



**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN
ESP**

Unidad Centro de Excelencia Técnica Normalización
y Laboratorios

GM-13

Guía Metodológica: Análisis de calidad de la potencia en redes de distribución

EPM-UCET-NYL-GM-13

Agosto 2019

Elaboración, Revisión y Aprobación

Actividad	Tema	Nombre
Elaboró	Guía Metodológica: Análisis de calidad de la potencia en redes de distribución	Consultoría Colombiana S.A
	Revisó	José Daniel Acosta Moreno
	Aprobó	Mónica Rueda Aguilar

Requeridores

Destinatario	Cargo	No. de Copias
Johan Sebastián Higuera Higuera	Profesional Gestión Proyectos e Ingeniería	1
Gabriel Jaime Romero Choperena	Profesional Gestión Proyectos e Ingeniería	1

Revisiones

Revisión	Fecha dd/mm/aaaa	Descripción de la revisión
01	25/09/2019	Versión inicial

© Copyright: Empresas Públicas de Medellín ESP. No está permitida su reproducción por ningún medio impreso, fotostático, electrónico o similar, sin la previa autorización escrita del titular de los derechos reservados.

CONTENIDO

1	OBJETO	7
2	ALCANCE.....	8
3	DOCUMENTOS DE REFERENCIA	9
4	DEFINICIONES	10
5	CONSIDERACIONES GENERALES	13
6	PERTURBACIONES DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA.....	14
6.1	VARIACIONES DE TENSIÓN EN ESTADO ESTABLE	14
6.2	HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN (SAGS)	14
6.3	ELEVACIONES DE TENSIÓN (SWELL)	15
6.4	VARIACIONES DE TENSIÓN DE LARGA DURACIÓN.....	16
6.4.1	Subtensiones.....	16
6.4.2	Sobretensiones.....	17
6.5	DESBALANCE DE TENSIÓN	17
6.6	FLICKER	17
6.7	INTERRUPCIONES DE CORTA DURACIÓN.....	18
6.8	INTERRUPCIONES DE LARGA DURACION.....	19
6.9	ARMÓNICOS DE TENSIÓN	20
6.10	ARMÓNICOS DE CORRIENTE.....	20
6.11	VARIACIONES DE FRECUENCIA	21
6.12	SOBRETENSIONES TRANSITORIAS	21
6.12.1	Transitorios de impulso.....	21
6.12.2	Transitorios oscilatorios	22
6.12.3	Factor de potencia.....	23
7	EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA.....	24
7.1	EVALUACIÓN DE LAS VARIACIONES DE TENSIÓN EN ESTADO ESTABLE	24
7.2	EVALUACION DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN (SAGS).....	24
7.3	EVALUACION DE LAS ELEVACIONES DE TENSIÓN (SWELLS).....	24
7.4	EVALUACIÓN PARA INTERRUPCIONES DE CORTA DURACIÓN	25
7.5	EVALUACION PARA INTERRUPCIONES DE LARGA DURACION.....	25
7.6	EVALUACION DE INTERRUPCIONES SOSTENIDAS	26
7.7	EVALUACIÓN PARA SUBTENSIONES	26
7.8	EVALUACIÓN PARA SOBRETENSIONES	26
7.9	EVALUACIÓN PARA DESBALANCE DE TENSIÓN.....	26

7.10	EVALUACIÓN DE PARPADEOS O FLICKERS.....	28
7.11	EVALUACION DE ARMONICOS DE TENSION	28
7.12	EVALUACION DE ARMONICOS DE CORRIENTE	29
7.13	EVALUACION DE VARIACIONES DE FRECUENCIA.....	31
7.14	EVALUACION DE FACTOR DE POTENCIA	31
7.15	EVALUACION DE TRANSITORIOS IMPULSIVOS.....	32
7.16	EVALUACION DE TRANSITORIOS OSCILATORIOS.....	33
8	DEFICIENCIAS EN LA CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA	34
9	CORRECCION DE LAS PERTURBACIONES.....	35

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Perturbaciones de calidad de la potencia [11]	14
Tabla 2 Valores de referencia de variaciones de frecuencia [11]	21
Tabla 3 Valores de referencia para cumplimiento en desbalance de tensión	27
Tabla 4 Valores de referencia de Plt [11]	28
Tabla 5 Valores de referencia de THD [7]	29
Tabla 6 Valores límites de distorsión de corriente TDD para sistemas desde 120 V hasta 69 kV [7]	30
Tabla 7 Rango de valores para cumplimiento del factor de potencia	32
Tabla 8 Valores de referencia para valores cresta en sobretensiones transitorias	33
Tabla 9 Valores de referencia para valores cresta en sobretensiones transitorias	33

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Hundimiento de tensión (Sags) [11]	15
Figura 2 Elevación de tensión (Swells) [11]	16
Figura 3 Fluctuaciones de tensión [9]	18
Figura 4 Interrupción de corta duración [9].....	19
Figura 5 Transitorio típico de impulso generado por una descarga eléctrica atmosférica [9]	22
Figura 6 Transitorio oscilatorio generado por la energización de bancos de condensadores [9]	23



1 OBJETO

Establecer los criterios para el análisis y evaluación de la calidad de la potencia eléctrica en redes de distribución de energía eléctrica del Grupo EPM, de conformidad con lo requerido en el RETIE y las normas técnicas aplicables.

2 ALCANCE

La presente guía metodológica está enmarcada en los aspectos y criterios a considerar en cuanto al análisis y evaluación de la calidad de la potencia eléctrica en redes de distribución de energía, en los niveles de tensión de 120 V, 208 V, 240 V, 7,62 kV, 13,2 kV, 34,5 kV y 44 kV de EPM.

En este contexto, para el diseño de redes de distribución se requiere definir, de acuerdo con los requerimientos establecidos en el marco regulatorio vigente, los límites admisibles para:

- El contenido de armónicos en redes aéreas y subterráneas de distribución de energía.
- Las exigencias regulatorias con respecto a frecuencia, tensión y factor de potencia.
- Las fluctuaciones de tensión (picos y caídas).

3 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- [1] Ministerio de Minas y Energía, Resolución No 9 0708, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), Bogotá Colombia, agosto 30 de 2013.
- [2] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Documento CREG-017, Calidad de la potencia, marzo 8 de 2005, Colombia.
- [3] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Documento CREG-025, Por la cual se establece el Código de Redes como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, julio 13 de 1995, Colombia.
- [4] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Documento CREG-024, Por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de distribución de Energía Eléctrica, abril 26 de 2005, Colombia.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Documento CREG-070, Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, mayo 28 de 1998, Colombia.
- [6] IEC Standard, IEC 61000-4-15, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 15: Flickermeter – Functional and design specifications, 2003.
- [7] IEEE Standard, IEEE 519-2014, IEEE Recommended practice and requirements for harmonic control in electric, New York USA, 2014.
- [8] IEEE Standard, IEEE 1100-2005, IEEE Powering and grounding electronic equipment, New York USA, 2005.
- [9] IEEE Standard, IEEE 1159-2009, IEEE Recommended practice for monitoring electric power quality, New York USA, 2009.
- [10] Icontec, Norma Técnica Colombiana NTC 1340, Electrotecnia. Tensiones y frecuencia nominales en sistemas de energía eléctrica en redes de servicio público, Bogotá, Colombia, 2004.
- [11] Icontec, Norma Técnica Colombiana NTC 5001, Calidad de la potencia eléctrica. Límites y metodología de evaluación en puntos de conexión común, Bogotá Colombia, 2008.
- [12] Icontec, Norma Técnica Colombiana NTC 5000, Calidad de la potencia eléctrica - CPE. Definiciones y términos fundamentales, Bogotá Colombia, 2013.
- [13] NRS 048-2:2003, electricity supply-quality of supply. Part 2: Voltage characteristics, compatibility levels, limits and assessment methods, 2003.
- [14] Fink Donald, Manual de Ingeniería Eléctrica, XIII Edición-Tomo 2 , México McGraw-Hill, 1996

4 DEFINICIONES

Acometida: derivación de la red local del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios y, en general, en las Unidades Inmobiliarias Cerradas de que trata la Ley 428 de 1998, la acometida llega hasta el registro de corte general.

Armónicos característicos: son aquellos armónicos particulares producidos por una carga no lineal en condiciones normales de operación. Por ejemplo, los armónicos característicos de un equipo convertidor semiconductor de seis pulsos son los armónicos impares no triples (de orden 5, 7, 11, 13 y demás).

$$h = kq \pm 1$$

k = cualquier número entero

q = número de pulso del convertidor.

Armónicos no característicos: son los armónicos producidos por cargas no lineales en condiciones de operación anormales. Por ejemplo, en un convertidor semiconductor, pueden ser el resultado de frecuencias de pulso o un desequilibrio en el sistema de alimentación, un ángulo de retraso asimétrico o la operación de ciclo convertidor.

Autogenerador: persona que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y puede o no ser el propietario del sistema de generación.

Carga no lineal: una carga eléctrica cuya característica tensión/corriente es no lineal, es decir que la señal de corriente no sigue la misma forma de onda de la señal de tensión, de la cual se está alimentando la carga. Algunos de los efectos adversos de cargas no lineales concentradas en un sistema eléctrico son: -

La distorsión de tensión en las instalaciones eléctricas, las corrientes excesivas por el conductor de neutro, altos niveles de tensión entre neutro y tierra, sobrecalentamiento en transformadores, grandes campos magnéticos irradiados desde transformadores, reducción en la capacidad de distribución y penalización por bajo factor de potencia.

Código de Redes: conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector eléctrico y otras personas que usen el Sistema de Transmisión Nacional, de acuerdo con lo establecido en la Ley 143 de 1994.

Corte del Servicio: pérdida del derecho al suministro del servicio público en caso de ocurrencia de alguna de las causales contempladas en la Ley 142 de 1994, en el Decreto 1842 de 1991, y en el contrato de servicios públicos.

CREG: comisión de Regulación de Energía y Gas, es un organismo estatal colombiano, dedicado a regular las actividades de prestación de servicios públicos domiciliarios relacionados con energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos, con el fin de lograr que tales servicios se presten al mayor número

posible de personas, al menor costo y equilibrando la compensación para las empresas prestadoras, garantizando así calidad, cobertura y expansión.

Curvas de tolerancia: curvas que establecen los niveles de tolerancia permisibles para el funcionamiento de los equipos electrónicos bajo condiciones de variaciones o perturbaciones en los niveles de tensión. Ejemplos de estas curvas son las presentadas por la Asociación de Manufactureros de Equipos de Computación de negocios (CBEMA) y su posterior versión revisada y adoptada por el Consejo de Información Tecnológica de la Industria (ITIC).

Distribuidor Local (DL): persona que opera y transporta energía eléctrica en un Sistema de Distribución Local, o que ha constituido una empresa cuyo objeto incluye el desarrollo de dichas actividades

Efecto estroboscópico: efecto óptico que se produce al iluminar mediante destellos, un objeto que se mueve en forma rápida y periódica.

Instalaciones internas o red interna: es el conjunto de redes, accesorios y equipos que integran el sistema de suministro de energía eléctrica al inmueble a partir del medidor. Para edificios, de propiedad horizontal o condominios, y en general, para unidades inmobiliarias cerradas, es aquel sistema de suministro de energía eléctrica al inmueble a partir del registro de corte general cuando exista.

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

Percentil 95%: es un valor estadístico extraído de una muestra de datos para el cual la probabilidad de que se presenten valores en la muestra inferiores o iguales a este estadístico es del 95 % o visto de otra forma, se tiene una probabilidad del 95% de encontrar en la muestra valores inferiores o iguales al percentil del 95%.

Potencia activa: es la potencia capaz de transformar la energía eléctrica en trabajo. Los diferentes dispositivos eléctricos existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, entre otras. Se representa por P y se mide en vatio (W).

Potencia Reactiva: esta potencia no produce trabajo útil debido a que su valor medio es nulo. Aparece en una instalación eléctrica en la que existen bobinas o condensadores, y es necesaria para crear campos magnéticos y eléctricos en dichos componentes. Se representa por Q y se mide en voltamperio reactivo (VAR).

Punto de Conexión Común (PCC): punto de conexión individual entre el SDL o el STR y el usuario (punto de medida de energía).

Sistema de Distribución Local (SDL): sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

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

Tensión nominal: valor convencional de la tensión eficaz con el cual se designa un sistema, instalación o equipo y para el cual ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para el caso de sistemas trifásicos, se considera como tal la tensión entre fases.

THD (Total Harmonic Distortion): es una medida de la distorsión armónica presente en un sistema, entendiendo ésta en el contexto eléctrico como la sobreposición de señales de corriente o tensión, en múltiplos de la frecuencia fundamental de la potencia sobre la onda sinusoidal de la misma.

Tensión máxima de un sistema: valor eficaz máximo de tensión que ocurre bajo condiciones de operación normal en cualquier momento y punto del sistema [10].

Tensión mínima de un sistema: valor eficaz mínimo de tensión que ocurre bajo condiciones de operación normal en cualquier momento y punto del sistema [10].

Usuario: persona que utilice o pretenda utilizar, o esté conectado o pretenda conectarse a un STR o SDL. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien sea como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se denomina también consumidor.

UPS (Uninterruptible Power Supply): es un dispositivo que debido a sus baterías u otros elementos almacenadores de energía, durante una interrupción del suministro de energía puede proporcionar energía eléctrica por un tiempo limitado a todos los dispositivos que tenga conectados. Otra función asociada a estos equipos es mejorar la calidad de la energía eléctrica que suministra a las cargas, filtrando elevaciones y caídas de tensión y eliminando armónicos de la red en caso de usar corriente alterna. Los UPS proporcionan energía eléctrica a equipos denominados cargas críticas, como aparatos médicos, industriales o informáticos que requieren alimentación permanente y de calidad, para estar siempre en operación y sin fallas.

PWM: la modulación por ancho de pulsos (también conocida como PWM, por sus siglas en inglés) de una señal o fuente de energía es una técnica en la que se modifica el ciclo de trabajo de una señal periódica (por ejemplo, una senoidal o una cuadrada), ya sea para transmitir información a través de un canal de comunicaciones o para controlar la cantidad de energía que se envía a una carga.

5 CONSIDERACIONES GENERALES

La calidad de la potencia eléctrica se refiere a la desviación de los indicadores representativos de un sistema eléctrico, principalmente asociados a las formas de onda de tensión y corriente del sistema, respecto a valores estándar o de referencia. Los indicadores que se consideran para efectos de la presente guía metodológica son los siguientes:

- Distorsión armónica total de tensión (THD_v)
- Distorsión armónica individual de tensión
- Distorsión armónica individual de corriente
- Desbalance de tensión
- Regulación de tensión
- Factor de potencia
- Parpadeos o flicker
- Caídas de tensión o sags
- Elevaciones de tensión o swells

El Operador de Red (OR) es el responsable por la calidad de la potencia y del servicio suministrado a los usuarios conectados a su sistema [5]. No obstante, las cargas no lineales inyectan componentes armónicos a la red y por lo tanto el OR debe realizar un control integral de las cargas del sistema, solicitando estudios de armónicos y medidas preventivas (cuando apliquen) antes de otorgar permisos de conexión. Adicionalmente, el Operador de Red debe monitorear regularmente los parámetros operativos del sistema para tomar medidas correctivas cuando sea necesario.

Para el Operador de Red y el usuario es conveniente que el sistema eléctrico tenga una adecuada calidad de la potencia ya que las variaciones de los parámetros (por ejemplo, las tensiones) pueden tener los siguientes efectos sobre las cargas:

- Salida de operación de motores.
- Cambios de velocidad de máquinas de inducción.
- Los computadores y los controladores electrónicos pueden dejar de operar durante esta condición.
- Reducción o aumento de la potencia de salida del banco de condensadores.
- Afectación en la calidad de la iluminación de sistemas de alumbrado.
- Falla de los componentes de un equipo, dependiendo de la frecuencia de ocurrencia del evento.
- Reducción de la vida útil en dispositivos electrónicos, incluyendo variadores de velocidad, computadores, conductores, barrajes, transformadores de tensión y corriente, así como maquinaria rotativa.
- Degradación de algunos dispositivos de protección (como varistores o diodos de avalancha de silicio).
- Operaciones no deseadas en relés de protección.
- Protuberancias en las carcasas de los condensadores en bancos de control de reactivos.
- Falla inmediata en dispositivos electrónicos.

6 PERTURBACIONES DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA

En esta sección se presenta la clasificación de las perturbaciones que afectan la calidad de la potencia eléctrica de un sistema eléctrico en función de su duración.

Tabla 1 Perturbaciones de calidad de la potencia [11]

Perturbaciones	Tipo
Larga duración o permanentes	Variaciones de tensión en estado estable
	Desbalance de tensión
	Flicker
	Interrupciones de larga duración (≥ 1 min)
	Armónicos de tensión
	Armónicos de corriente
	Muecas de tensión
	Variaciones de tensión de larga duración (Subtensiones y sobretensiones)
Lentas	Interrupciones de corta duración (≤ 1 min)
	Hundimientos de tensión (Sags)
	Elevaciones de tensión (Swells)
	Variaciones de frecuencia
Rápidas	Sobretensiones transitorias

A continuación, se profundiza en cada una de las perturbaciones contempladas.

6.1 VARIACIONES DE TENSIÓN EN ESTADO ESTABLE

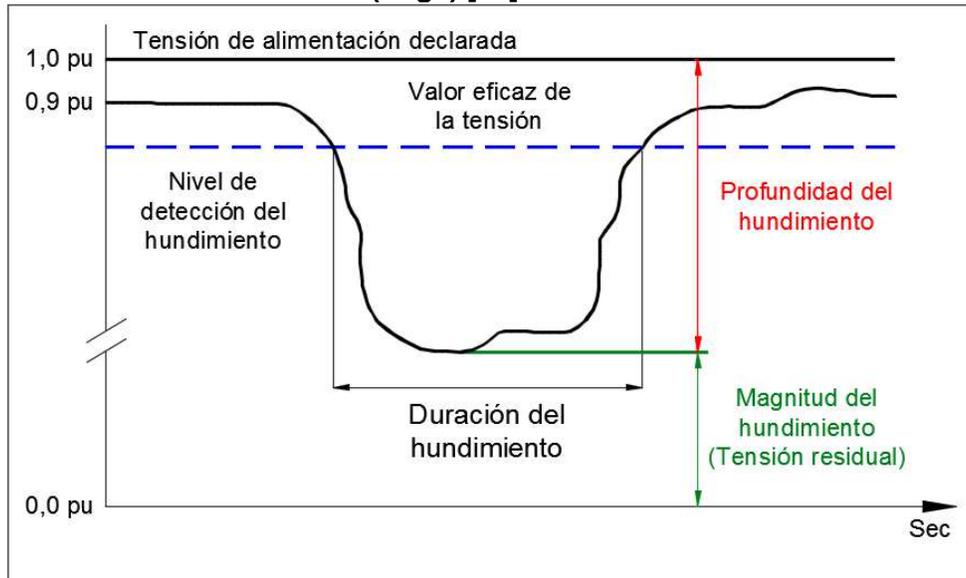
Son variaciones en el valor eficaz de la tensión asignada del sistema con una duración mayor a un (1) minuto.

Como valores de referencia para las variaciones de tensión en estado estable se toman +5% y -10% del valor de tensión nominal del sistema [3].

6.2 HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN (SAGS)

Son reducciones súbitas del valor eficaz de la tensión por debajo del 90% y por encima del 10% de la tensión declarada, seguido por un retorno a un valor más alto que el 90% de la tensión declarada, en un tiempo que varía desde los 8,33 milisegundos (ciclo a 60 Hz) hasta un (1) minuto [11].

Esta perturbación se caracteriza por su duración y la magnitud del hundimiento. En la Figura 1 se presentan un esquema representativo de un sag.

Figura 1 Hundimiento de tensión (Sags) [11]


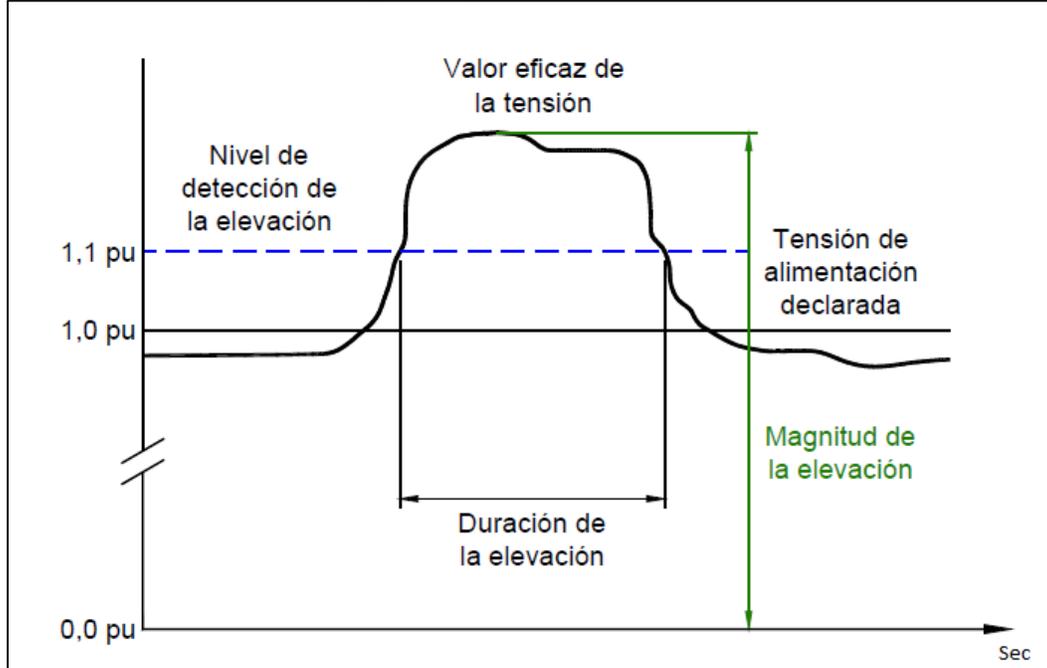
Los hundimientos de tensión (sags) se subdividen en las siguientes tres categorías:

- Instantáneos (con una duración típica de 0,5 ciclos hasta 30 ciclos)
- Momentáneos (con una duración típica desde 30 ciclos hasta tres segundos).
- Temporales (con una duración típica de tres segundos hasta un minuto).

Los hundimientos de tensión se producen principalmente por cortocircuitos, la energización u operación de grandes cargas, el arranque de motores grandes, fallas en la fuente o alimentación del sistema de potencia.

6.3 ELEVACIONES DE TENSIÓN (SWELL)

Son aumentos del valor eficaz de la tensión por encima del 110% de la tensión declarada. Las sobretensiones temporales pueden durar entre 8.33 milisegundos (medio ciclo) y 1 min. [11]. En la Figura 2 se presentan un esquema representativo de un swell.

Figura 2 Elevación de tensión (Swells) [11]


Las elevaciones de tensión (swells) se subdividen en las siguientes tres categorías:

- Instantáneos (con una duración típica de 0,5 ciclos hasta 30 ciclos).
- Momentáneos (con una duración típica desde 30 ciclos hasta tres segundos).
- Temporales (con una duración típica de tres segundos hasta un minuto).

Las elevaciones de tensión se producen principalmente por cortocircuitos, salidas de cargas, fenómenos de resonancia, funcionamiento de grandes sistemas UPS, operación de cargas controladas por tiristores, funcionamiento de atenuadores y arcos de soldadura.

6.4 VARIACIONES DE TENSIÓN DE LARGA DURACIÓN

En esta sección se describen las tensiones de larga duración.

6.4.1 Subtensiones

Son caídas de tensión por debajo del 10% del valor eficaz del sistema, con una duración mayor a un (1) minuto.

Las subtensiones se presentan debido a la energización de una carga grande, la desconexión de un banco de condensadores y la sobrecarga en circuitos.

Los efectos de esta perturbación sobre las cargas conectadas al sistema son:

- Funcionamiento inadecuado de equipos.
- Interrupción de procesos.
- Salida y reinicio de sistemas.

- Cambios de velocidad en la operación de los motores de inducción.
- Disminución en la potencia reactiva de banco de condensadores.
- Reducción en la luz visible generada por los dispositivos de iluminación.

6.4.2 Sobretensiones

Son elevaciones de tensión por encima del 10% del valor eficaz del sistema, con una duración mayor a un (1) minuto.

Las sobretensiones ocurren debido a desenergización de cargas grandes, la energización de un banco de condensadores, problemas de regulación de tensión en el sistema o ajuste inadecuado de los taps de los transformadores en el sistema.

Los efectos de esta perturbación sobre las cargas conectadas al sistema son:

- Funcionamiento inadecuado de equipos.
- Interrupción de procesos
- Operaciones no deseadas en los dispositivos de protección.
- Incremento en la luz visible generada por los dispositivos de iluminación.

6.5 DESBALANCE DE TENSIÓN

El desbalance de tensión considera la magnitud y asimetrías del ángulo de fase de las tensiones trifásicas en operación de estado estable. El factor de desbalance de tensión es definido usando la teoría de componentes simétricas, como la relación entre la componente de secuencia negativa de la tensión y la componente de secuencia positiva [11]. Para efectos de la presente guía el desbalance de tensión debe ser inferior al 2%.

Esta perturbación ocurre debido al desbalance de tensión en las cargas monofásicas dentro de un sistema trifásico, anomalías en bancos de condensadores, y desviaciones en los valores de balances de tensiones en las cargas industriales.

Los efectos de esta perturbación sobre las cargas conectadas al sistema son:

- Reducción de capacidad de cargas en motores.
- Reducción de vida útil del aislamiento en motores por sobrecalentamiento.
- Aumento de la distorsión de corriente armónica en rectificadores con tecnología PWM, lo cual ocasiona incremento de reactivos de la carga y se generan rizados de corriente en la etapa de corriente continua.

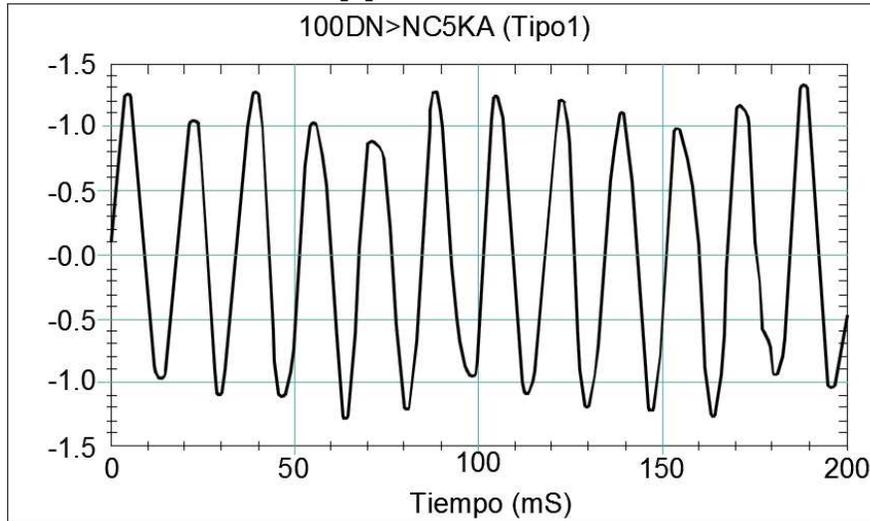
6.6 FLICKER

Es un efecto producido sobre la percepción visual humana por una emisión cambiante de luz debido a iluminación sujeta a fluctuaciones en la tensión de suministro en baja tensión. Las fluctuaciones de tensión consisten en una secuencia de rápidos cambios de tensión espaciadas lo bastante cerca en el tiempo para simular la respuesta del ojo-cerebro definida como flicker [11].

Estas perturbaciones se producen por el efecto de cargas industriales como: máquinas soldadoras, grandes motores con cargas variables y hornos de arco.

En la Figura 3 se muestra la tensión en función del tiempo en un sistema que presenta fluctuaciones de tensión debido a la operación de un horno de arco.

Figura 3 Fluctuaciones de tensión [9]



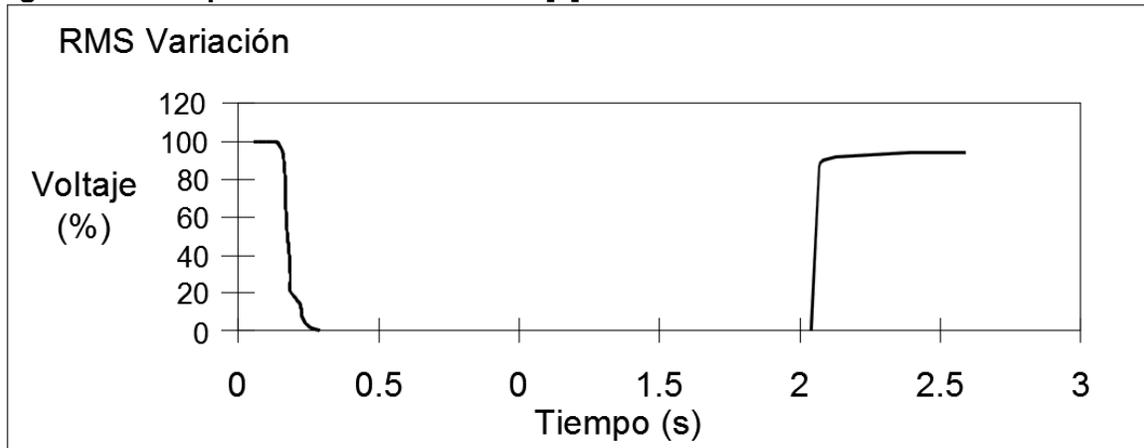
Los efectos de esta perturbación sobre las cargas conectadas al sistema son:

- Variaciones indeseadas en sistemas de iluminación.
- Sensación de inestabilidad visual.
- Reducción de vida útil de luminarias.

6.7 INTERRUPCIONES DE CORTA DURACIÓN

Son caídas de tensión inferior al 10 % de la tensión nominal del sistema en todas las fases y con una duración menor a un minuto [11]. Esta perturbación se presenta fundamentalmente debido a maniobras y operaciones en el sistema, como la actuación de dispositivos de protección, operación de recierres automáticos, fallas en el sistema de potencia y fallas en equipos de protección.

En la Figura 4 se muestra un ejemplo de una interrupción de corta duración debido a una falla en un sistema de distribución de energía. La tensión se muestra como porcentaje del valor nominal del sistema, en el tiempo 0,5 s la tensión cae cerca de 0% y esta condición de mantiene durante alrededor de 1,5 s.

Figura 4 Interrupción de corta duración [9]

Los efectos de esta perturbación sobre las cargas conectadas al sistema son:

- Interrupción de procesos y daño de equipos.
- Salida y reinicio de sistemas.
- Desprogramación de PLC's y equipo electrónico.
- Apagado del sistema de iluminación.
- Caída de sistemas telefónicos.
- Afectación de equipos electrónicos y de iluminación.

6.8 INTERRUPCIONES DE LARGA DURACION

Las interrupciones de larga duración se presentan cuando se tiene una caída de tensión inferior al 10 % de la tensión nominal del sistema con una duración mayor a un minuto.

Esta perturbación principalmente se presenta por condiciones de falla del sistema como: pérdida de la fuente del sistema de potencia, fallas en las transferencias automáticas o manuales, apertura o cierre de los interruptores de protección y disparos de las protecciones del sistema eléctrico.

Las interrupciones de larga duración se pueden clasificar de la siguiente forma:

- Programada: Cuando los clientes son informados con antelación para permitir la ejecución de trabajos programados en la red de distribución.
- Accidental: Cuando la interrupción es provocada por fallas permanentes o transitorias, la mayoría de las veces ligadas a sucesos externos o averías.

Los efectos de esta perturbación sobre las cargas conectadas al sistema son:

- Salida de operación de equipos, excepto en cargas protegidas por UPS.
- Interrupción de procesos y equipos.
- Salida y reinicio de sistemas.
- Apagado de sistemas de iluminación.
- Caída de sistemas de comunicaciones y telefónicos.

6.9 ARMÓNICOS DE TENSIÓN

Son ondas senoidales cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental (60 Hz) [11].

Esta perturbación se presenta debido a cargas eléctricas que tienen naturaleza no lineal, por ejemplo, convertidores electrónicos de potencia para variadores de velocidad de motores, rectificadores de onda y hornos de arco.

Los efectos de esta perturbación sobre las cargas conectadas al sistema son:

- Aumento de pérdidas y calentamiento en equipo eléctrico.
- Sobrecalentamiento del equipo rodante, transformadores y conductores eléctricos.
- Aumento de niveles de ruido audible de equipos eléctricos.
- Falla en aislamiento de equipos eléctricos.
- Dificultad en arranques de procesos.
- Fallas u operación prematura de dispositivos de protección.
- Condiciones de resonancia armónica en el sistema de potencia eléctrico del usuario, que deterioran la operación y confiabilidad del sistema y equipos.
- Fallas de sincronización de disparo en equipos tales como variadores de velocidad.
- Sobre o subfacturación de energía por alteración del valor rms de la tensión y/o corriente que pasa por el medidor de energía eléctrica.

6.10 ARMÓNICOS DE CORRIENTE

Las cargas no lineales conectadas al sistema de distribución de energía producen corrientes armónicas que se propagan en las redes de energía y causan distorsiones armónicas de tensión que afectan a otros usuarios [11].

Esta perturbación se presenta por cargas eléctricas que tienen naturaleza no lineal, por ejemplo, convertidores electrónicos de potencia para variadores de velocidad de motores, rectificadores de onda y hornos de arco.

Los efectos de esta perturbación sobre las cargas conectadas al sistema son:

- Sobrecalentamiento y daños en transformadores con baja carga, motores, generadores y balastos electrónicos.
- Corrientes excesivas en el neutro.
- Operación de protecciones sin causa aparente,
- Ruido audible excesivo en centros de distribución.
- Fallas en equipos electrónicos, especialmente con THD en tensión altos.
- Pérdida de datos en equipos de memoria.
- Fallas en UPS en operaciones de transferencia.
- Aumento de pérdida de energía en los equipos eléctricos.

6.11 VARIACIONES DE FRECUENCIA

La frecuencia fundamental del sistema es 60 Hz. Su valor es determinado por el balance entre la generación y la carga de potencia activa [11].

En la Tabla 2 se presentan los límites tolerables para la variación de frecuencia. Este parámetro es controlado por XM como operador del Sistema Interconectado Nacional y no es relevante para el propósito de la presente guía metodológica.

Tabla 2 Valores de referencia de variaciones de frecuencia [11]

Tipos de red	Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana	Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana
Redes acopladas por enlaces síncronos a un sistema interconectado.	Desde 59,8 Hz Hasta 60,2 Hz	Desde 57,5 Hz Hasta 63 Hz
Redes sin conexión síncrona a un sistema interconectado (redes de distribución en regiones no interconectadas e islas).	Desde 58,8 Hz Hasta 61,2 Hz	Desde 51 Hz Hasta 69 Hz

6.12 SOBRETENSIONES TRANSITORIAS

Son perturbaciones de muy corta duración, con duraciones típicas de menos de medio ciclo. Las sobretensiones transitorias pueden ser de impulso u oscilatorias y estos pueden deteriorar el aislamiento de los equipos o componentes eléctricos [11].

6.12.1 Transitorios de impulso

Es un cambio repentino en el valor de estado estable de la tensión, corriente o ambos, debido al cambio de la frecuencia del sistema. Es una perturbación unidireccional en polaridad. Estos transitorios se caracterizan por sus tiempos de incremento y caída.

Esta perturbación se origina principalmente por descargas eléctricas atmosféricas en la red de distribución y fallas en cableado e interruptores.

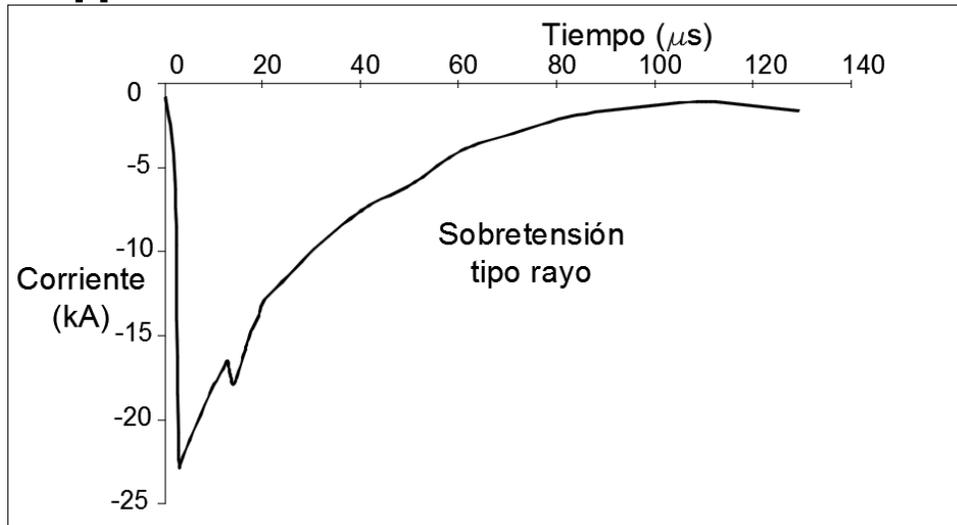
Los efectos de esta perturbación sobre las cargas conectadas al sistema son:

- Pueden producir transitorios oscilatorios al excitar los circuitos de resonancia del sistema de potencia.
- Degradación o falla inmediata del aislamiento en todas las clases de equipos.
- Ruptura del aislamiento en el equipo eléctrico tales como maquinaria rotatoria, transformadores, condensadores, cables, transformadores de tensión y de corriente y demás dispositivos de la subestación.
- Degradación lenta y eventual falla del aislamiento.

Debido a las altas frecuencias involucradas, los transitorios impulsivos son amortiguados rápidamente por los elementos resistivos del circuito.

La Figura 5 muestra un transitorio típico de impulso generado por una descarga eléctrica atmosférica. Se evidencia una corriente inicial de cerca de 20 kA que decae rápidamente en el tiempo, hasta extinguirse por completo cerca de los 120 μs .

Figura 5 Transitorio típico de impulso generado por una descarga eléctrica atmosférica [9]



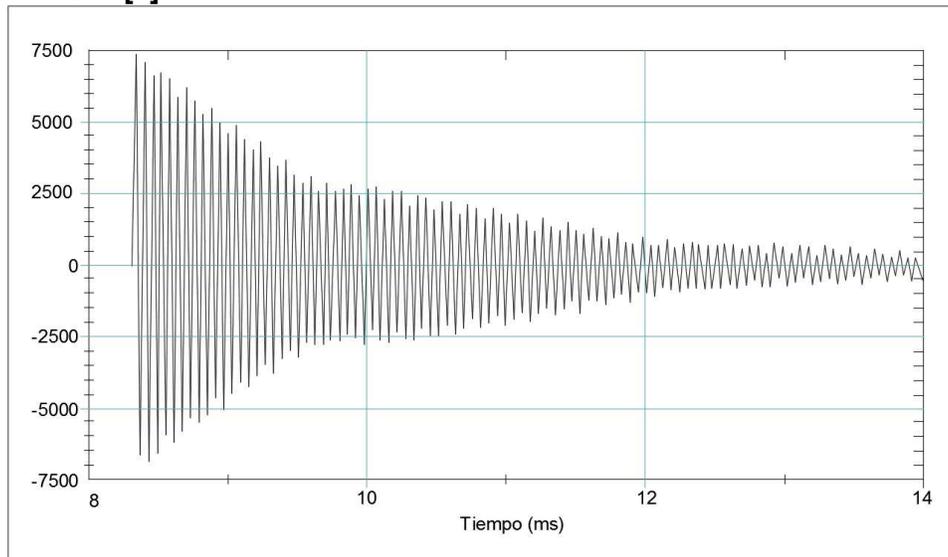
6.12.2 Transitorios oscilatorios

Es un cambio repentino en la magnitud de la onda de tensión y/o corriente de un sistema eléctrico a una frecuencia diferente de la fundamental, que incluye valores de polaridad negativos y positivos.

Esta perturbación se genera debido a la energización de bancos de condensadores, conmutación de cargas inductivas, cierres de relés y contactos.

La Figura 6 muestra un transitorio oscilatorio causado por la energización de un banco de condensadores en una red eléctrica.

Figura 6 Transitorio oscilatorio generado por la energización de bancos de condensadores [9]



6.12.3 Factor de potencia

El factor de potencia (*FP*) en un sistema de distribución es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente. Para cargas eléctricas resistivas el factor de potencia es uno. En la Ecuación 1 se presenta la expresión matemática para el cálculo del factor de potencia en un circuito lineal.

$$PF = \frac{P}{V_{rms} * I_{rms}} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

P : es la potencia activa en vatios.

V_{rms} : es la tensión rms del sistema en voltios.

I_{rms} : es la corriente rms del sistema en amperios.

La variación en el *FP* dependerá de la carga eléctrica a conectar. De esta forma, para una carga inductiva el *FP* estará en atraso, y para una carga capacitiva el *FP* estará en adelanto. Debido a que todos los circuitos no son lineales, se tiene la siguiente expresión para el cálculo del factor de potencia en esos casos (ver Ecuación 2).

$$PF = \frac{I_{rms(1)}}{I_{rms}} * \cos(\varphi) = K_p * K_d \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

I_{rms} : corriente rms.

$I_{rms(1)}$: valor rms de la corriente armónica fundamental.

$\cos(\varphi) = K_d$: factor de desplazamiento.

K_p : factor de pureza (o distorsión).

7 EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA

En esta sección se presenta el procedimiento para la evaluación de los factores asociados a la calidad de la potencia eléctrica presentados anteriormente. Es importante precisar que los aspectos técnicos expuestos aplican para condiciones normales de operación y no deben ser considerados durante trabajos de mantenimiento, adecuaciones a la red, catástrofes naturales o acciones de terceros.

7.1 EVALUACIÓN DE LAS VARIACIONES DE TENSIÓN EN ESTADO ESTABLE

Las variaciones de tensión se verifican en las etapas de planeamiento, diseño y operación de sistemas de distribución de energía. Durante el planeamiento y el diseño se realizan flujos de carga que permiten estimar las tensiones en los nodos de la red proyectada, a partir de los datos obtenidos se definen las medidas preventivas requeridas como el aumento del calibre del conductor, cambio en los taps de los transformadores o la implementación de bancos de condensadores, en los casos más críticos.

Durante la operación de redes de distribución se deben realizar medidas a la tensión del sistema en periodos de una semana, con un periodo de agregación de 10 minutos. La totalidad de las mediciones durante la semana debe estar dentro los límites de referencia presentados en el numeral 6.1 y cuando se presenten tensiones por fuera de los límites establecidos se deben tomar medidas correctivas como cambios en los taps de los transformadores y la entrada o salida de bancos de condensadores.

7.2 EVALUACION DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN (SAGS)

La evaluación de los hundimientos de tensión se realiza por medio de la caracterización del evento a partir de su duración y magnitud. La duración se define como el tiempo desde el momento en que el valor eficaz de la tensión cae por debajo del umbral, hasta cuando retorna por encima de este. La magnitud de la caída (tensión residual) está dada por la máxima desviación del valor eficaz de la tensión de la fase más afectada, en el caso trifásico, con respecto a la tensión nominal del sistema y la duración de la perturbación es la diferencia entre el tiempo inicial y final de la perturbación. [11]

El tiempo inicial corresponde al momento en que alguna de las fases está por debajo de la tensión umbral y el tiempo final es el momento en que todas las fases alcanzan el umbral del 90 % de la tensión declarada o lo superan.

Debido a que los hundimientos de tensión son eventos aleatorios, es difícil establecer valores de referencia que permitan realizar comparaciones entre eventos y tampoco existe un número límite de sags permitidos para un periodo de tiempo. El operador de red debe verificar las condiciones de operación del sistema y cuando se identifiquen eventos repetitivos en un área determinada se debe identificar al usuario que está provocando la perturbación que afecta al sistema.

7.3 EVALUACION DE LAS ELEVACIONES DE TENSIÓN (SWELLS)

La evaluación de las elevaciones de tensión se realiza por medio de la caracterización del evento a partir de su duración y magnitud. La duración se define como el tiempo desde el momento en que el valor eficaz de la tensión supera el umbral de detección, hasta cuando

retorna por debajo de este. La magnitud de la elevación (tensión residual) está dada por el máximo valor eficaz de la tensión medido durante la elevación en cualquiera de las fases y la duración de la perturbación es la diferencia entre el tiempo inicial y final de la perturbación. [11]

El tiempo inicial corresponde al momento en el cual el valor eficaz de la tensión de alguna de las fases supera el umbral de detección y el tiempo final, en sistemas polifásicos, es el momento en que todas las fases alcanzan un valor eficaz de tensión por debajo del umbral de detección. En sistemas polifásicos, la detección de elevaciones puede empezar en una fase y terminar en otra. [11]

Debido a que las elevaciones de tensión son eventos aleatorios, es difícil establecer valores de referencia que permitan realizar comparaciones entre eventos y tampoco existe un número límite de swells permitidos para un periodo de tiempo. El operador de red debe verificar las condiciones de operación del sistema y cuando se identifiquen eventos repetitivos en un área determinada se debe identificar al usuario que está provocando la perturbación que afecta al sistema.

7.4 EVALUACIÓN PARA INTERRUPCIONES DE CORTA DURACIÓN

Se debe evaluar la localización de estas perturbaciones en la red de distribución para identificar el usuario que está provocando la perturbación o el elemento que está generando la perturbación en la red de distribución y afecta al usuario. Así mismo, se debe registrar la cantidad de esta perturbación en un periodo de una semana y la duración. Posteriormente, los registros se deben tabular para calcular el indicador *FESc* [5] de confiabilidad del STR y/o SDL evaluado para los últimos doce meses.

EL OR debe calcular el indicador *FESc* para cada circuito acorde con la Ecuación 3:

$$FES_C = NTI \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

FES_C: es la sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un circuito, durante los últimos doce (12) meses.

NTI: es el número total de interrupciones que ocurrieron en el circuito durante los últimos doce (12) meses.

7.5 EVALUACION PARA INTERRUPCIONES DE LARGA DURACION

Se debe evaluar la localización de estas perturbaciones en la red de distribución para identificar el usuario que está provocando la perturbación o el elemento que está generando la perturbación en la red de distribución y afecta al usuario. Así mismo, se debe registrar la frecuencia de esta perturbación en un periodo de una semana y la duración. Posteriormente, los registros se deben tabular para calcular el indicador *FESc* [5] de confiabilidad del STR y/o SDL evaluado para los últimos doce meses. EL OR debe calcular el indicador *FESc* de acuerdo con la Ecuación 3.

7.6 EVALUACION DE INTERRUPCIONES SOSTENIDAS

Se debe evaluar la localización de estas perturbaciones en la red de distribución para identificar el usuario que está provocando la perturbación o el elemento que está generando la perturbación en la red de distribución y afecta al usuario. Así mismo, se debe registrar la frecuencia de esta perturbación en un periodo de una semana y la duración. Posteriormente, los registros se deben tabular para calcular el indicador *FESc* [5] de confiabilidad del STR y/o SDL evaluado para los últimos doce meses. EL OR debe calcular el indicador *FESc* para cada circuito de acuerdo con la Ecuación 3.

7.7 EVALUACIÓN PARA SUBTENSIONES

La magnitud de la subtensión se determina por la diferencia entre el valor de la tensión eficaz (fase más afectadas para el caso trifásico) donde la tensión cae por debajo del umbral y el valor de la tensión residual.

La duración de la perturbación es la diferencia entre el tiempo inicial y final de la perturbación. El tiempo inicial corresponde al momento en que alguna de las fases está por debajo de la tensión umbral y el tiempo final es el momento en que los valores eficaces de todas las fases están dentro de los umbrales.

Se debe considerar que esta perturbación no tiene valores de referencia para los diferentes niveles de tensión. No obstante, la localización de estas perturbaciones en la red de distribución para identificar el usuario que está provocando la perturbación o el elemento que está generando la perturbación en la red de distribución y afecta al usuario. En este último caso se aplican las curvas de tolerancia.

7.8 EVALUACIÓN PARA SOBRETENSIONES

La magnitud de sobretensión se establece por la diferencia entre el valor de la tensión eficaz (en cualquiera de las fases para el caso trifásico) y el valor de la tensión que tiene el nivel de detección de la elevación.

La duración de la perturbación es la diferencia entre el tiempo inicial y final de la perturbación. El tiempo inicial corresponde al momento en que el valor eficaz de la tensión de alguna de las fases supera el umbral de detección y el tiempo final es el momento en que todas las fases alcanzan un valor eficaz de tensión por debajo del umbral de detección.

Se debe considerar que esta perturbación no tiene valores de referencia para los diferentes niveles de tensión. No obstante, la localización de estas perturbaciones en la red de distribución para identificar el usuario que está provocando la perturbación o el elemento que está generando la perturbación en la red de distribución y afecta al usuario. En este último caso se aplican las curvas de tolerancia.

7.9 EVALUACIÓN PARA DESBALANCE DE TENSIÓN

El desbalance de tensión es la relación de la magnitud de la componente de la secuencia negativa entre la magnitud de la componente de la secuencia positiva, para mediciones realizadas fase a fase o fase a neutro, expresada como un porcentaje (ver Ecuación 4).

$$\% \text{ Desbalance} = \frac{/V_{neg}/}{/V_{pos}/} \times 100 \% \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

$/V_{neg}/$: magnitud de la componente de la secuencia negativa.

$/V_{pos}/$: magnitud de la componente de la secuencia positiva.

A continuación, se establece la metodología de evaluación de esta perturbación en el PCC:

1. Se calculan las magnitudes de las componentes de secuencia negativa y positiva en el sistema de distribución.

Para el sistema trifásico:

$$/V_{neg}/ = \frac{1}{3} x (\tilde{V}_{AB} + \tilde{V}_{BC} + \tilde{V}_{CA}) \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

\tilde{V}_{AB} = tensión entre las fases A y B, expresado como fasor.

\tilde{V}_{BC} = tensión entre las fases B y C, expresado como fasor.

\tilde{V}_{CA} = tensión entre las fases C y A, expresado como fasor.

$$/V_{pos}/ = \frac{1}{3} x (\tilde{V}_{AB} + \tilde{V}_{BC} + \tilde{V}_{CA}) \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

\tilde{V}_{AB} = tensión entre las fases A y B, expresado como fasor.

\tilde{V}_{BC} = tensión entre las fases B y C, expresado como fasor.

\tilde{V}_{CA} = tensión entre las fases C y A, expresado como fasor.

2. Se calcula el porcentaje de desbalance de acuerdo con la Ecuación 4.

$$\% \text{ Desbalance} = \frac{/V_{neg}/}{/V_{pos}/} \times 100 \%$$

3. Se tabulan los resultados de estos cálculos efectuados para cada semana y en el circuito que se están presentando y se examina el cumplimiento con respecto al valor de referencia. En la Tabla 3 se presentan los valores de referencia para media tensión.

Tabla 3 Valores de referencia para cumplimiento en desbalance de tensión

Tipo de Circuito	Porcentaje de valores y valor de referencia
Rural	El 99 % de los cálculos de desbalance no deben superar el máximo del 2%
Urbano	El 95 % de los cálculos de desbalance no deben superar el máximo del 2%

7.10 EVALUACIÓN DE PARPADEOS O FLICKERS

La intensidad de molestia que generan los parpadeos se define por el método de medida que establece la norma IEC 61000-4-15:2003. La medición se debe evaluar según las siguientes cantidades:

- Severidad de corta duración (Pst) medida en un periodo de 10 minutos.
- Severidad de larga duración (Plt) calculada con la metodología que se establece a continuación para el PCC.
 1. Medición de Plt por cada fase en un tiempo de dos horas, y en un periodo de una semana. En total se deben tener 84 datos por fase al final de la semana.
 2. Calcular el percentil al 95 % de los valores de las mediciones por cada fase.
 3. Comparar los resultados del ítem anterior con el valor de referencia de la Tabla 4. Los tres percentiles (uno por cada fase) deben ser menores o iguales al valor de la tabla. Se debe considerar que los valores de referencia son bajo condiciones de operación normal de la red de distribución.

Tabla 4 Valores de referencia de Plt [11]

Rango de tensión	Valores de referencia Plt
$V_n < 69 \text{ kV}$	1,0 p.u.
$V_n \geq 69 \text{ kV}$	El 95 % de los cálculos de desbalance no deben superar el máximo del 2%

4. Si el resultado del Plt es mayor a los valores de referencia entonces se deben calcular los percentiles al 99 % para cada fase y calcular la relación entre los valores de los percentiles al 99 % y 95 % para cada fase. Si la relación es mayor a 1,3 se debe proceder a investigar la razón de la discrepancia debido a que pueden existir fenómenos transitorios dentro de las mediciones realizadas y estas deben ser excluidas.

7.11 EVALUACION DE ARMONICOS DE TENSION

Para la evaluación de esta perturbación es importante verificar los siguientes parámetros de la red de distribución: el nivel de tensión (tensión nominal), el tipo de red (monofásica o trifásica), el punto donde se van a realizar las mediciones del THD por cada fase y el circuito que se va a evaluar.

A continuación, se establece la metodología de tabulación de esta perturbación en el PCC:

1. Calcular el percentil al 95 % de los valores de la distorsión armónica individual de tensión (Dv) y la distorsión armónica total de tensión (THDv), para cada fase, durante una semana.

Para la distorsión armónica individual de tensión Dv, se tiene la siguiente ecuación:

$$D_v = \frac{V_h}{V_1} * 100 \% \quad \text{Ecuación 7}$$

Para la distorsión armónica total de tensión THD_v se tiene la siguiente ecuación:

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} V_h^2}}{V_1} * 100 \% \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

V_h : magnitud de la componente armónica individual (V_{rms}).

h : orden del armónico (a menos que aplique una condición específica será como mínimo igual a 40).

V_1 : magnitud de la componente de la frecuencia fundamental (V_{rms}).

2. Comparar los resultados del ítem anterior con el valor de referencia de los percentiles de la Tabla 5. Los resultados por cada fase deben ser menores o iguales a los valores de referencia.

Tabla 5 Valores de referencia de THD [7]

Rango de tensión	Distorsión Armónica Individual (D _v) (%)	Distorsión Armónica Total (THD _v) (%)
$V_n \leq 1 \text{ kV}$	5.0	8.0
$1 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V_n \leq 161 \text{ kV}$	1.5	2.5
$V_n > 161 \text{ kV}$	1.0	1.5

Fuente: IEEE-519, Recommended practice and requirements for harmonic control in electric, 2014

7.12 EVALUACION DE ARMONICOS DE CORRIENTE

Para la evaluación de esta perturbación es importante verificar los siguientes parámetros de la red de distribución: el nivel de tensión (tensión nominal), el tipo de red (monofásica o trifásica), el punto donde se van a realizar las mediciones del THDi por cada fase y el circuito que se va a evaluar.

A continuación, se establece la metodología de tabulación de esta perturbación en el PCC:

1. Calcular el percentil al 95 % de los valores de distorsión armónica individual de corriente (D_h), distorsión armónica total de la demanda (TDD), y la distorsión armónica total de corriente (THDi) para cada fase, durante una semana.

Para la distorsión armónica individual de corriente D_h se tiene la siguiente ecuación:

$$D_h = \frac{I_h}{I_L} * 100 \% \quad \text{Ecuación 9}$$

Para la distorsión total de la demanda TDD se tiene la siguiente ecuación:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} I_h^2}}{I_L} * 100 \% \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

I_h : magnitud de la componente armónica individual (A_{rms}).

h : orden del armónico (a menos que aplique una condición específica será como mínimo igual a 40).

I_L : corriente de carga de demanda máxima en el PCC (componente de la frecuencia fundamental A_{rms}).

Para la distorsión total de la demanda THDi se tiene la siguiente ecuación:

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} I_h^2}}{I_1} * 100 \% \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde:

I_h : magnitud de la componente armónica individual (A_{rms})

h : orden del armónico (a menos que aplique una condición específica será como mínimo igual a 40).

I_1 : magnitud de la componente de la frecuencia fundamental (A_{rms})

I_L : corriente de carga de demanda máxima en el PCC (componente de la frecuencia fundamental A_{rms}). Se recomienda que esta corriente sea calculada como el valor máximo de corriente eficaz de todas las fases en intervalos de 10 min, durante un periodo de evaluación mínimo de una semana.

La distorsión total de la demanda TDD se puede expresar en términos de THDi con la siguiente ecuación:

$$TDD = THD_i * \frac{I_1}{I_L} \quad \text{Ecuación 12}$$

2. Comparar los resultados del ítem anterior con el valor de referencia TDD de la Tabla 6. Los resultados por cada fase deben ser menores o iguales a los valores de referencia.

Tabla 6 Valores límites de distorsión de corriente TDD para sistemas desde 120 V hasta 69 kV [7]

Máximas distorsiones armónicas en porcentajes de I_L						
(Isc = corriente máxima de corto circuito en el punto PCC)						
Orden de armónicos individuales ^{a,b}						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
<20 ^c	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Fuente: IEEE-519, Recommended practice and requirements for harmonic control in electric, 2014

Notas:

- a. Los armónicos pares son limitados al 25 % de los límites dados a los armónicos impares.

- b. Las distorsiones de corriente que resultan en un nivel DC como por ejemplo convertidores de media onda no son permitidas.
- c. Todos los equipos de generación de potencia están limitados a estos valores de distorsión de corriente sin importar la relación real I_{sc}/I_L .

7.13 EVALUACION DE VARIACIONES DE FRECUENCIA

Este parámetro es controlado por XM como operador del Sistema Interconectado Nacional por medio del balance de generación y demanda de potencia activa, por lo que no es relevante para el propósito de la presente guía metodológica.

7.14 EVALUACION DE FACTOR DE POTENCIA

A continuación, se establece la metodología de tabulación de esta perturbación en el PCC:

1. Determinar la corriente armónica fundamental (A_{rms}).
2. Evaluar el factor de potencia usando intervalos de tiempo en periodos de 10 minutos con muestreo de 12 ciclos. Para evaluaciones contractuales el rango de medición será de una semana, si es para diagnósticos o fines estadísticos entonces el rango es de un ciclo de trabajo.

Para el cálculo del factor de potencia se aplica la siguiente ecuación:

$$PF = \frac{I_{rms(1)}}{I_{rms}} * \cos(\varphi) = K_p * K_d \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

I_{rms} : corriente rms.

$I_{rms(1)}$: valor rms de la corriente armónica fundamental.

$\cos(\varphi) = K_d$: factor de desplazamiento.

K_p : factor de distorsión.

Es importante relacionar el factor de potencia con la distorsión total armónica debido a que las cargas eléctricas conectadas al sistema pueden variar la forma de onda de tensión y corriente como se ha ilustrado en la presente guía. Por lo tanto, el factor K_p también se puede expresar de la siguiente manera.

$$K_p = \frac{1}{\sqrt{1+THD^2}} \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

THD : es el índice de distorsión armónica.

3. Determinar si el factor de potencia es inductivo o capacitivo. Lo anterior se realiza considerando la relación entre la potencia activa trifásica y la potencia reactiva trifásica.

4. Evaluar si el 95% de los resultados obtenidos del factor de potencia está en el rango de valores de la Tabla 7. En caso contrario no se cumple con lo establecido y se deben Instalar equipos apropiados para controlar este parámetro.

Tabla 7 Rango de valores para cumplimiento del factor de potencia

Factor de potencia	Resultados	Angulo ϕ del diagrama de potencia	Acción a realizar para resultados fuera de rango
0.9-1 Inductivo	El 95 % de los resultados	$-25^\circ < \phi < 25^\circ$	Instalar equipos apropiados para controlar este parámetro
0.9-1 capacitivo	El 95 % de los resultados	$-25^\circ < \phi < 25^\circ$	Instalar equipos apropiados para controlar este parámetro

Para la evaluación del factor de potencia se debe cumplir la normatividad establecida en el Artículo 25 de la Resolución 108 de 1997, que se cita a continuación:

“Artículo 25°. Control al factor de potencia en el servicio de energía eléctrica. En la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, se controlará el factor de potencia de los suscriptores o usuarios no residenciales, y de los residenciales conectados a un nivel de tensión superior al uno (1).

Parágrafo 1°. El factor de potencia inductiva (coseno phi inductivo) de las instalaciones deberá ser igual o superior a punto noventa (0.90). La empresa exigirá a aquellas instalaciones cuyo factor de potencia inductivo viole este límite, que instalen equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva.

Parágrafo 2°. Para efectos de lo establecido en el parágrafo anterior, la exigencia podrá hacerse en el momento de aprobar la conexión al servicio, o como consecuencia de una revisión de la instalación del usuario.

Parágrafo 3°. A partir de la vigencia de la presente resolución, y hasta tanto la Comisión reglamente el suministro y consumo de energía reactiva en el Sistema Interconectado Nacional, en caso de que la energía reactiva sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) consumida por un suscriptor o usuario, el exceso sobre este límite se considerará como consumo de energía activa para efectos de determinar el consumo facturable.”

7.15 EVALUACION DE TRANSITORIOS IMPULSIVOS

A continuación, se establece la metodología de tabulación de esta perturbación en el PCC:

1. Obtener los resultados de las mediciones de las formas de onda de la tensión en el sistema para lo cual se usa un dispositivo de ancho de banda lo suficientemente amplio.
2. Obtener el resultado de la medición del valor cresta instantáneo en la onda de la tensión en el sistema de distribución.
3. Comparar los valores obtenidos del ítem anterior con los valores de referencia de la Tabla 8.

Tabla 8 Valores de referencia para valores cresta en sobretensiones transitorias

Localización de la evaluación	Valores cresta de las ondas de tensión
Dentro de instalaciones eléctricas	6 kV
Red eléctrica	10 kV -20 kV

7.16 EVALUACION DE TRANSITORIOS OSCILATORIOS

A continuación, se establece la metodología de tabulación de esta perturbación en el PCC:

1. Obtener los resultados de las mediciones de las formas de onda de la tensión en el sistema para lo cual se usa un dispositivo de ancho de banda lo suficientemente amplio.
2. Obtener el resultado de la medición del valor cresta instantáneo en la onda de la tensión en el sistema de distribución.
3. Comparar los valores obtenidos del ítem anterior con los valores de referencia de la Tabla 9.

Tabla 9 Valores de referencia para valores cresta en sobretensiones transitorias

Localización de la evaluación	Valores cresta de las ondas de tensión
Dentro de instalaciones eléctricas	6 kV
Red eléctrica	10 kV -20 kV

4. Si a partir de los resultados anteriores se detecta que el fenómeno afecta a usuarios conectados al STR y/o SDL, entonces el OR en conjunto con el usuario afectado deberán buscar la causa del fenómeno y solucionarlo en un plazo no mayor a treinta días hábiles. Cuando el problema causado por un usuario sea grave e involucre a varios usuarios, el OR deberá desconectarlo inmediatamente se identifique que el problema está en sus instalaciones [5].

8 DEFICIENCIAS EN LA CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA

Se considera como deficiencia en la calidad de la potencia suministrada el incumplimiento de los límites establecidos para cada una de las perturbaciones descritas en el capítulo 7 de la presente guía. En caso de presentar deficiencias en la calidad de potencia se deben implementar las medidas correctivas requeridas que permitan contrarrestar sus efectos nocivos en el sistema de distribución.

9 CORRECCION DE LAS PERTURBACIONES

La CREG ha establecido un plazo máximo de treinta (30) días hábiles para corregir las deficiencias detectadas en la calidad de la potencia suministrada por los OR. Cuando las deficiencias se deban a la carga conectada por un usuario del STR y/o SDL, el OR como responsable de la Calidad de la Potencia, le dará un plazo máximo de (30) treinta días hábiles al usuario para la solución del problema. En este caso, si transcurrido el plazo fijado no se ha efectuado la corrección pertinente, el OR debe desconectar al usuario que ocasiona el problema, reportando a la SSPD mínimo dos (2) días hábiles antes del corte.