aquello que sea susceptible de generar problemas en él, todo aquello que sea susceptible de padecer problemas a consecuencia del mismo y todo lo que pueda modificar las características electromagnéticas del medio.

Diversas asociaciones y entidades normativas han propuesto niveles de EMC para los distintos tipos de perturbaciones de la onda de tensión. Estos niveles coordinan la aptitud de

los equipos para soportar niveles de perturbación, y los niveles de perturbación máximos que deben existir en la red. Por un lado se tiene la probabilidad de la inmunidad de los equipos, es decir, la probabilidad que tienen de ser inmunes a un nivel de perturbación dado, la cual debe ser de un 95% de acuerdo a los niveles de inmunidad fijados por la EMC, de lo cual deben encargarse los fabricantes de equipos, con diseños aptos para funcionar con normalidad con esos niveles de perturbación; y por otro lado se tiene la probabilidad del nivel de perturbación existente en el sistema, o sea la probabilidad de que las perturbaciones en el mismo sean inferiores a los límites de emisión fijados por la EMC, que debe ser igualmente de un 95%, por lo que deben controlarse las fuentes emisoras en el sistema. La figura 1.1 ilustra lo anteriormente explicado.

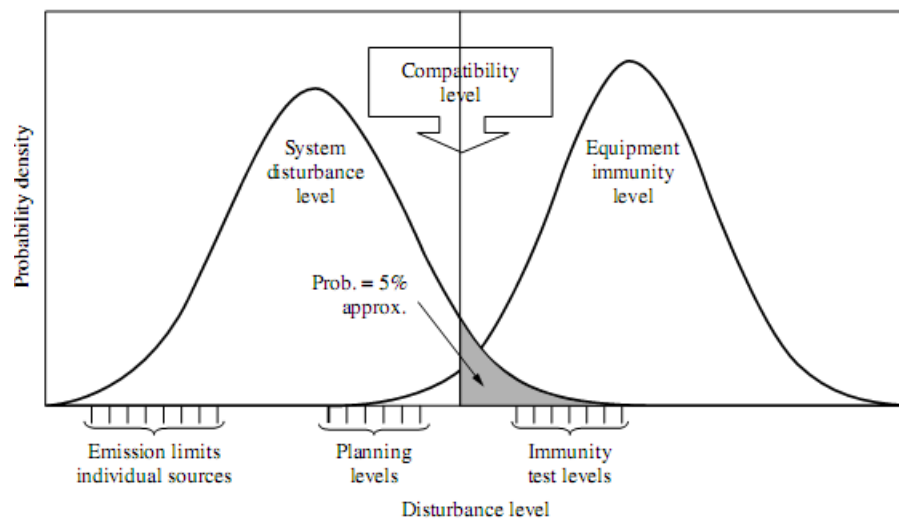


Figura 1.1. Relación entre los niveles de compatibilidad, inmunidad, planificación y emisión. [11]

Además, los niveles de EMC consideran que los límites fijados deben cumplirse el 95% del tiempo y en el 95% de los puntos de la red, incluyendo por tanto una componente aleatoria ligada no solo al tiempo sino también al espacio. [12]

1.2 Problemas discretos de calidad de la energía

Los problemas discretos de PQ abarcan un amplio rango de fenómenos electromagnéticos diferentes. Cada uno de estos fenómenos puede tener una variedad de causas distintas y diferentes consecuencias.

A continuación, se presenta una visión general de los principales problemas de PQ de tipo discreto, donde se proporciona información respecto a la duración y magnitud para cada categoría de fenómeno electromagnético, lo que resulta importante para clasificar resultados de mediciones y describir claramente un disturbio electromagnético en cuestión.

1.2.1 Variaciones de tensión de larga duración

Las variaciones de larga duración comprenden las desviaciones de la tensión eficaz o RMS (siglas en inglés de *root mean square*) a la frecuencia del sistema por más de un minuto. [7] La ANSI (siglas en inglés de *American National Standards Institute*) C84.1 [13] establece las tolerancias de operación del voltaje en estado estable en el sistema de potencia para 60 Hz, lo que se refleja en la figura 1.2. La norma divide el voltaje en dos rangos: Rango A como óptimo nivel de voltaje y Rango B como aceptable, pero no óptimo. En la imagen, el rango sombreado (a) no se aplica a circuitos que alimentan cargas de iluminación, mientras que el (b) no se aplica a sistemas de 120 V - 600 V.

Es decir, cuando son excedidos estos límites por más de un minuto, la variación de voltaje es considerada de larga duración. Las variaciones de larga duración pueden ser sobretensiones o subtensiones, y generalmente no son el resultado de fallas en el sistema, sino que son causadas por variaciones de la carga y operaciones de conexión y/o desconexión de estas dentro del sistema.

Sobretensión

Una sobretensión es el incremento del voltaje RMS de corriente alterna a valores mayores que 110 % a la frecuencia del sistema para una duración mayor de un minuto. Una sobretensión puede surgir cuando por ejemplo se produce la desconexión de una carga grande en el sistema o cuando se energiza un banco de capacitores. Estas sobretensiones se producen debido a que el sistema es muy débil para la regulación deseada de voltaje o los controles para llevar a cabo este proceso son inadecuados. La configuración incorrecta de los taps en transformadores puede también resultar en sobretensiones.

Subtensión

Una subtensión es un decremento en el voltaje RMS de corriente alterna por debajo del 90 % a la frecuencia del sistema por una duración mayor a un minuto. Las subtensiones son

igualmente el resultado de eventos de conexión y/o desconexión de cargas en el sistema, pero opuestos a los eventos que causan sobretensión. La conexión de grandes cargas o desconexión de bancos de capacitores pueden causar una subtensión hasta que el equipo de regulación de voltaje en el sistema pueda retornar el voltaje a los límites de tolerancia. Los circuitos sobrecargados pueden también resultar en subtensiones.

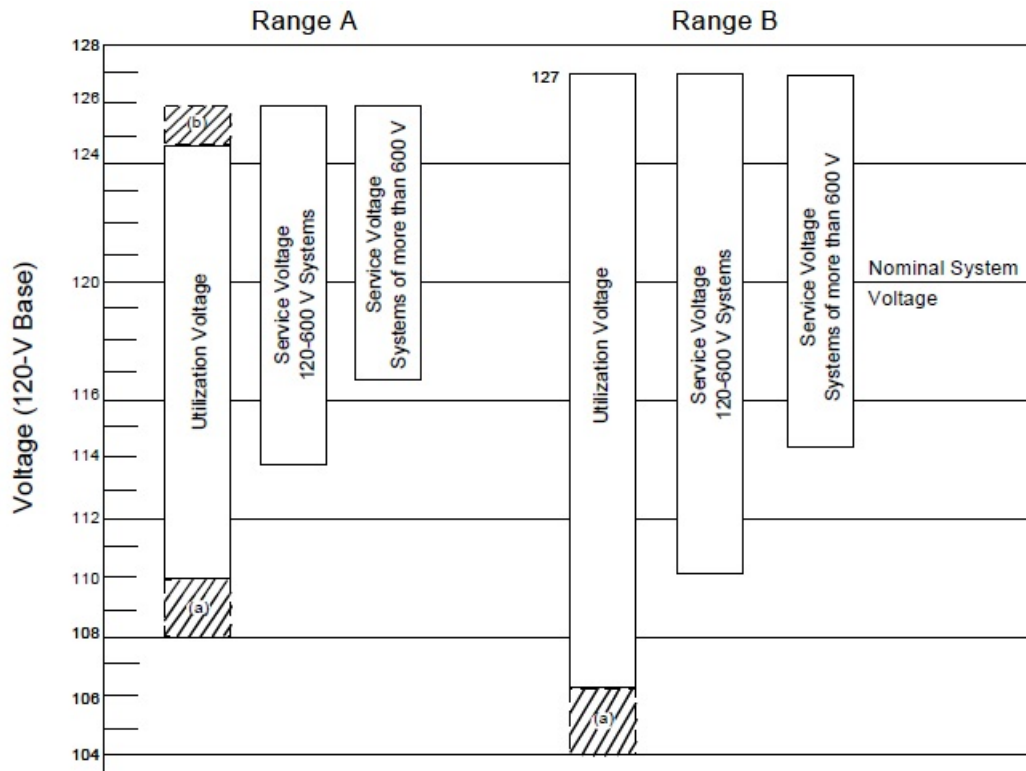


Figura 1.2. Rangos de voltaje según la ANSI C84.1. [13]

1.2.2 Variaciones de tensión de corta duración

Dentro de esta categoría se encuentran los huecos de tensión (*sags*) y las sobretensiones (*swells*). Cada tipo de variación puede ser designada como instantánea, momentánea o temporal, dependiendo de su duración.

En general, las variaciones de voltaje de corta duración son causadas por condiciones de falla, la conexión de grandes cargas que requieren grandes corrientes de arranque, o conexiones no sólidas dentro del sistema de suministro. Dependiendo de la localización de la falla y las condiciones del sistema, la falla puede causar una caída temporal de voltaje, la elevación del mismo, o incluso su interrupción total. La condición de falla puede ser cercana o remota al punto de interés. En cada caso, el impacto en el voltaje durante la

condición de falla es una variación de corta duración hasta que el dispositivo de protección opere para despejar la falla. [7]

Sags

Los *sags* de voltaje son ampliamente aceptados como el problema de PQ más prominente al considerar las consecuencias financieras para los usuarios. La alta frecuencia de ocurrencia de los mismos y la incrementada sensibilidad del equipamiento de los clientes a las perturbaciones de la tensión resultan en un inaceptable alto número de interrupciones costosas de procesos de producción en instalaciones industriales. Las pérdidas financieras de los usuarios debido a *sags* se reflejan directamente en múltiples operaciones de carácter comercial e industrial, incluyendo pérdidas de ingresos, daños a productos, derroches de energía, disminución de la vida útil del equipamiento, pérdida de la productividad, etc. [14]

Básicamente, un *sag* es un decremento entre 0.1 y 0.9 pu del voltaje o la corriente rms a la frecuencia del sistema para duraciones desde medio ciclo de la forma de onda hasta un minuto. Las distintas asociaciones sobre PQ han usado el término *sag* por muchos años para describir el decremento de voltaje de corta duración. Aunque el término no se ha definido formalmente, ha sido cada vez más aceptado y usado por suministradores, fabricantes de equipos y usuarios. La definición de la IEC para este fenómeno es conocida como hueco de tensión (*dip*). Los dos términos son intercambiables, siendo *sag* el preferido en Estados Unidos.

La terminología usada para describir la magnitud del *sag* de voltaje es a menudo confundida. El “20 % de un *sag*” puede referirse a un hueco de tensión de 0.8 pu o 0.2 pu. La terminología preferida que no deja margen a dudas en cuanto al nivel de tensión resultante es: “un *sag* de 0.8 pu” o “un *sag* cuya magnitud fue de 20 %”. Cuando no sea especificado de otra manera, un *sag* de 20 % se considera un evento durante el cual el voltaje RMS disminuye un 20 % hasta 0.8 pu. El voltaje nominal o de base debe ser especificado.

Los *sags* de voltaje están usualmente asociados a fallas en el sistema, pero pueden también estar asociados a la conexión de grandes cargas o al arranque de motores de gran potencia. La figura 1.3 muestra un *sag* de voltaje típico, el cual podría estar asociado con una falla monofásica a tierra (SLG, siglas en inglés de *single-line-to-ground*) en otro alimentador de

la misma subestación. Un 80 % del *sag* se mantiene por alrededor de tres ciclos hasta que la protección eléctrica de la subestación es capaz de interrumpir la corriente de falla. Los tiempos de limpieza de fallas típicos tienen un rango de entre 3 y 30 ciclos de la forma de onda, dependiendo de la magnitud de la corriente de falla y el tipo de protección de sobrecorriente. [7]

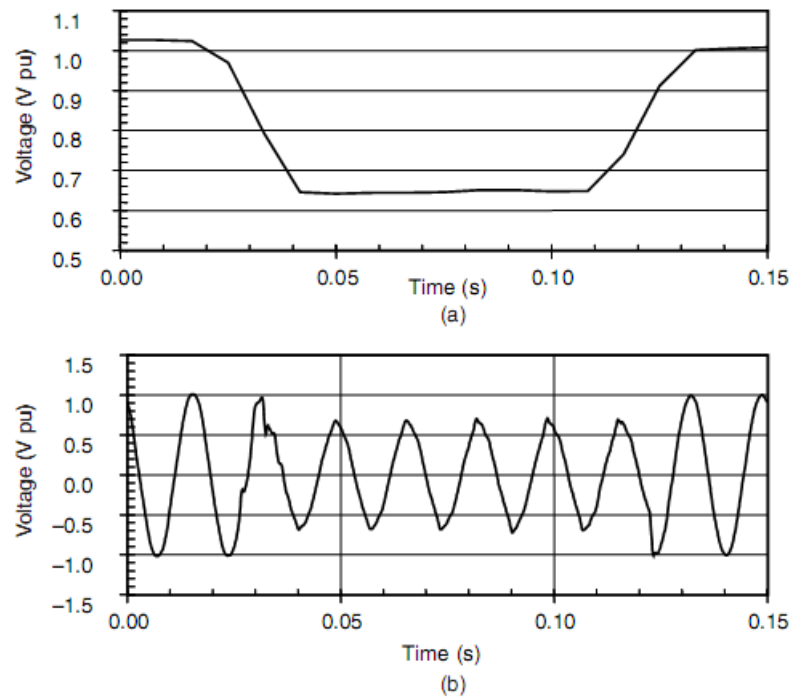


Figura 1.3. *Sag* de voltaje causado por una falla SLG. (a) Valor RMS del voltaje. (b) Forma de onda del voltaje. [7]

Además, está el hecho de que estas fallas no solamente provocan la caída en la magnitud del voltaje, sino que también producen un cambio en el ángulo de fase del mismo. Por lo tanto, convertidores basados en electrónica de potencia que dependan de la información del ángulo de fase para sus tiempos de disparo pueden quedar afectados por el cambio en el ángulo de fase. [15]

La figura 1.4 ilustra los efectos del arranque de un motor de gran potencia. Un motor de inducción alcanza entre seis y 10 veces su corriente nominal durante su arranque. Si la magnitud de corriente es grande en comparación con la corriente de falla disponible en el sistema en ese momento, el *sag* de voltaje puede ser significativo. En este caso, el voltaje cae inmediatamente a un 80 % y luego gradualmente retorna a su valor normal en alrededor

de tres segundos. Existe una diferencia de tiempo entre casos como este y el *sag* debido a una falla en el sistema.

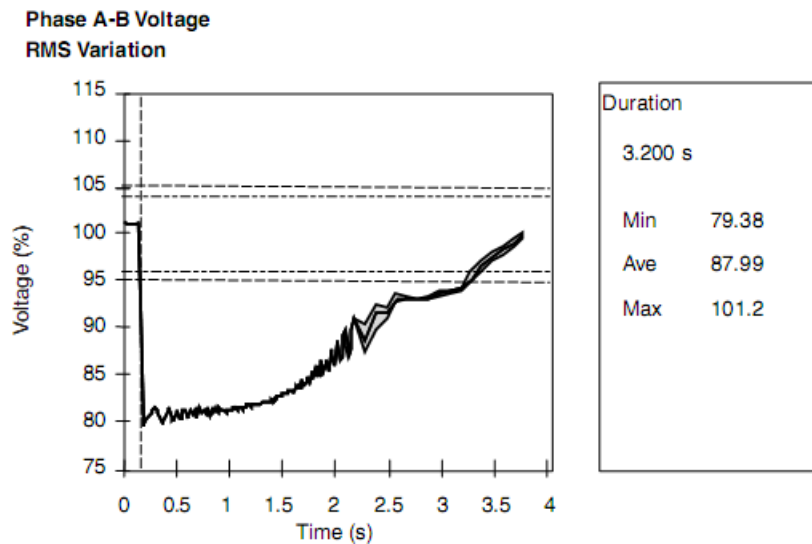


Figura 1.4. *Sag* de voltaje temporal causado por el arranque de un motor. [7]

La duración de los *sags* no ha sido definida claramente aún. La duración típica ha sido establecida en algunas publicaciones desde dos milisegundos (alrededor 1/10 de ciclo) hasta un par de minutos. Las subtensiones que duren menos de la mitad de un ciclo no pueden ser caracterizadas de manera efectiva, por tanto, estos eventos son considerados como transitorios. Las subtensiones que duren más de un minuto pueden ser controladas por equipos reguladores de voltaje y estar asociadas a otras causas además de fallas en el sistema, por lo que se clasifican en variaciones de larga duración.

La duración entonces de los *sags* se subdivide en tres categorías: instantáneas (de 0.5 a 30 ciclos), momentáneas (de 30 ciclos a tres segundos) y temporales (de tres segundos a un minuto). Estas categorías son también aplicables a los *swells*. Estas duraciones tienen la intención de corresponder a tiempos típicos de operación de dispositivos de protección, así como a la duración de divisiones recomendadas por las organizaciones técnicas internacionales.

Swells

Los *swells* son definidos como un incremento entre 1.1 y 1.8 pu del voltaje o la corriente rms a la frecuencia del sistema por duraciones desde 0.5 ciclos a un minuto. Como en el

caso de los *sags*, los *swells* están usualmente asociados a condiciones de fallas en el sistema, pero estos no son tan comunes como los *sags*.

Una de las formas en que puede ocurrir un *swell* es producto del aumento temporal del voltaje en las fases no falladas durante una SLG. La figura 1.5 ilustra un *swell* de voltaje causado por una SLG. Los *swells* pueden ser causados también por la desconexión de grandes cargas o la conexión de grandes bancos de capacitores. Están caracterizados por su magnitud (valor RMS) y duración.

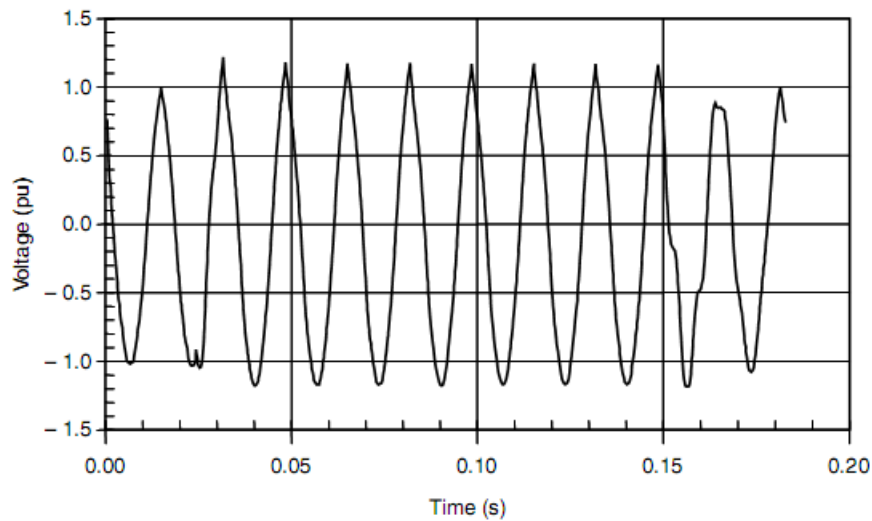


Figura 1.5. *Swell* de voltaje instantáneo causado por una falla SLG. [7]

La gravedad de un *swell* de voltaje durante una condición de falla es función de la ubicación de la falla, la impedancia del sistema y el estado de la puesta a tierra. En un sistema sin conexión a tierra, con una impedancia de secuencia cero infinita, los voltajes de fase en las fases sin conexión a tierra serán de 1.73 pu durante una SLG. En un sistema con conexión a tierra, cerca de la subestación habrá un pequeño o nulo aumento de voltaje en las fases no falladas porque el transformador de la subestación es usualmente conectado en delta-estrella, proporcionando una baja impedancia de secuencia cero al paso de la corriente de falla. Las fallas en diferentes puntos a lo largo de alimentadores de cuatro hilos con varias conexiones a tierra tendrán grados variables de *swells* de voltaje en las fases no falladas. [7]

Entre los efectos negativos que desencadenan se encuentran el daño a partes electrónicas en algunos dispositivos, la ruptura del aislamiento y sobrecalentamientos excesivos. [6]

Interrupciones

Se produce una interrupción cuando la tensión de alimentación o la corriente de carga disminuyen a menos de 0,1 pu durante un período de tiempo no superior a un minuto. Las interrupciones pueden ser el resultado de fallas en el sistema de potencia, fallas del equipo y mal funcionamiento del control. Las interrupciones se miden por su duración ya que la magnitud del voltaje es siempre inferior al 10 por ciento del nominal. La duración de una interrupción debida a un fallo en el sistema de servicio se determina por el tiempo de funcionamiento de los dispositivos de protección de los servicios públicos. El reenganche instantáneo limitará generalmente la interrupción causada por un fallo no permanente a menos de 30 ciclos. El reenganche retrasado del dispositivo de protección puede causar una interrupción momentánea o temporal. La duración de una interrupción debido a mal funcionamiento del equipo o conexiones sueltas puede ser irregular. Algunas interrupciones pueden estar precedidas por un hundimiento de voltaje cuando estas interrupciones se deben a fallos en el sistema de origen. El hundimiento de tensión ocurre entre el momento en que se inicia un fallo y el dispositivo de protección funciona. La figura 1.6 muestra una interrupción momentánea tal durante la cual el voltaje en una fase se hunde a aproximadamente 20 por ciento durante aproximadamente 3 ciclos y luego cae a cero durante aproximadamente 1,8 segundos hasta que el reconectador se cierra de nuevo. [7]

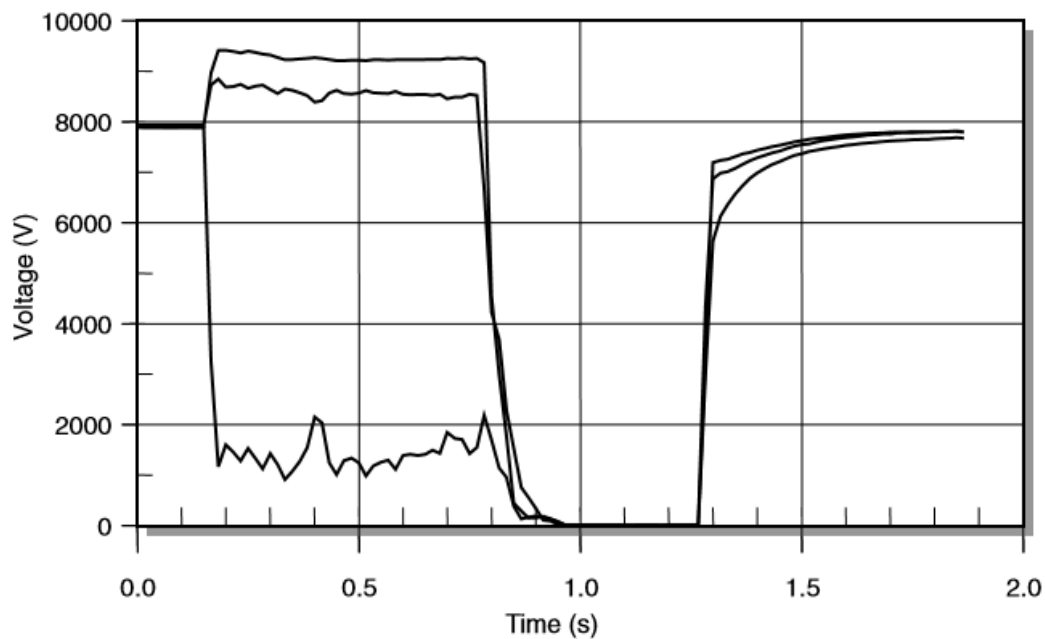


Figura 1.6. Voltajes de fase RMS para una interrupción momentánea debido a una falla y la subsecuente operación de recierre. [7]

1.3 Monitorización de problemas discretos de calidad de la energía

Para permitir que el resultado de cada uno de los programas de monitorización de eventos discretos de PQ sea analizado de forma efectiva y mantener la consistencia entre ellos, existen requerimientos básicos que necesitan ser cumplidos: métodos de medición, magnitudes eléctricas a medir y duración del estudio. [9]

1.3.1 Magnitudes eléctricas a medir y duración del estudio

En la mayor parte de las ocasiones, cuando se caracterizan problemas discretos de PQ, es suficiente la monitorización solamente de la señal de voltaje, ya que esta posibilita el análisis de transitorios, *sags* y *swells* que afectan a los clientes.

Para el estudio de estos fenómenos la duración requerida es una extensión significativa de tiempo (generalmente se toma un año como mínimo), debido a la baja probabilidad de los mismos. [7]

1.3.2 Métodos de medición

La norma IEC 61000-4-30 [4] especifica los requerimientos a tener en consideración para el proceso de medición y la exactitud requerida en las mediciones en sistemas de corriente alterna de 50/60 Hz. La norma define dos clases de instrumentos de medición:

1. Clase A, para mediciones donde se requiera una gran precisión y exactitud de los resultados, siendo apropiada para laboratorios u otras aplicaciones especiales.
2. Clase B, para mediciones donde no se requiera alta precisión y exactitud, apropiado para la mayoría de las mediciones de PQ (estudios, solución de problemas, caracterización de rendimiento, etc.).

La norma señala que la medición se realiza en base al voltaje RMS actualizado cada medio ciclo de la forma de onda ($V_{rms(1/2)}$) por cada canal de medición. [9]

En esta norma también se introduce el concepto de *aggregation*, usado en dos situaciones diferentes: la primera conocida como *time aggregation*, cuando múltiples mediciones asociadas a un mismo evento no son contadas en esas múltiples ocasiones, por ejemplo, múltiples *sags* de voltaje causados por operaciones de recierre se cuentan como un solo evento a la hora de evaluar su impacto en los usuarios y el sistema; [7] y la segunda

definida como *phase aggregation*, cuando se registran los valores de la fase más afectada para caracterizar un disturbio, por ejemplo, ante un *sag* desbalanceado, la fase de mayor magnitud será la usada para caracterizar dicho *sag*. [9]

1.4 Curvas de tolerancia a las variaciones de tensión

Las curvas de tolerancia a las variaciones de tensión, también conocidas como curvas de aceptabilidad de potencia, se grafican en planos de desviación de voltaje en por ciento contra tiempo de duración de la variación, normalmente expresado en segundos o en ciclos de la componente fundamental y en escala logarítmica.

Existen varias curvas de tolerancia de voltaje, pero la más ampliamente usada es la curva CBEMA (siglas en inglés de *Computer and Business Equipment Manufacturers Association*). Esta curva fue creada en la década de los 70 del pasado siglo con el propósito inicial de proporcionar una medida de la vulnerabilidad de los ordenadores centrales a los disturbios presentes en el sistema eléctrico de suministro. Sin embargo, su uso ha sido extendido también para dar una medida de la calidad de la energía para dispositivos de accionamiento eléctrico, cargas de estado sólido, así como otras cargas residenciales, comerciales e industriales. [9]

La figura 1.7 ilustra esta curva. Las líneas simbolizan la variación de tensión (ΔV) y representan el caso de tensión al valor nominal, mientras que los semiplanos $\Delta V < 0$ y $\Delta V > 0$ corresponden a las regiones de tensión inferior y superior al valor nominal respectivamente. La región entre los dos lados de la curva representa la zona de tolerancia dentro de la que se espera que los equipos electrónicos sensibles funcionen correctamente. Cuando la tensión se encuentra por debajo de esta zona, el equipo puede funcionar mal o interrumpirse su funcionamiento, mientras que cuando la tensión está por encima, además del mal funcionamiento del equipo, pueden producirse daños en el mismo. [16]

Esta curva fue modificada en 1996 y renombrada como ITI (siglas en inglés de *Information Technology Industry Council*), la cual surgió para equipos de computación de 120 V RMS y 60 Hz, aunque, al igual que su predecesora, se aplica para la evaluación general de PQ. [7] La figura 1.8 muestra dicha curva.

Ambas gráficas difieren en la manera que es presentada su región de aceptabilidad, ya que la curva CBEMA limita esta región mediante una curva, mientras que la ITI la limita mediante pasos. Ambas curvas han sido aceptadas como normas y publicadas en las versiones recientes IEEE 446 e IEEE 1100.

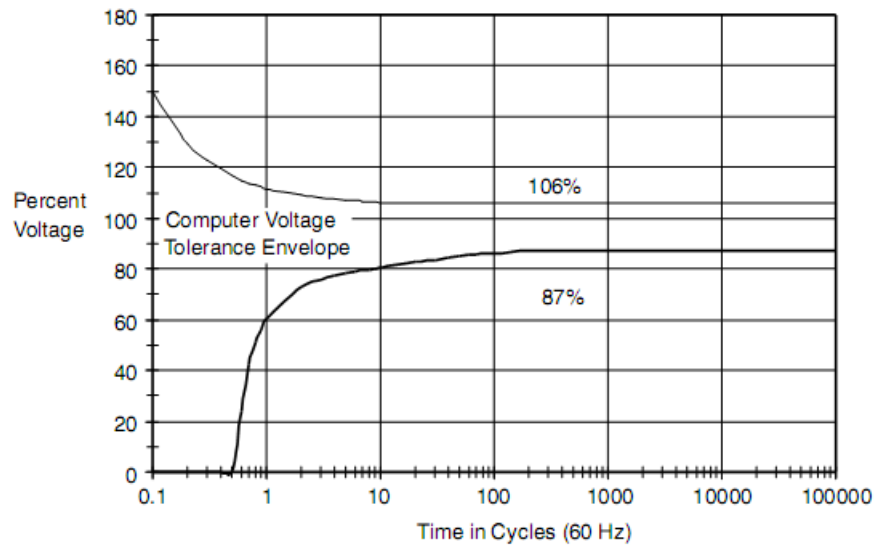


Figura 1.7. Curva CBEMA. [7]

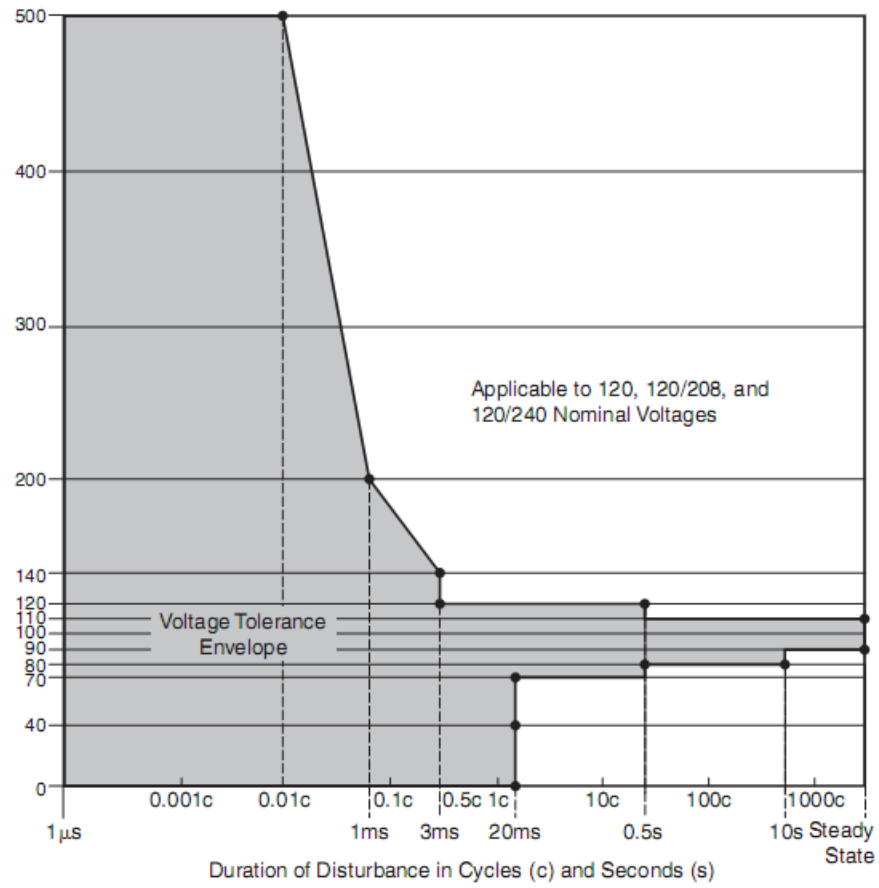


Figura 1.8. Curva ITI. [7]

CAPÍTULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS

Las caídas de tensión y las interrupciones son problemas relacionados con la calidad de la energía. Ambas son usualmente el resultado de fallas en el sistema de potencia y acciones de conmutación para aislar las secciones averiadas. Se caracterizan por variaciones de tensión RMS fuera del rango normal de funcionamiento de los voltajes. Una caída de tensión es una reducción de corta duración (normalmente de 0,5 a 30 ciclos) en el voltaje RMS causado por fallos en el sistema de potencia y el arranque de grandes cargas, como los motores. Las interrupciones momentáneas (típicamente no más de 2 a 5 s) causan una pérdida completa de voltaje y son un resultado común de las acciones tomadas por los servicios públicos para borrar fallas transitorias en sus sistemas. Las interrupciones sostenidas de más de 1 min se deben generalmente a fallos permanentes. [3]

El estudio de estos parámetros es muy importante hoy en día, debido a que los clientes de todos los sectores (residencial, comercial e industrial) tienen cargas más sensibles, y su impacto es realmente considerable para la economía. En este capítulo se esboza la metodología para caracterizar estos fenómenos, que se basa en técnicas estadísticas y la cuantificación de la susceptibilidad del equipo.

2.1 Técnicas estadísticas

Dentro de las principales técnicas estadísticas para la caracterización efectiva de estos fenómenos están los histogramas de probabilidad y la estimación puntual y por intervalo.

2.1.1 Variables aleatorias discretas

Previo a establecer la definición de variable aleatoria discreta, resulta inminente tratar los términos de experimento aleatorio y espacio muestral. Un experimento se considera

aleatorio cuando no se puede predecir con toda exactitud su resultado antes de realizarlo. Por su parte, un espacio muestral no es más que el conjunto de todos los posibles resultados de un experimento aleatorio.

Teniendo en consideración lo anterior, se define una variable aleatoria como una función definida en un espacio muestral dado que toma valores en un conjunto de números reales.

En general, las variables aleatorias pueden ser discretas o continuas. Las discretas solo toman un número finito de posibles valores, mientras que las continuas pueden tomar un número infinito de valores en todo el conjunto de los números reales o en un intervalo de este. [17] El presente estudio se constituye a partir del trabajo con variables aleatorias discretas.

2.1.2 Media y desviación estándar de variables aleatorias discretas

Media

El valor esperado o media es la medida de tendencia central de uso más frecuente. Suponiendo un resultado de n mediciones o datos de un determinado parámetro, las que se denotan por $x_1, x_2, \dots, x_n$, su promedio, denotado como $\bar{x}$, viene dado por:

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (2.1)$$

Si se repitieran algunas de estas mediciones, como, por ejemplo: n_1 es el número de datos con valor x_1 , n_2 es el número de datos con valor x_2 , ... n_k es el número de datos con valor x_k , resultando:

$$n = n_1 + n_2 + \dots + n_k \quad (2.2)$$

La expresión del promedio quedaría:

$$\bar{x} = \frac{n_1 x_1 + n_2 x_2 + \dots + n_k x_k}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n n_i x_i}{n} \quad (2.3)$$

Pero conociendo que la frecuencia relativa de un resultado se define como el número de veces que aparece dicho resultado entre el número total de pruebas:

$$f_i = \frac{n_i}{n} \quad (2.4)$$

La expresión 2.3 resulta:

$$\bar{x} = \sum_{i=1}^n f_i x_i \quad (2.5)$$

Por otro lado, según la definición de probabilidad, es posible tomar la frecuencia relativa como una medida de la probabilidad de ocurrencia de un evento específico, cuando el número de pruebas es relativamente alto y existe estabilidad en el valor de las frecuencias; por lo que sustituyendo las frecuencias f_i por los valores de probabilidad:

$$\sum_{i=1}^n p_i x_i = p_1 x_1 + p_2 x_2 + \dots + p_k x_k \quad (2.6)$$

Esta suma da una medida de la tendencia central del conjunto de valores x_i y se conoce como valor esperado o media de la variable.

Desviación típica o estándar

La desviación típica o estándar se expresa a través de la siguiente ecuación: [18]

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}} \quad (2.7)$$

2.1.3 Histogramas de probabilidad

Los histogramas de probabilidad son gráficos de barras para representar las variables aleatorias. [19]

Pero para realizar la representación gráfica de dichas variables primeramente se requiere la construcción de tablas de frecuencia. Para ello se divide el conjunto n de observaciones de la variable $x_1, x_2, \dots, x_n$, en clases, delimitadas en intervalos que dependen del problema en cuestión. Una vez confeccionadas las clases, los datos pueden ser distribuidos en frecuencias absolutas, que se define como el número de datos del conjunto original que pertenecen a una clase i .

Para la construcción del gráfico, se llevan al eje horizontal los intervalos de las clases y se levantan sobre estos rectángulos o barras que tengan un área igual a la frecuencia absoluta

correspondiente. O sea, la clase i con amplitud a_i de su intervalo y frecuencia absoluta n_i tendrá un rectángulo de base a_i y altura $\frac{n_i}{a_i}$. Considerando una misma amplitud a para todas

las clases, entonces la altura de cada rectángulo será $\frac{n_i}{a}$. [17]

Un histograma es también un estimado de la distribución de probabilidad de una variable obtenida a partir de un conjunto de observaciones. [19]

2.1.4 Estimación puntual y por intervalo de la media y la desviación estándar

A menudo, se requiere el estudio de un conjunto de objetos homogéneos respecto a cierto índice cualitativo o cuantitativo que caracteriza a estos objetos. En ocasiones se puede realizar una investigación total, es decir, se examina cada uno de los objetos del conjunto respecto al índice que interesa. Pero en la mayoría de las situaciones esto no es posible, porque el conjunto es muy grande o infinito, o, por ejemplo, porque el estudio lleva implícito un conjunto considerable de gastos materiales o la destrucción del objeto de estudio. En estos casos se escogen fortuitamente del total un número limitado de objetos y se someten los mismos al estudio. A este subconjunto se le llama conjunto muestral o simplemente muestra y se asocia con el conjunto general o población del cual se extrae.

El problema de la estimación de los parámetros de una población consiste en aplicar métodos por medio de los cuales se calculan los parámetros de la muestra de manera que sean significativamente confiables para extenderlos a la población.

La mayoría de las distribuciones de probabilidad dependen de cierto número de parámetros. En el caso específico de la distribución normal, esta depende de la media poblacional μ y la desviación estándar poblacional σ . Salvo que estos parámetros se conozcan, deben estimarse a partir de los datos.

Básicamente, se distinguen dos tipos de estimaciones: la estimación puntual y la estimación por intervalo. [20]

El objetivo de la estimación puntual es usar una muestra para obtener un valor que sea el que mejor represente el verdadero valor del parámetro, es decir, que tenga el menor error de estimación.

Una primera propiedad deseable en los estimadores es que sea insesgado, lo que significa que su distribución de probabilidad muestral siempre estará centrada en el valor verdadero del parámetro que estima; y la segunda propiedad importante es que, una vez insesgado, el estimador posea la menor varianza. El estimador resultante es conocido como estimador insesgado de varianza mínima (M V U E, siglas en inglés de *minimum variance unbiased estimator*).

En una muestra aleatoria con distribución normal, la media muestral es el M V U E de μ , y se calcula según la ecuación 2.1.

Aunque la desviación estándar muestral no es un estimador insesgado de σ , puede usarse para la estimación si n es suficientemente grande, determinándose por la ecuación 2.7

Debido a la variabilidad del muestreo, la estimación puntual puede sustituirse por un intervalo de valores factibles para el parámetro, lo que se denomina estimación por intervalo o intervalo de confianza. [21]

Sea θ el parámetro a estimar de una población, se toma entonces una muestra de dicha población y se halla un intervalo aleatorio $I(x)$ tal que:

$$\text{Prob}\{\theta \in I(x)\} = 1 - \alpha \quad (2.8)$$

A $(1 - \alpha)$ se le conoce como nivel de confianza de la estimación, y se dice que $I(x)$ es un intervalo de confianza del $(1 - \alpha)100\%$ o una estimación por intervalo con un nivel de confianza de $(1 - \alpha)$. [17]

Para determinar el intervalo de confianza para los parámetros desconocidos μ y σ de una población con distribución normal se tiene, para el primer caso, que:

$$\bar{x} - \frac{S}{\sqrt{n}} t_{\frac{\alpha}{2}, n-1} \leq \mu \leq \bar{x} + \frac{S}{\sqrt{n}} t_{\frac{\alpha}{2}, n-1} \quad (2.9)$$

Donde:

$t_{\alpha/2, n-1}$: valor crítico de la distribución t con orden $\alpha/2$ y $n - 1$ grados de libertad

Para el segundo caso:

$$\sqrt{\frac{s^2(n-1)}{\chi^2_{\frac{\alpha}{2}, n-1}}} \leq \sigma \leq \sqrt{\frac{s^2(n-1)}{\chi^2_{\frac{\alpha}{2}, n-1}}} \quad (2.10)$$

Donde:

$\chi^2_{\alpha/2, n-1}$: valor crítico de la distribución ji cuadrada con orden $\alpha/2$ y $n - 1$ grados de libertad [21]

2.1.5 Distribución de probabilidad normal de Gauss

El modelo de probabilidad normal de Gauss es el de mayor aplicación en el campo de las estadísticas y las probabilidades. Entre sus grandes ventajas están:

1. La función de densidad probabilística (PDF, siglas en inglés de *probability density function*) normal puede modelar el comportamiento de muchos procesos de la vida práctica.
2. Los procesos que no siguen un comportamiento normal pueden ser aproximados a este mediante la combinación de funciones de distribución normales con apropiadas media y desviación estándar.
3. Los métodos de estimación basados en modelos normales generalmente conducen a modelos lineales de soluciones menos complejas matemáticamente.
4. La suma de muchos eventos aleatorios independientes tiene una distribución normal, lo cual se conoce como el teorema del límite central.

Una variable aleatoria X distribuida normalmente es descrita por la siguiente PDF:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad (2.11)$$

El punto máximo de la PDF normal se alcanza cuando $x = \mu$, y está dada por:

$$f(\mu) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \quad (2.12)$$

Por su parte, la función de distribución acumulada (CDF, siglas en inglés de *cumulative distribution function*) de dicha variable se determina como:

$$F(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \int_{-\infty}^x \exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right] dx \quad (2.13)$$

La figura 2.1 muestra ambas funciones para un modelo normal.

En una distribución normal, los valores de mayor probabilidad se encuentran alrededor de la media y la probabilidad de un valor decrece exponencialmente con el incremento de la distancia entre dicho valor y la media.

El área total bajo la curva de la PDF es la unidad. Por su parte, el área bajo esta propia curva delimitada por una desviación estándar a cada lado del valor medio ($\mu \pm \sigma$) es 0.6827, el área delimitada por dos desviaciones estándar a cada lado del valor medio ($\mu \pm 2\sigma$) es 0.9545 y el área delimitada por tres desviaciones a cada lado del valor medio ($\mu \pm 3\sigma$) es 0.9973. [19] A estas expresiones se les llama comúnmente propiedades de las tres σ . [17]

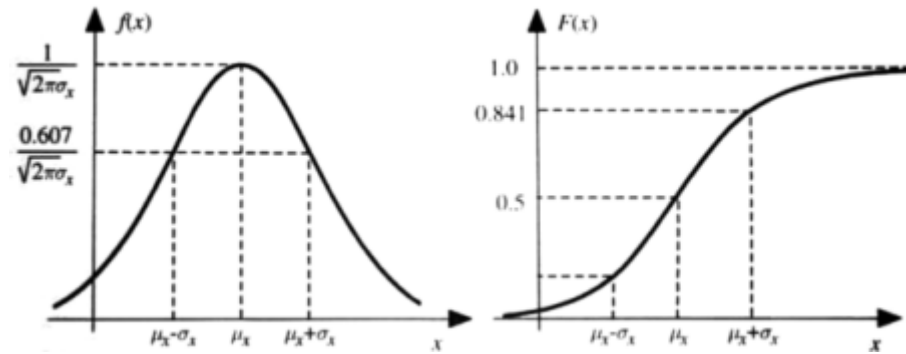


Figura 2.1. Funciones de densidad probabilística y de distribución acumulada de Gauss.

[19]

2.2 Cuantificación de la susceptibilidad de los equipos a problemas discretos de calidad de la energía

Las cargas pertenecientes a los usuarios finales, en general, pueden verse afectadas por eventos de corta duración. Prácticamente todas las condiciones de hundimiento de tensión (*sags*) duran al menos 4 o 5 ciclos (a menos que el fallo sea eliminado por un fusible limitador de corriente). Por lo tanto, uno de los métodos más comunes para cuantificar la susceptibilidad del equipo a las pérdidas de voltaje es usando un gráfico de magnitud-duración. En el capítulo anterior se hizo mención a las curvas CBEMA y ITI las cuales limitan con una región sombreada las zonas donde las interrupciones, *sags* y *swells* no son menos perjudiciales para el equipamiento sensible. Por lo tanto, las cargas típicas probablemente se apagarán cuando el voltaje esté por debajo de la curva ITI. [3]

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Introducción

Con el propósito de caracterizar el estado de la PQ mediante técnicas estadísticas se realizó una recopilación de las lecturas de varios dispositivos ION durante el año 2016 y los primeros cuatro meses del 2017.

El capítulo muestra, en primer lugar, la caracterización de las interrupciones correspondientes a los datos de la provincia de Villa Clara y posteriormente, el análisis de los *sags/swells* correspondientes a Sancti Spiritus actuando según lo señalado por las normas IEC.

3.2 Interrupciones

A continuación, se presentan los resultados de analizar los datos correspondientes a las interrupciones de distribución primaria, secundaria y de servicio. Empleando tablas y gráficos de barras se muestra el comportamiento de las interrupciones en cada uno de los circuitos antes mencionados.

3.2.1 Caracterización de las mediciones

La figura 3.1 presenta las interrupciones de distribución primaria del año 2016 con un total de 465 eventos. Como se aprecia claramente la mayor incidencia de interrupción fueron las voluntarias, asociadas a mantenimientos, operación y emergencias, seguidas de las relacionadas a falsos contactos y árboles. Causando un menor impacto, con menos de 10

ocurrencias, destacan las causadas por equipos, rayos, falla en nivel inferior, otros agentes medioambientales.

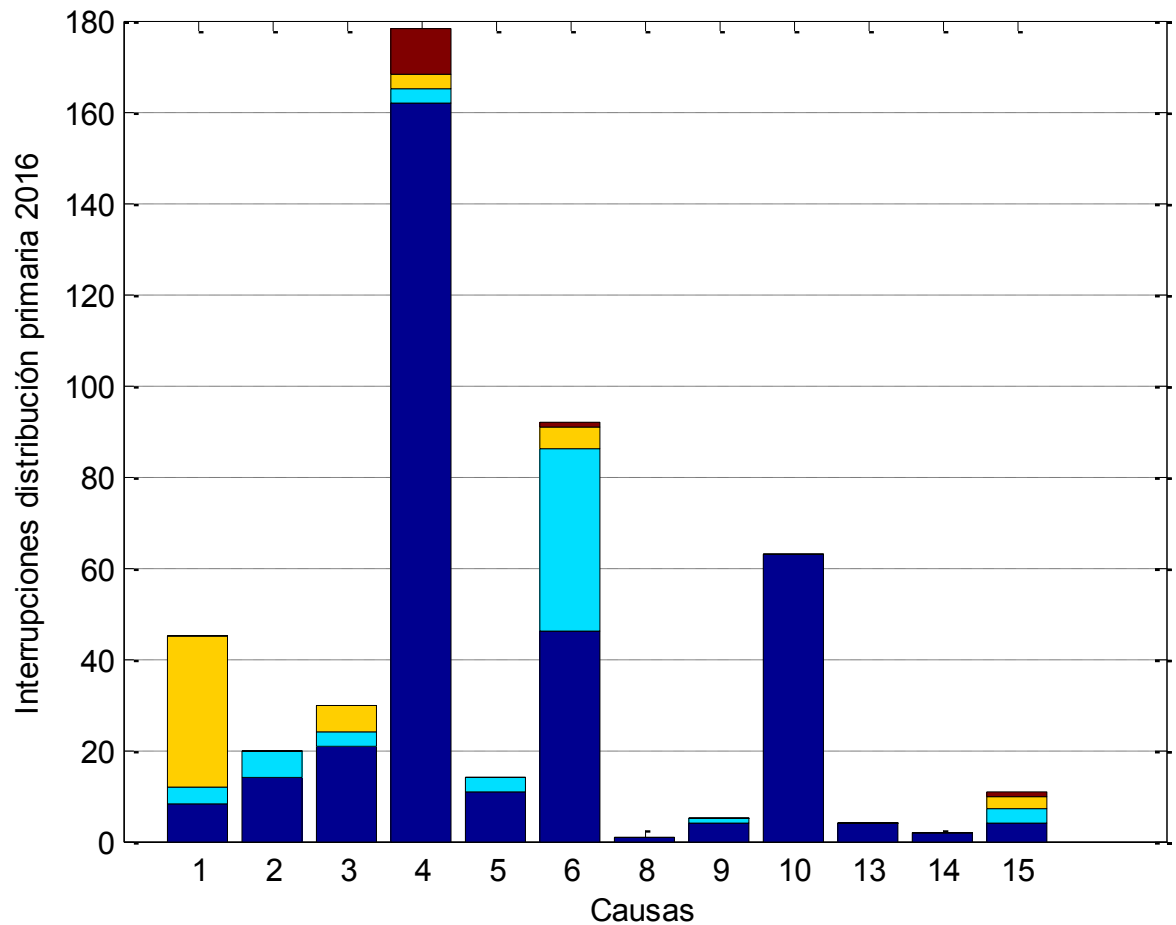


Figura 3.1 Interrupciones de distribución primaria 2016

La tabla 3.1 ofrece la relación de las causas y subcausas asociadas a las interrupciones de distribución primaria en el año 2016, indicando la nomenclatura de las causas correspondientes a el eje inferior de la figura 3.1 y presentando las subcausas asociadas a cada una de ellas.

Tabla 3.1. Interrupciones de distribución primaria 2016

N.º	Causas	Subcausas
1	voluntarias	Mantenimiento
		Operación
		Emergencias
2	Estructuras	Poste partido
		Poste caído
3	Secundario de los transformadores de distribución	Dañado
		Corrosión
		Aislador pasado
4	Conductor	Conductor en mal estado
		Sobrecarga
		Tensión mecánica inadecuada
		Amarra suelta
5	Cruce y herrajes	Cruceta partida
		Corrosión en herrajes
6	Falso contacto	Puentes con grampos
		Puentes con Empalmes
		Drop outs
		Terminales
8	Equipos	Drop Outs
9	Rayos	Impacto directo sobre elementos de las redes
		Valores altos de resistividad del terreno
10	Árbol	
13	Falla en nivel inferior	Interrupciones redes tensión inferior
14	Otros agentes medioambientales	
		Tormentas
15	Agentes externos	Tránsito
		Equipos tecnológicos
		Público, papalotes, animales, pencias, etc.
		Derrumbes

La figura 3.2 indica el comportamiento de las interrupciones en las líneas de distribución primarias del año 2016, de las cuales se obtuvo una media anual de 38,75 interrupciones destacando los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre como los más afectados y para los primeros cuatro meses el promedio fue 28 interrupciones.

Si se comparan los datos de la figura 3.3 correspondiente a las interrupciones registradas en los primeros cuatro meses del año 2017 con una media de 45,75 y los del 2016 notamos un aumento de 48,8% del total de interrupciones.

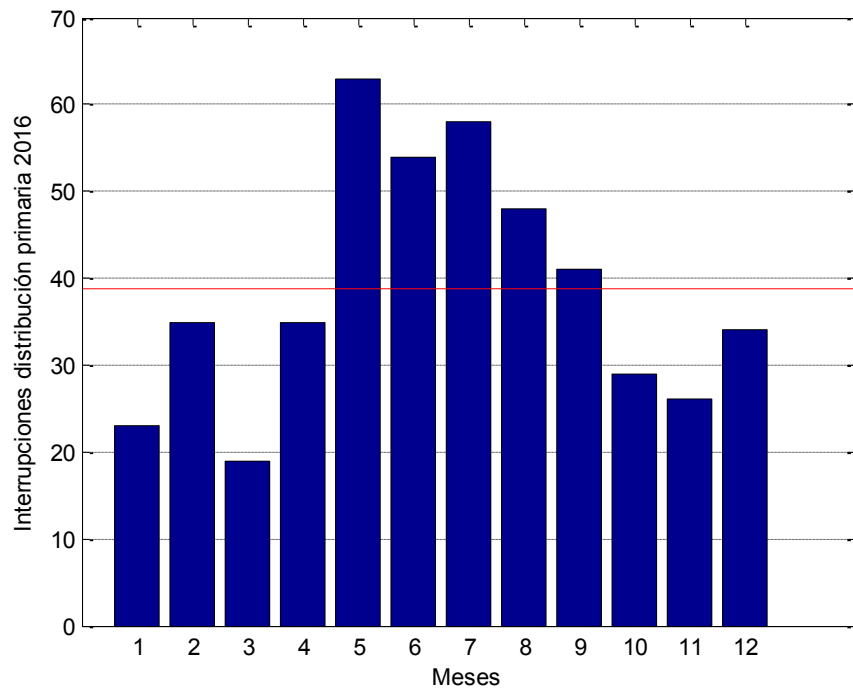


Figura 3.2 Interrupciones de distribución primarias anuales del 2016

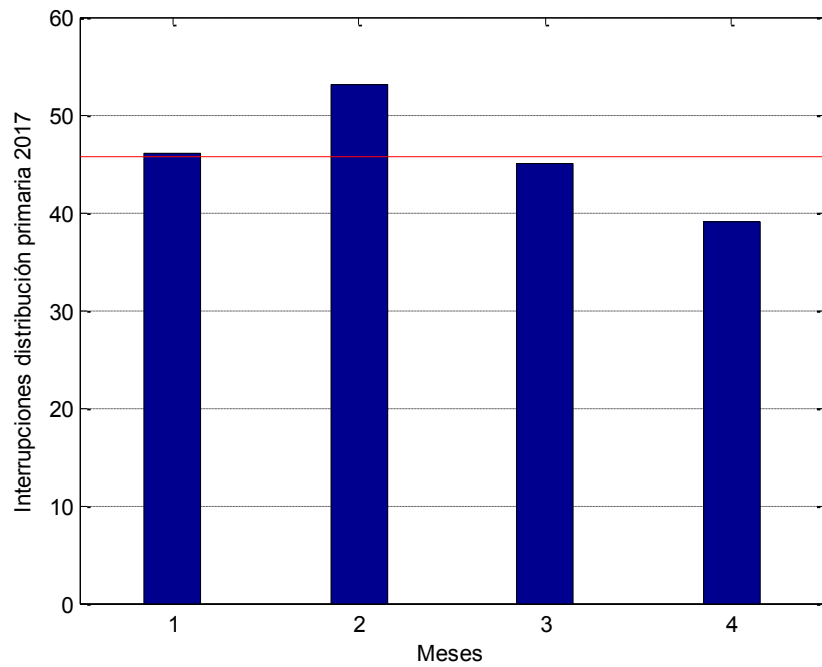


Figura 3.3 Interrupciones de distribución primarias 2017

La figura 3.4 y la tabla 3.2 muestran el comportamiento de las 6694 interrupciones de distribución secundaria del año 2016, así como sus principales causas y subcausas respectivamente. Sobresalen la incidencia más de 3000 falsos contactos detectados en puentes con grampas, puentes con empalmes, bajantes de transformadores, drop outs, terminales y otros equipos y con niveles inferiores a las 100 interrupciones se encuentran las asociadas a estructura, crucetas y herrajes, Aterramiento, Neutro y Shield, Otros agentes medioambientales y cables de potencia aislados.

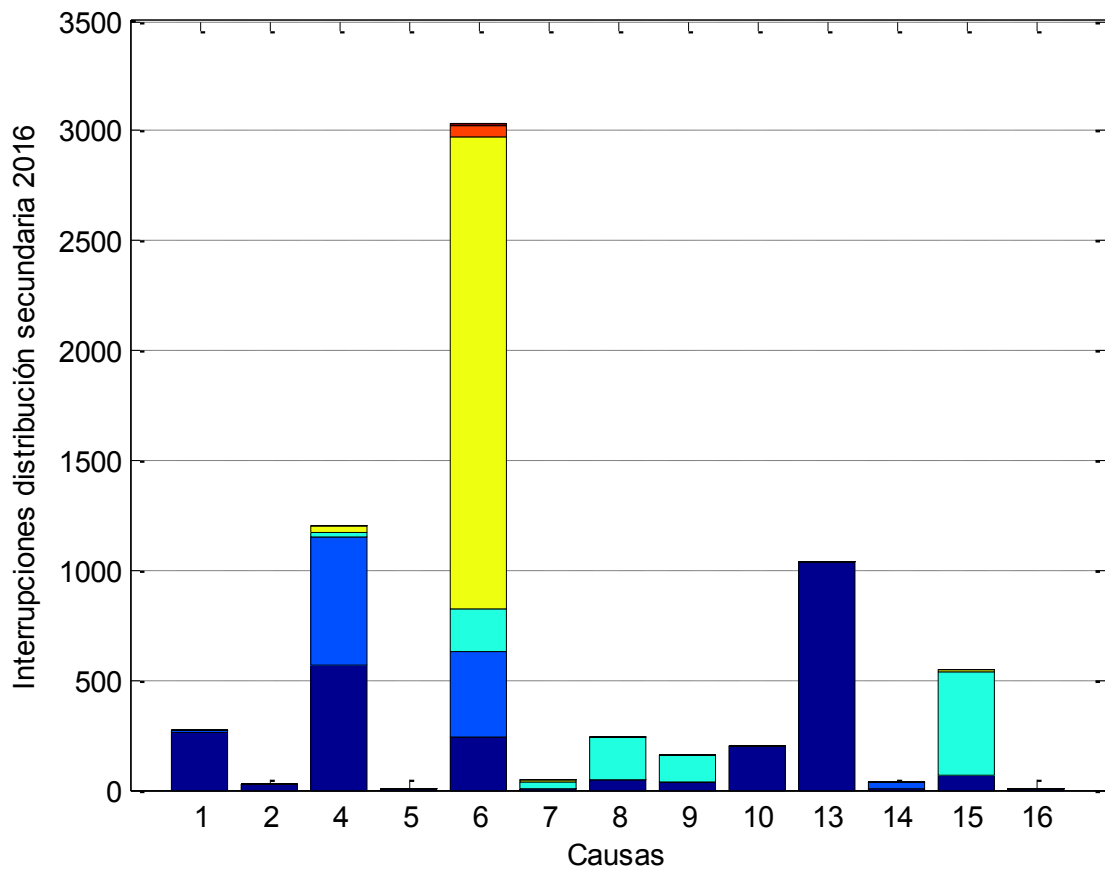


Figura 3.4 Interrupciones distribución secundaria 2016

Tabla 3.2. Interrupciones distribución secundaria 2016

N.º	Causas	Subcausas
1	Voluntaria	Mantenimiento
		Operación
		Condiciones de Tensión
		Trabajos planificados ajenos
		Trabajos de rehabilitación de redes
2	Estructura	Poste partido
		Poste caído
		Tensores o anclas
		Tocón
4	Conductor	Conductor en mal estado
		Sobrecarga
		Tensión mecánica inadecuada
		Amarra suelta
5	Crucetas y herrajes	Cruceta partida
		Corrosión en cruceta
6	Falso contacto	Puentes con grampas
		Puentes con Empalmes
		Bajantes transformadores
		Drop outs
		Terminales
		Otros equipos
7	Aterramiento, Neutro y Shield	Bajante a tierra partido sobre las fases
		Neutro partido sobre las fases
		Neutro abierto
		Falso contacto en bajante a tierra
8	Equipos	Drop Outs
		Pararrayos
		Transformadores
		Fusibles
9	Rayos	Impacto directo sobre elementos de las redes
		Shield partido o inexistente
		Valores altos de resistividad del terreno
10	Árboles	
13	Falla en nivel inferior	Interrupciones redes tensión inferior
14	Otros agentes medioambientales	Inundaciones
		Tormentas
15	Agentes externos	Tránsito
		Equipos tecnológicos
		Público, papalotes, animales, pencas, etc.
		Derrumbes
		Quema de caña
		Daños maliciosos
16	Cables de potencia aislados	Falso contacto (empalmes y terminaciones)

Como se puede apreciar el índice de interrupciones de la figura 3.5 (Interrupciones de distribución secundaria 2017) se corresponde casi de forma proporcional a los datos de la figura 3.4, con un total de 1875 interrupciones permaneciendo una mayor frecuencia las asociadas a falsos contactos con 890 eventos, 253 falla en nivel inferior y 388 en los conductores.

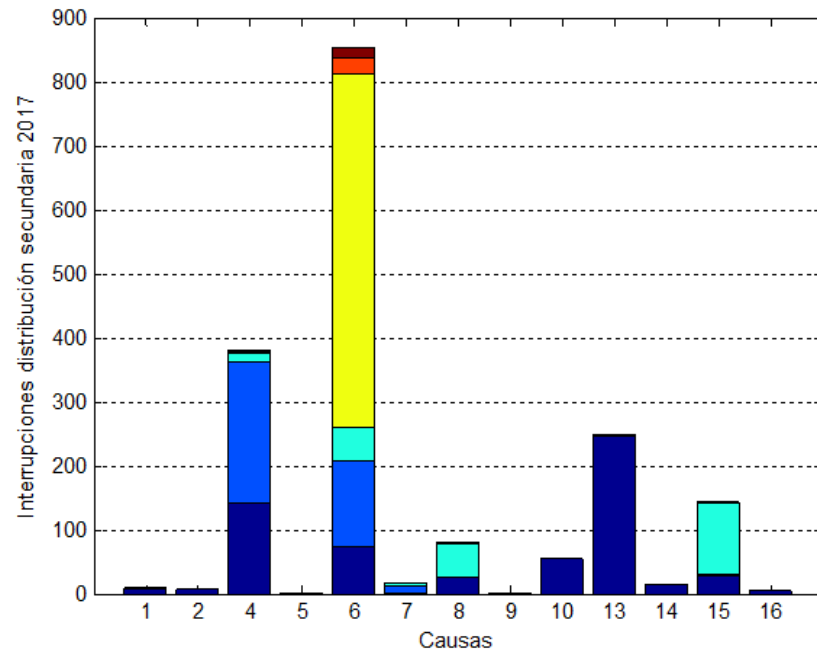


Figura 3.5 Interrupciones distribución secundaria 2017

Paralelo a los registros anuales de distribución primaria del 2016 los datos de la figura 3.6 guardan igual relación en cuanto a los meses más afectados con un promedio anual de 566,1667 interrupciones y para los primeros cuatro meses el valor correspondiente es de 481,5, el cual, comparando con los registros del 2017 hasta esa fecha, figura 3.7, con una media de 453,5 notamos una pequeña disminución en estos valores de 5,82%.

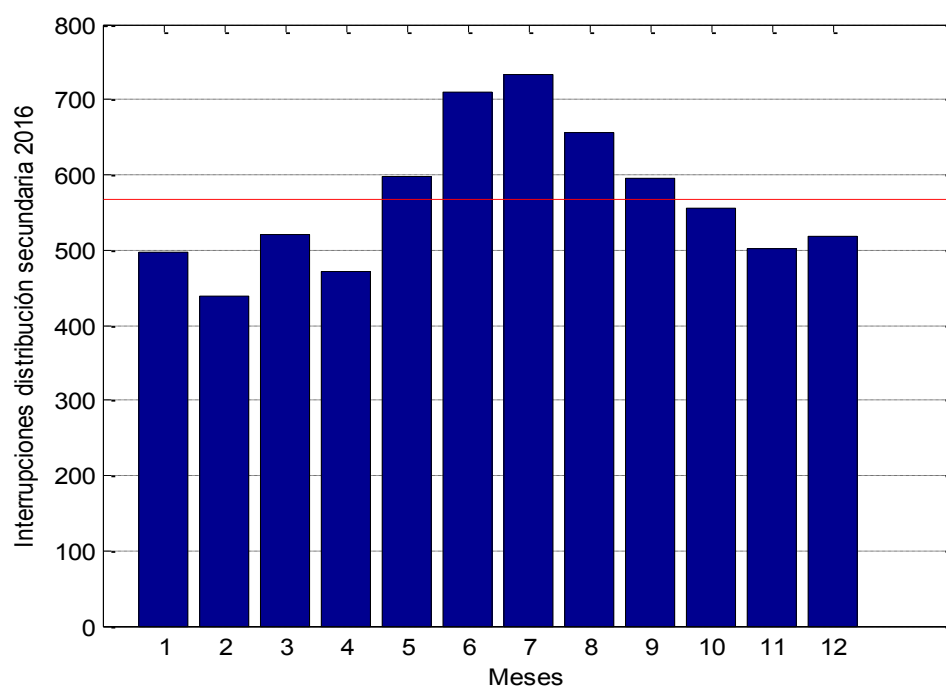


Figura 3.6 Interrupciones anuales de distribución secundaria del 2016

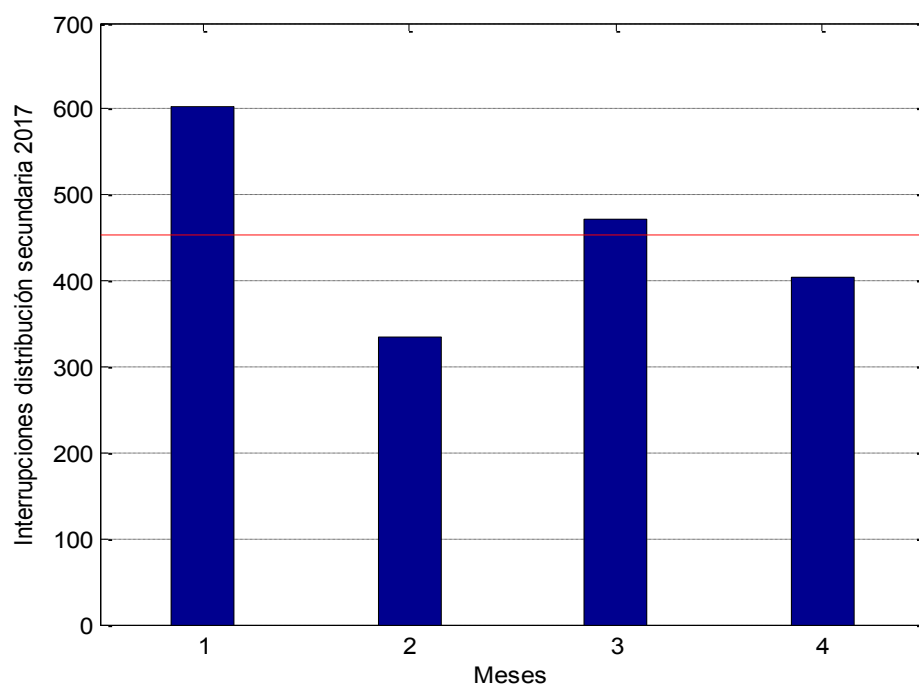


Figura 3.7 Interrupciones de distribución secundaria 2017

La figura 3.8 corresponde a las interrupciones de servicio en órganos estatales del año 2016 con una media anual de 2361,83 interrupciones, comportándose de forma relativamente estable en cuanto a sus valores ya que los índices de afectaciones mensuales oscilan entre aproximadamente 2120 y 2630 interrupciones.

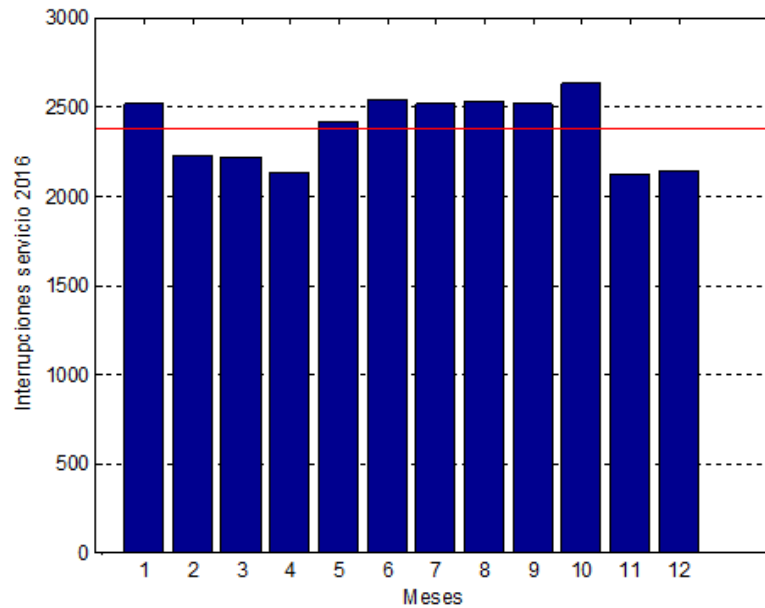


Figura 3.8 Interrupciones anuales de servicio 2016

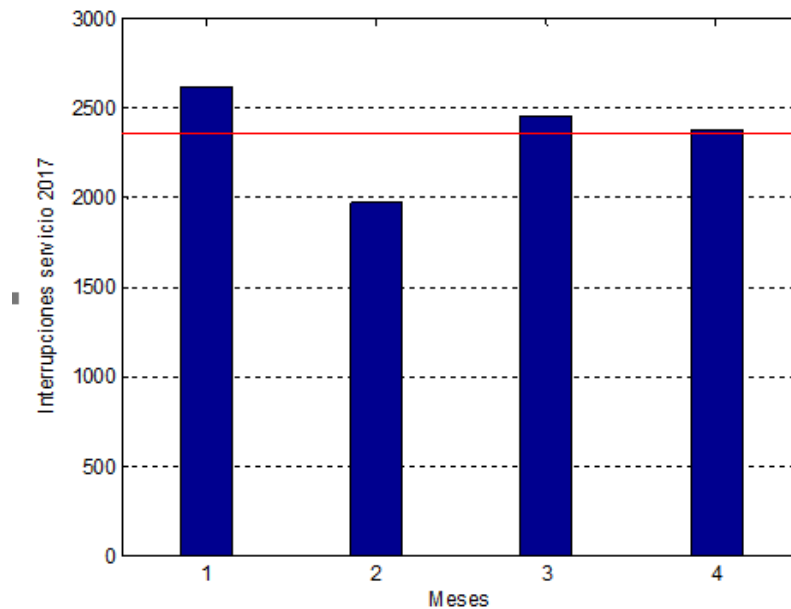


Figura 3.9 Interrupciones de servicio 2017

En la figura 3.10 se ofrecen una panorámica sobre el comportamiento de las interrupciones de servicio que haciéndose corresponder a los datos de la tabla 3.3 nos muestran que un gran porcentaje de estas están asociados a falsos contactos, falla en nivel inferior y en conductores.

Tabla 3.3 Interrupciones de servicio 2016

N.º	Causas	Subcausas
1	Voluntario	Mantenimiento
2	Estructura	Apoyo o asfalta
		Otros daños
4	Conductor	Sobrecarga
		Acometida dañada
		Acometida inadecuada
		Entrada/salida de corriente
6	Falso contacto	Acometida
		Metro contador
8	Equipos	Transformadores de corriente
		Metro contador
9	Rayos	Impacto directo sobre elementos de las redes
		Valores altos de resistividad del terreno
10	Árboles	
13	Falla en nivel inferior	Interrupciones fallas del cliente
15	Agentes externos	Tránsito
		Equipos tecnológicos
		Público, papalotes, animales, pencas, etc.
		Derrumbes
		Armas de fuego y explosiones
		Quema de caña
		Daños maliciosos
16	Cables de potencia aislados	Falla de aislamiento
		Falso contacto (empalmes y terminaciones)
		Sobrecarga
		Otros factores externos

De igual forma la figura 3.11 refleja que en los registros de los primeros cuatro meses del año 2017 predominan las interrupciones debido a falsos contactos, falla en nivel inferior y en conductores.

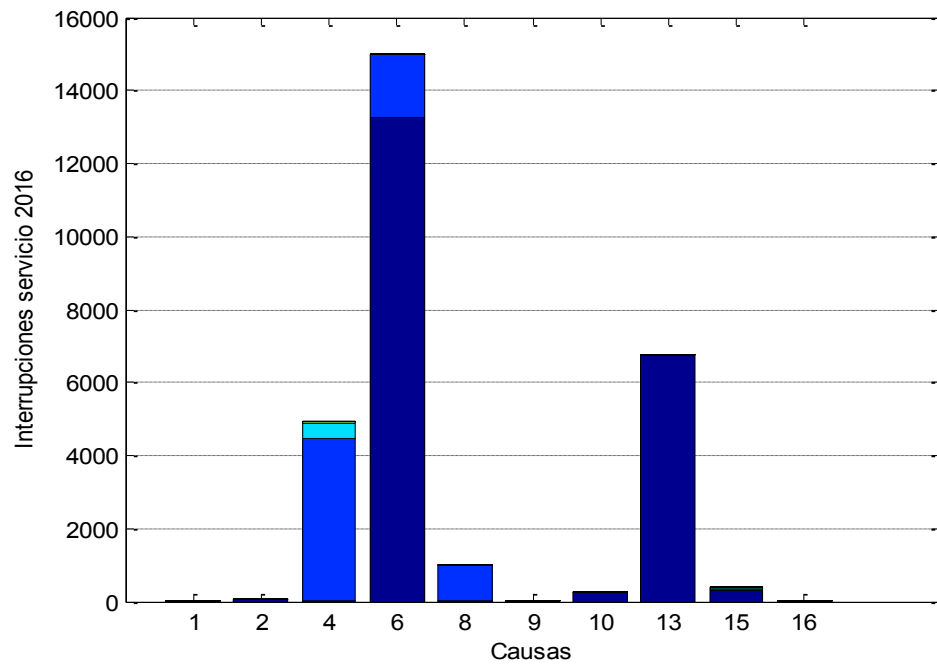


Figura 3.10 Interrupciones de servicio 2016

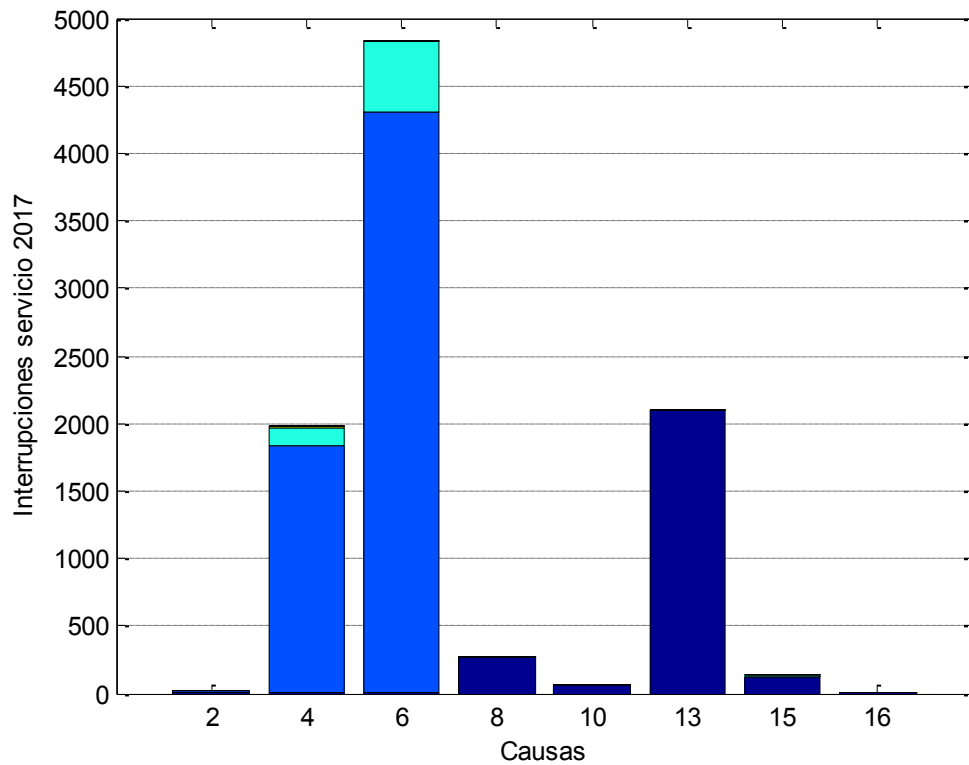


Figura 3.11 Interrupciones de servicio 2017

3.3 Variaciones de tensión (*Sags/ Swells*)

Como bien se refleja en el histograma de la figura 3.12 la ocurrencia de *swells* en el 2016 fue baja, mientras que predominó la ocurrencia de *sags* con valores entre 80 y 90% con aproximadamente 49 eventos.

La figura 3.13 muestra un histograma de función de densidad probabilística contra magnitud de los *sags*, los valores de mayor probabilidad se encuentran alrededor de la media representada por la línea verde y con un valor aproximado de 0,7253 pu, reiterándose el predominio de los *sags* que se encuentra entre el 80 y 90%. Las líneas rojas indican un nivel de confianza entre el 5 y el 95% de que los parámetros analizados se hallen entre 0,23 y 0,89 pu en base a su voltaje nominal.

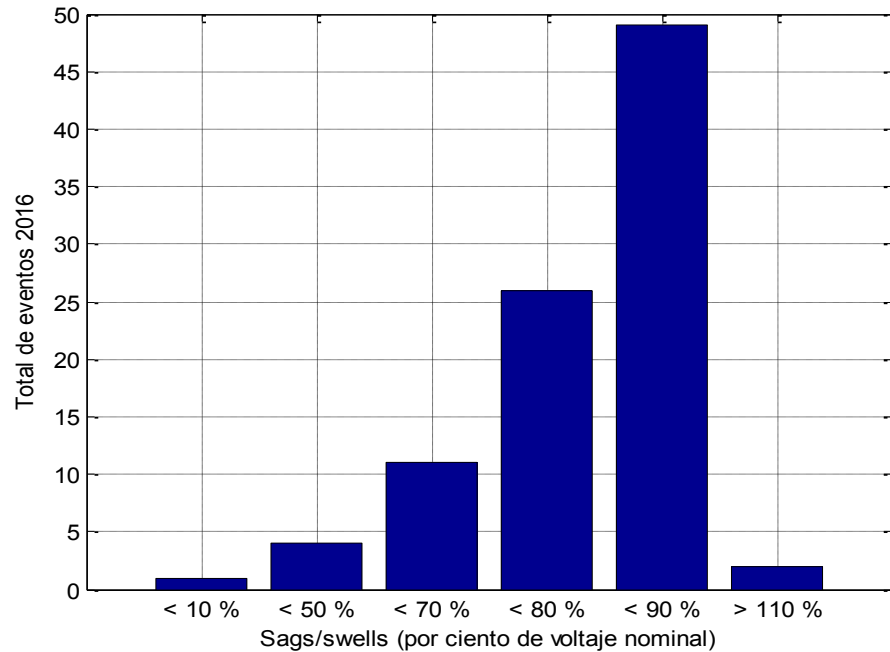


Figura 3.12 Histograma de total de eventos (% de voltaje nominal)

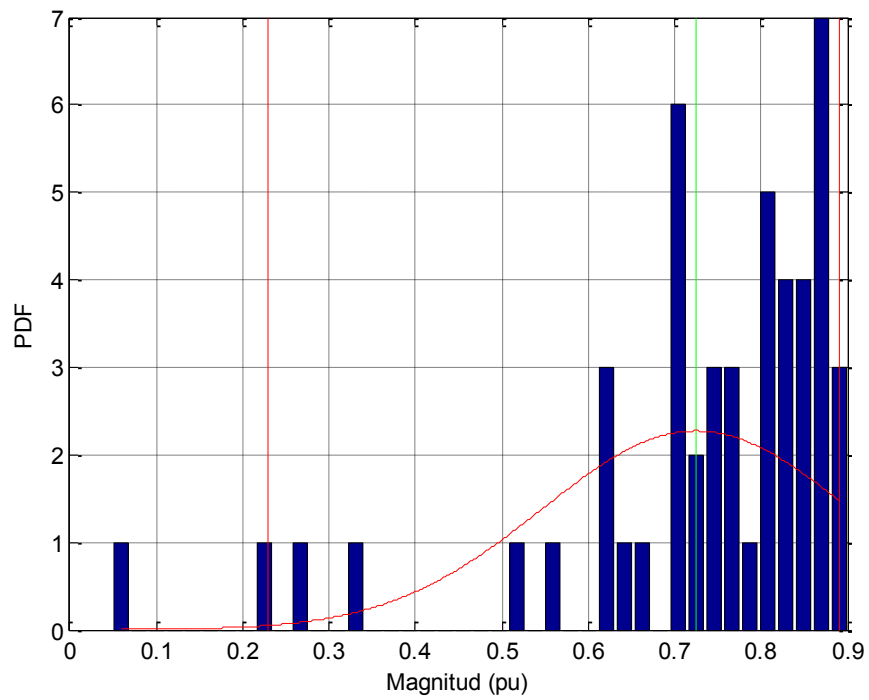


Figura 3.13 Función de densidad probabilística contra magnitud (pu)

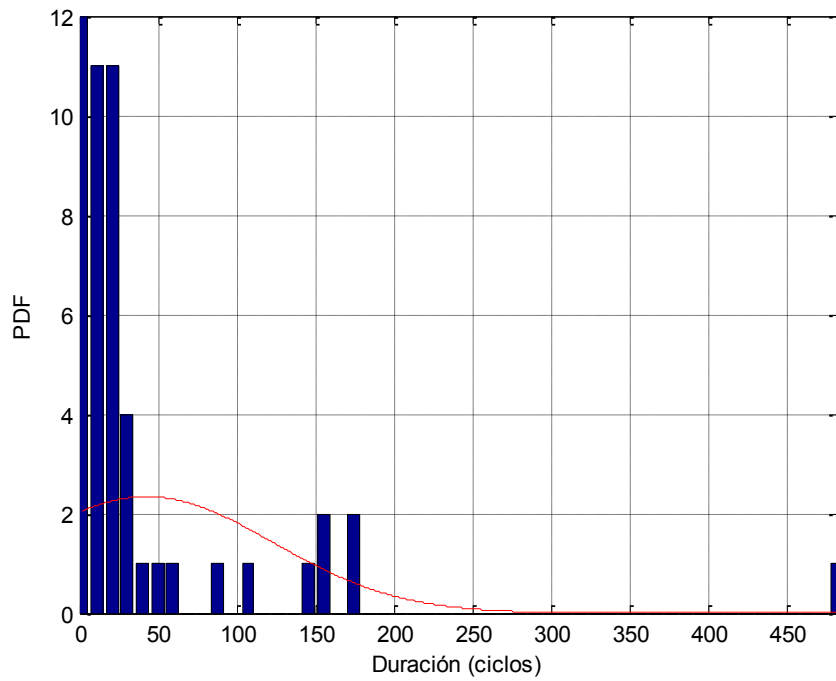


Figura 3.14 Función de densidad probabilística y duración (ciclos)

El análisis de la figura 3.14 muestra que la mayor incidencia de *sags* presentaron tiempos de duración inferiores a los 8.3 ms. Para obtener una mejor idea se presenta la figura 3.15, que ilustra la distribución de probabilidad de Gauss de estas magnitudes, donde se destacan los valores de probabilidad de entre 5 y 95% con valores de 1.5 y 171 respectivamente o su equivalente 25 ms y 2.83 segundos.

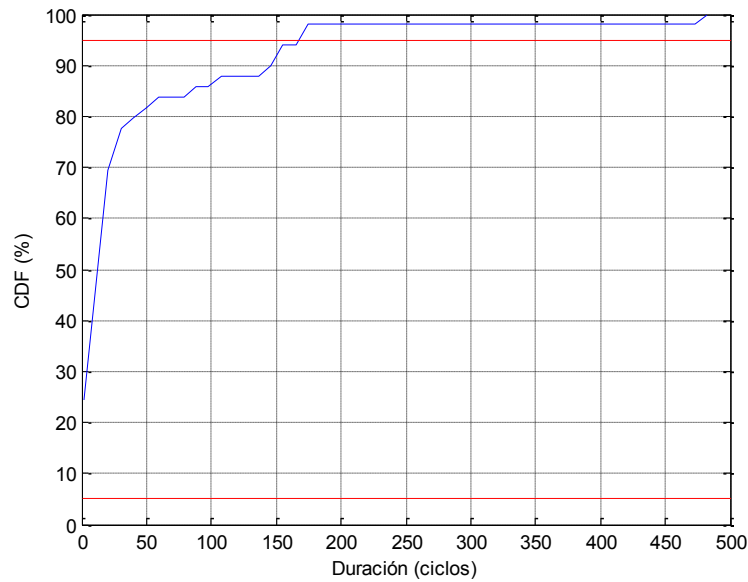


Figura 3.15 CDF de la duración por ciclos.

En la figura 3.16 se representa la curva ITI, los puntos son una representación de los *sags* y *swells*. Los que se encuentran dentro o próximos a la región de tolerancia a las variaciones de voltaje sin duda alguna son los menos perjudiciales a los equipos sensibles quedando alrededor de siete eventos de esta naturaleza que constituyeron un peligro eminente a dichos equipos debido a la duración de los mismos.

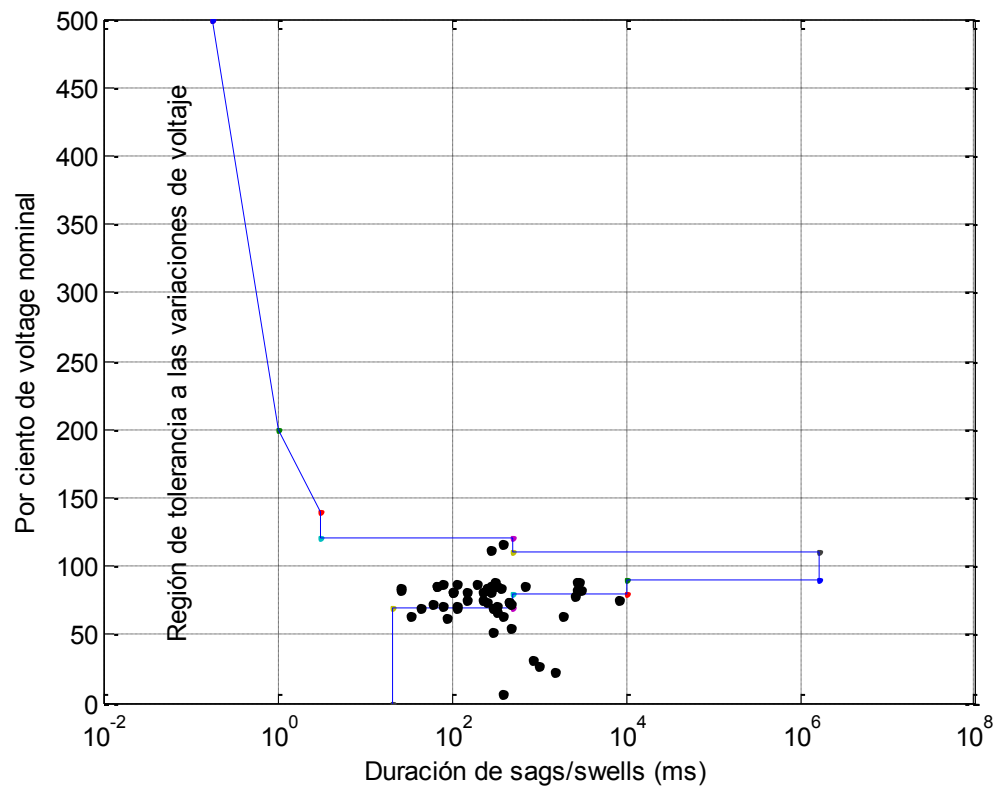


Figura 3.16 Curva ITI.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- 1 Los parámetros discretos que afectan la calidad de la energía son las interrupciones, los *sags* y los *swells*, asociados generalmente a fallas en el sistema y en dependencia de su duración y magnitud pueden llegar a ser más o menos perjudiciales para cargas sensibles.
- 2 Las principales técnicas estadísticas para la caracterización efectiva de estos fenómenos son los histogramas de probabilidad y la estimación puntual y por intervalo; técnicas que nos permite agrupar, asociar y tomar muestras para clasificar y caracterizar estos fenómenos.
- 3 Los resultados de la simulación en el MatLab® de las mediciones disponibles prueban la efectividad y seguridad de técnicas estadísticas para evaluar y caracterizar los parámetros discretos de la calidad de la energía. Resaltando los meses de verano como los de mayor registro de interrupciones y el predominio de *sags* con amplitudes próximos a los 80 y 90% de sus valores nominales.

Recomendaciones

- 4 Aprovechar el máximo las propiedades y la amplia gama de mediciones que pueden realizar los dispositivos que se encuentran instalados en nuestras redes de distribución con el fin de tener una mejor visión de el estado y comportamiento de la calidad de la energía.

- 5 Crear una base de datos donde queden registrados los distintos eventos que acontecen en las redes de distribución con la finalidad de realizar la caracterización de cada uno de ellos e incluso servir como material de estudio en próximas investigaciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Biswal B., Biswal M., Mishra S., and Jalaja R. "Automatic Classification of Power Quality Events Using Balanced Neural Tree". *IEEE Trans. Ind. Electron.* Vol. 61, N° 1, p. 521-530. ISSN: 0278-0046. DOI: 10.1109/TIE.2013.2248335, 2014.
- [2] Valtierra M., Romero R. J., Osornio R. A., and Garcia A. "Detection and Classification of Single and Combined Power Quality Disturbances Using Neural Networks". *IEEE Trans. Ind. Electron.* Vol. 61, N° 5, p. 2473-2482. ISSN: 0278-0046. DOI: 10.1109/TIE.2013.2272276, 2014.
- [3] Singh B., and Arya S. R. "Back-Propagation Control Algorithm for Power Quality Improvement Using DSTATCOM". *IEEE Trans. Ind. Electron.* Vol. 61, N° 3, p. 1204-1212. ISSN: 0278-0046. DOI: 10.1109/TIE.2013.2258303, 2014.
- [4] IEC. *Electromagnetic Compatibility - Part 4: Testing and Measurements Techniques - Section 30: Power Quality Measurement Methods*, IEC 61000-4-30, 2003.
- [5] Salmerón P., Herrera R. S., Pérez A., and Prieto J. "New Distortion and Unbalance Indices Based on Power Quality Analyzer Measurements". *IEEE Trans. Power Del.* Vol. 24, N° 2, p. 501-507. ISSN: 0885-8977. DOI: 10.1109/TPWRD.2009.2013378, 2009.
- [6] S. Kumar, "Power Quality Issues and its Mitigation Techniques", M.S. dissertation, a. Dept. Elect. Eng., Nac. Inst. of Tech. Rourkela, Orissa, 2014.
- [7] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso, and H. W. Beaty, *Electrical Power a. System Quality*, 2nd ed. McGraw - Hill, 2004.
- [8] M. Alam, and M. Gain, "Power Quality Problems and Solutions: an Overview", *Int. J. of Science and Research (IJSR)*, vol. 3, pp. 1024-1030, Oct. 2014.

- [9] H. M. S. Chandana, "Power Quality Data Management and Reporting Methodologies", Ph.D. dissertation, Sch. of Elect., Comp. and Telec. Eng., Wollongong Univ., Wollongong, 2008.
- [10] Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE Standard 1159, 1995.
- [11] J. Arrillaga, and N. R. Watson, Power System Harmonics, 2nd ed. John Wiley & Sons, 2003.
- [12] A. Barona, "Minimización de los Efectos de las Perturbaciones Eléctricas en los Procesos Industriales", Tesis de Máster, Universidad Pontificia de Comillas, Madrid, 2008.
- [13] Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ranges, ANSI Standard C84.1, 2006.
- [14] J. V. Milanovic and Y. Zhang, "Global Minimization of Financial Losses Due to Voltage Sags with FACTS Based Devices". IEEE Trans. Power Del., vol.25, no. 1, pp. 298-306, Jan.2010.
- [15] S. Kamble and CH. Thorat, "Characteristics Analysis of Voltage Sag in Distribution System using RMS Voltage Method". ACEEE Int. J. on Electrical and Power Engineering, vol. 03, No. 01, Feb 2012.
- [16] IEEE Std 1346-1998, IEEE Recommended practice for evaluating electric power system compatibility with electronic process equipment, New York, IEEE, 1998.
- [17] C. W. Guerra, E. Menéndez, R. Barrero, y E. Egaña, Estadística. La Habana: Pueblo y Educación, 1987.
- [18] L. M. Hernández, A. Del Castillo, A. Bofill, y R. Pons, Probabilidades. La Habana: Pueblo y Educación, 1988.
- [19] S. V. Vaseghi, Advanced Digital Signal Processing and Noise Reduction, 4th ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2008.
- [20] R. E. Walpole, R. H. Myers, y S. Myers, Probabilidades y estadística para ingenieros, 6ta ed. Ciudad de México: Prentice Hall Hispanoamericana, 2008.

- [21] Devore, J. L. *Probability and Statistics for Engineering and the Sciences*, 8th ed. Boston: Brooks/Cole, Cengage Learning, 2012. 769 p. p 239-299, 468-522. ISBN: 978-0-538-73352-6.

ANEXOS

Anexo I Nomenclador de causas

Id Causa	Causa
1	Voluntarias
2	Estructuras
3	Secundario de los transformadores de distribución
4	Conductor
5	Crucetas y Herrajes
6	Falso contacto
7	Aterramiento, Neutro y Shield
8	Equipos
9	Rayos
10	Árboles
13	Falla en nivel inferior
14	Otros agentes medioambientales
15	Agentes externos
16	Cables de potencia aislados

Anexo II Nomenclador de Subcausas

Id Causa	Id_Subcausa	Subcausas
1	1	Mantenimiento
1	1	Pararrayos inadecuados
1	2	Operación
1	2	Pararrayos Explotados
1	3	Emergencias
1	3	Sin pararrayos
1	4	Déficit de capacidad
1	4	Bajante a tierra partido
1	5	Condiciones de Tensión
1	5	Alto valor de resistencia de aterramiento

1	6	Trabajos planificados propios
1	7	Trabajos planificados ajenos
1	8	Trabajos de rehabilitación de redes
2	1	Poste partido
2	2	Poste caído
2	3	Tensores o anclas
2	4	Tocón
2	5	Apoyo o asfalda
2	6	Otros daños
3	1	Dañado
3	1	CC del Secundario
3	2	Corrosión
3	2	Acometida
3	3	Aislador pasado
3	3	Consumidor
3	4	Tránsito
3	5	Arboles
3	6	Otros
4	1	Conductor en mal estado
4	1	Aislamiento
4	2	Sobrecarga
4	2	Bushing
4	3	Tensión mecánica inadecuada
4	3	Bajo nivel de aceite
4	4	Calibre inadecuado
4	4	Falso contacto
4	5	Amarra suelta
4	5	Cambia Taps
4	6	Acometida dañada
4	6	Otros
4	7	Acometida inadecuada
4	8	Entrada/salida de corriente
5	1	Cruceta partida
5	1	Salina
5	2	Corrosión en cruceta
5	2	Industrial
5	3	Falta de apriete de aisladores
5	3	Agrícola
5	4	Corrosión en herrajes
5	4	Otros
5	5	Otros daños
5	6	Avión dañado
6	1	Puentes con grampas

6	1	Bajo tensión
6	2	Puentes con Empalmes
6	2	Oscilaciones mantenidas
6	3	Bajantes transformadores
6	4	Drop outs
6	5	Terminales
6	6	Entrada/salida de corriente
6	7	Acometida
6	8	Metro contador
6	9	Otros equipos
7	1	Bajante a tierra partido sobre las fases
7	1	Tránsito (caída de poste)
7	2	Neutro partido sobre las fases
7	2	Derrumbe
7	3	Neutro abierto
7	3	Tormentas
7	4	Falso contacto en bajante a tierra
7	4	Otros
7	5	Shield partido sobre las fases
8	1	Interruptores o recerradores
8	2	Drop Outs
8	3	Otros Desconectivos
8	4	Pararrayos
8	5	Transformadores
8	6	Transformadores de Potencial
8	7	Transformadores de corriente
8	8	Capacitores
8	9	Barras
8	10	Baterías
8	11	Fusibles
8	12	Relevadores
8	13	Reactores
8	14	Reguladores de tensión
8	15	Compresores
8	16	Desconectivos en parte secundaria de SE's
8	17	Metro contador
9	1	Impacto directo sobre elementos de las redes
9	2	Bajante a tierra abierto o inexistente
9	3	Shield partido o inexistente
9	4	Valores altos de resistividad del terreno
11	1	Mala coordinación
11	2	Calibración o ajuste incorrecto
11	3	Operación incorrecta de la DAF

11	4	Operación defectuosa de telecomandos
11	5	Operación incorrecta de interruptores
11	6	Error del personal
11	7	No operación del Recierre
11	8	Desbalance
12	1	Fallas provocadas en un nivel de voltaje superior
12	2	Operación de la DAF
12	3	Operación de la DAV
12	4	Operación de la ACA
13	1	Interrupciones redes tensión inferior
13	2	Interrupciones fallas del cliente
14	1	Inundaciones
14	2	Contaminación salina
14	3	Contaminación química-industrial
14	4	Otros tipos de contaminación
14	5	Tormentas
15	1	Tránsito
15	2	Equipos tecnológicos
15	3	Público, papalotes, animales, pencas, etc.
15	4	Derrumbes
15	5	Armas de fuego y explosiones
15	6	Incendios
15	7	Quema de caña
15	8	Daños maliciosos
16	1	Falla de aislamiento
16	2	Daño mecánico
16	3	Falso contacto (empalmes y terminaciones)
16	4	Contaminación
16	5	Humedad
16	6	Rayo
16	7	Sobrecarga
16	9	Animales
16	10	Tránsito
16	11	Otros factores externos