

Utilidades de los registradores de fallas en las redes eléctricas y exigencias de la regulación  
colombiana para su implementación

María Alejandra Giraldo García; Kevin Fabián Lozano Rueda

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

Gabriel Ordóñez Plata

Dr Ingeniero Industrial en Ingeniería Eléctrica

Codirector

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Dr en Ciencias con Énfasis en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2020

### **Dedicatoria**

*A Dios que me permitió dar cumplimiento a esta etapa tan importante.*

*A mi padre, que aunque ya hayas partido, siempre fuiste mi principal motor para seguir adelante y alcanzar las metas que me propuse, en vida se que estarías muy orgulloso y que desde el cielo me proteges y acompañas en todo momento.*

*A mi madre por su constante apoyo, sus consejos, su eterno amor y por siempre querer lo mejor para mi.*

**Maria Alejandra Giraldo Garcia**

### **Dedicatoria**

*A Dios que me dio la fortaleza para seguir en esta etapa de mi vida.*

*A mi padre por su incondicional apoyo y consejos los cuales me han hecho el hombre que soy,*

*A mi madre por su eterno amor, apoyo y fé en la que siempre encontré una voz de aliento para alcanzar mis metas*

*A mi familia por acompañarme en los momentos difíciles y por tantos sacrificios sin los cuales no hubiese alcanzado este gran logro en mi vida.*

**Kevin Fabian Lozano Rueda**

## **Agradecimientos**

*En primer lugar, a Dios que fue mi principal guía durante este proceso, me llenó de fortaleza para salir adelante en cada uno de los momentos difíciles de mi vida y que hoy me da la oportunidad de culminar una de las etapas más importantes.*

*A mis padres y padrinos por su amor incondicional, dedicación y quienes me ayudaron a llenarme de motivación para hacer realidad mi sueño.*

*A los profesores Gabriel Ordoñez Plata y Oscar Quiroga Quiroga por su valiosa colaboración, apoyo y por ser parte en mi proceso de formación profesional.*

*A mis amigos y seres queridos que confiaron en mí y siempre me brindaron su apoyo.*

**Maria Alejandra Giraldo Garcia**

### **Agradecimientos**

*A dios por darme la oportunidad de tener un aprendizaje profesional y llenar mi vida de grandes personal las cuales influyeron en mi desarrollo*

*A mis padres por su gran apoyo y motivación para ayudarme a cumplir mi meta,*

*A mis amigos los cuales son personas que siempre recordare por acompañarme en mi desarrollo académico,*

*A mi abuela que me apoyo para salir adelante y que ahora me cuida desde el cielo.*

*A todos mis profesores por contribuir a mi formación profesional,*

**Kevin Fabian Lozano Rueda**

## Tabla de contenido

|  | Pág. |
|--|------|
| Introducción .....   | 14   |
| 1. Objetivos.....  | 17   |
| 1.1 Objetivo General.....  | 17   |
| 1.2 Objetivos Específicos.....   | 17   |
| 2. Recopilación, tratamiento y análisis de la información almacenada en un registrador de fallas ..... | 18   |
| 2.1 Definición de calidad de la potencia eléctrica .....   | 21   |
| 2.2 Perturbaciones de la calidad de la potencia eléctrica.....   | 22   |
| 2.2.1 Fluctuaciones de tensión .....   | 22   |
| 2.2.2 Flicker .....  | 22   |
| 2.2.2.1 Severidad corta (PST).....   | 22   |
| 2.2.2.2 Severidad Larga (PLT) .....  | 23   |
| 2.2.3 Tensiones transitorias.....  | 23   |
| 2.2.4 Distorsión armónica.....   | 23   |
| 2.2.5 Interrupciones .....   | 24   |
| 2.2.6 Sobretensión (Swell).....  | 24   |
| 2.2.7 Hundimiento (Sag).....   | 25   |
| 2.2.8 Cortes de alimentación.....  | 25   |
| 2.3 Normativa internacional.....   | 25   |
| 2.3.1 IEC 61000-4-30:2015 “Métodos de medición de calidad de la potencia” .....                        | 27   |

- 2.3.2 EN 50160 “Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución” ..... 28
- 2.3.3 Estándar IEEE 1159 “Practica recomendada para la monitorización de la calidad de la energía” ..... 30
- 2.3.4 Estandares en la comunicación de los registradores de fallas..... 32
- 3. Exigencias regulatorias asociadas al registro de fallas del sistema de potencia en Colombia . 35
- 3.1 Resolución CREG 025 del 1995-ANEXO CC.5 ..... 35
- 3.1.1 Activación ..... 36
- 3.1.2 Señales de entrada..... 36
- 3.1.3 Tiempo de registro ..... 37
- 3.1.4 Almacenamiento de datos ..... 37
- 3.1.5 Sincronización..... 37
- 3.1.6 Programación, calibración y prueba ..... 38
- 3.1.7 Transmisión de datos ..... 38
- 3.1.8 Desarrollo de aplicaciones ..... 38
- 3.2 Resolución CREG 010 (11 de febrero de 2009) ..... 39
- 3.2.1 Remuneración por parte de la CREG 010 (11 de febrero de 2009)..... 39
- 4. Características y funcionalidades de los equipos registradores de fallas más usados en Colombia..... 42
- 4.1 Contextualización de los registradores de fallas ..... 43
- 4.2 Método de elección de los registradores de fallas ..... 44
- 4.2.1 ION 9000 – Schenneider electric ..... 45
- 4.2.2 G5DFR –ELSPEC ..... 46

|  |    |
|--|----|
| 4.2.3 MAVOLOG PRO - GOSSEN METRAWATT .....   | 47 |
| 4.2.4 SIMEAS R-PMU – SIEMENS .....   | 49 |
| 4.3 Características y especificaciones técnicas de los registradores de fallas ..... | 50 |
| 4.3.1 Diseño de los registradores de fallas.....                                     | 50 |
| 4.3.2 Puertos de comunicaciones .....  | 53 |
| 4.3.3 Protocolos de comunicación .....   | 54 |
| 4.3.4 Sincronización de tiempo.....  | 55 |
| 4.3.5 Rangos o umbrales de medidas en los parámetros electricos .....                | 56 |
| 4.3.6 Tiempos de almacenamiento.....   | 59 |
| 4.3.7 Análisis del software.....   | 60 |
| 5. Conclusiones .....  | 64 |
| Referencias.....   | 67 |

## Lista de Figuras

|  | <b>Pag,</b> |
|--|-------------|
| Figura 1. Cadena de medida de la IEC 61000-4-30 de 2012 .....  | 21          |
| Figura 2. Definición de eventos en la magnitud de la tensión de suministro según EN 50160....        | 29          |
| Figura 3. Definición de eventos en la magnitud de la tensión de suministro según IEEE 1159-1995..... | 31          |
| Figura 4. Perfiles de capas del estándar IEC 61850.....  | 33          |
| Figura 5. Registrador de fallas digital ION 9000.....  | 45          |
| Figura 6. Registrador de fallas digital G5DFR .....  | 46          |
| Figura 7. Registrador de fallas digital MAVOLOG PRO.....   | 47          |
| Figura 8. Registrador de fallas digital SIMEAS R-PMU .....   | 49          |
| Figura 9. Tiempos de fallas.....   | 60          |

**Lista de Tablas**

|  | <b>Pag,</b> |
|--|-------------|
| Tabla 1. Definiciones tomadas por la norma EN 50160.....                       | 29          |
| Tabla 2. Definiciones tomadas del Estándar IEEE Std. 1159.....                 | 31          |
| Tabla 3. Porcentajes para la remuneración de la unidades constructivas .....   | 39          |
| Tabla 4. Valor total del FOB.....  | 41          |
| Tabla 5. Costo total de la remuneración para los registradores de fallas.....  | 41          |
| Tabla 6. Especificaciones técnicas de los registradores de fallas .....        | 51          |
| Tabla 7. Especificaciones físicas de los registradores de fallas.....          | 52          |
| Tabla 8. Puertos de comunicaciones de los cuatro registradores de fallas ..... | 53          |
| Tabla 9. Protocolos de comunicación de los cuatro registradores de fallas..... | 55          |
| Tabla 10. Protocolos de sincronización de tiempo .....                         | 56          |
| Tabla 11. Rangos y umbrales de los registradores.....                          | 57          |
| Tabla 12. Unidad de medición fasorial de los registradores de fallas .....     | 58          |
| Tabla 13. Tiempo de almacenamiento en fallas.....                              | 60          |
| Tabla 14. Herramientas software de los cuatro registradores de fallas.....     | 61          |

## Nomenclatura

**CEM:** compatibilidad electromagnética

**CPE:** calidad de la potencia eléctrica

**CREG:** comisión de regulación de energía y gas

**DFR:** grabadora de fallas digital

**IEC:** comisión electrotécnica internacional

**ISO:** organización internacional de estandarización

**PCC:** punto de acoplamiento común

**PQM:** monitoreo de calidad de energía

**SAG:** hundimientos de tensión

**SCADA:** supervisory control and data acquisition

**SDL:** sistema de distribución local

**STN:** sistema de transmisión nacional

**STR:** sistema de transmisión regional

**SWELL:** elevaciones de tensión

**THD:** distorsión armónica total

## Resumen

**Título:** Utilidades de los registradores de fallas en las redes eléctricas y exigencias de la regulación colombiana para su implementación\*

**Autor:** María Alejandra Giraldo García, Kevin Fabián Lozano Rueda\*\*

**Palabras claves:** Indicadores de la calidad de la potencia eléctrica, monitorización de la calidad de la potencia, registradores de fallas, IEC 61000-4-30, código de redes.

### Descripción:

La instalación de equipos registradores de fallas en las subestaciones de AT/AT, AT/MT o MT/MT donde existan fronteras comerciales es una exigencia del código de redes. Estos equipos se utilizan para monitorizar el comportamiento dinámico del STN durante perturbaciones o maniobras y ayudan en la detección de problemas operativos, de protecciones, de fallas de equipos, etc.

Estos equipos se exigen principalmente a nivel del STN, pero con el auge de la generación distribuida también pueden llegar a ser importantes a nivel del STR y del SDL. Gracias a los avances tecnológicos en el desarrollo de equipos para la monitorización de los sistemas eléctricos, ahora es posible hacer seguimiento continuo a la operación de las redes eléctricas y detectar anomalías en su funcionamiento de manera oportuna, previniendo problemas mayores y reduciendo los tiempos de inactividad, todo esto conllevan a un notable ahorro económico y rendimiento del sistema eléctrico.

Por lo anterior, en este trabajo de grado se revisarán las exigencias de la regulación colombiana para la implementación de estos equipos, se analizarán y comparará las características de los registradores de fallas para redes eléctricas, así como las utilidades que brindan estos equipos para el apoyo y supervisión de la operación del sistema a partir del adecuado análisis de la información que registran y su funcionamiento en la toma de decisiones en el centro de control.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ciencias Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.  
Director: Gabriel Ordóñez Plata, Doctor en Ingeniería Eléctrica

### Abstract

**Title:** Utilities of power grid fault recorders and requirements of Colombian regulation for their implementation\*

**Author:** María Alejandra Giraldo García, Kevin Fabián Lozano Rueda \*\*

**Key Words:** Power quality indicators, Power quality monitoring, Fault recorders, IEC 61000-4-30, Network Code.

#### Description:

The installation of fault recorder equipment in HV / HV, HV / MV or MV / MV substations where there are commercial borders is a requirement of the network code. These equipments are used to monitor the dynamic behavior of the NTS during disturbances or maneuvers and help in the detection of operational problems, protections, equipment failures, etc.

These equipments are mainly required at the NTS level, but with the rise of distributed generation they can also become important at the RTS and LDS level. Thanks to technological advances in the development of equipment for monitoring electrical systems, it is now possible to continuously monitor the operation of electrical networks and detect anomalies in their operation in a timely manner, preventing major problems and reducing downtime, all of this leads to significant savings and performance of the electrical system.

Therefore, in this project the requirements of the Colombian regulation for the implementation of these equipment will be reviewed, and the features of fault recorders for electrical networks will be analyzed and compared, as well as the utilities that these equipment provide for the support and supervise of the operation of the system based on the adequate analysis of the information they record system based on the adequate analysis of the information they record and its operation in decision-making in the control center.

---

\* Bachelor Thesis

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Gabriel Ordóñez Plata, Electrical Engineering doctor

## **Introducción**

Los registradores de fallas son equipos que tienen como fin la monitorización de la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica a través del almacenamiento y registro de las señales de tensión y corriente para identificar perturbaciones en el sistema eléctrico, con el objetivo de contar con un análisis previo a la falla, el cual debe apuntar a establecer cuáles fueron las causas, el origen o la razón por la cual se presentó la anomalía en el sistema eléctrico.

Por otra parte, estos equipos pueden conducir a una acción correctiva para un problema del sistema dado, lo que resulta en un mejor rendimiento y confiabilidad en la operación de las redes eléctricas, que permite determinar si el comportamiento es adecuado o inadecuado, dando lugar a mejoras en el diseño y correcciones en los sistemas eléctricos a partir del seguimiento de eventos y condiciones que pueden ocasionar daños técnicos y económicos en el sistema. Esto se logra si el registrador de fallas mencionado es lo suficientemente sensible para capturar todas las anomalías además de tener la capacidad y configuración de ofrecer un análisis de los datos obtenidos con el cual se pueden establecer las causas de estos problemas. En consecuencia estos equipos deben ser capaces de capturar la información y supervisar el comportamiento dinámico del sistema de potencia durante la presencia de perturbaciones electromagnéticas o maniobras, lo cual es de gran utilidad dando lugar a la prevención de problemas mayores que podrían llegar a deteriorar el adecuado suministro de la energía eléctrica.

Este trabajo de grado realiza un análisis de los registradores de fallas de las marcas más destacadas en el mercado colombiano, comparando sus principales características para encontrar cuál de ellos se adapta de mejor manera a las necesidades del sistema en el cual se instalan estos dispositivos. Se realiza un estudio del equipo con las funciones y herramientas más útiles y de alta precisión que proporcionan una adecuada monitorización y análisis del comportamiento de

las variables de la red eléctrica, garantizando de esta forma mantener el control de los parámetros eléctricos establecidos. Para ello, se considera la normatividad colombiana vigente, la cual establece las especificaciones técnicas para los equipos registradores de fallas, tal como lo estipula en el Anexo CC.5 del código de redes establecido por la CREG 025 de 1995. También se consideran las especificaciones establecidas en las normas internacionales que estipulan las características de los equipos de medida y los límites de algunos de los parámetros de las señales tensión y corriente de estos equipos. Las normas internacionales revisadas son: la IEC 61000 4-30, la EN 50160 y la IEEE 1159.

Este documento se ha estructurado en cinco capítulos. El Capítulo 1, presenta los objetivos del trabajo de grado y en el Capítulo 2 se presenta la documentación del tratamiento y análisis correspondiente de los registradores de fallas durante su proceso de operación en el sistema de potencia, esto con el fin de comprender su funcionamiento, el capítulo finaliza con un resumen de las normas internacionales que rigen los métodos de medición de la calidad de la potencia. En el Capítulo 3 se presentan las exigencias regulatorias asociadas al sistema de registro de fallas y las diferentes especificaciones técnicas establecidas para las redes eléctricas en Colombia. Posteriormente, el Capítulo 4 se hace una breve descripción de cada uno de los registradores de fallas seleccionados y posteriormente se realiza un análisis de las características más relevantes, con el propósito de compararlos.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo general**

Examinar las utilidades de los registradores de fallas en las redes eléctricas y las exigencias establecidas en la regulación colombiana alrededor de estos equipos.

### **1.2 Objetivos específicos**

- Documentar el tratamiento y análisis que se realiza a la información obtenida por un registrador de fallas dentro de la operación del sistema de potencia.

- Recopilar las exigencias regulatorias y estándares técnicos asociadas al registro de fallas en las redes eléctricas en Colombia.

- Comparar las características y funcionalidades de los equipos registradores de fallas más representativos para los operadores de red y su cumplimiento de los requisitos establecidos por la regulación colombiana.

## **2. Recopilación, tratamiento y análisis de la información almacenada en un registrador de fallas**

Los registros de fallas son necesarios para caracterizar fenómenos electromagnéticos en una zona en particular del sistema eléctrico, en algunos casos sirven para monitorizar y diagnosticar incompatibilidades, en otros para evaluar el entorno eléctrico, el cual es utilizado para modelar o desarrollar una línea base de calidad de la energía eléctrica. También permiten la supervisión para predecir el rendimiento futuro de los sistemas eléctricos.

Existen varias razones para la monitorización de los sistemas eléctricos, la principal está relacionada con el aspecto económico al que conlleva la implementación de estos equipos, particularmente las cargas críticas que se ven afectadas por la presencia de fenómenos electromagnéticos. Estos eventos pueden llevar a un mal funcionamiento del sistema eléctrico, en cuyo caso se puede desarrollar una base de datos con las especificaciones de compatibilidad electromagnética para detectar con anticipación las incompatibilidades y prevenir posibles interrupciones en el servicio de energía eléctrica, con lo cual se mejora el comportamiento del sistema.

Los sistemas eléctricos deben detectar las fallas con el fin de evitar daños sobre equipos e instalaciones, manteniendo la estabilidad del sistema. Para esto debe tener una alta confiabilidad, seguridad, selectividad y rapidez en detectar de manera oportuna cuando ocurren estas anomalías en el sistema. Para lograr lo anterior, los registradores de fallas son equipos destinados a monitorizar el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos lo cual permite la detección de los problemas operativos, de protecciones y fallas, por tal motivo se ha incrementado la instalación de estos equipos en los sistemas eléctricos.

Este equipo se puede instalar en cualquier sistema eléctrico en el que se quiera tener un mejor control de su comportamiento, ya que permitirá registrar las anomalías que se estén presentando para su análisis y así tener un conocimiento más profundo de los eventos ocurridos en el sistema, permitiendo identificar la posible causa de las perturbaciones y facilitar la localización de éstas. Su instalación en sistemas de distribución, transmisión y generación es indispensable. En líneas de transmisión y distribución su esquema de protecciones se debe complementar con un localizador de fallas, incluido en los registradores, en subestaciones eléctricas. Su inclusión es de vital importancia para el control y el registro de los eventos.

Los registradores de falla tienen unas características básicas, las cuales serán definidas con más detalle en el Capítulo 5. Entre estas se encuentran: las señales que debe tomar para cada parámetro eléctrico, la resolución con la que se visualizan los datos, los tiempos de registro, el almacenamiento de datos, los tipos sincronización, la programación y calibración del equipo, el tipo de comunicación, la transmisión de datos y los rangos mínimos; los cuales se encuentran definidos en la normativa CREG 025 de 1995, por la cual se establece el código de redes.

Los registradores de falla son desarrollados e instalados con el propósito de mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica, además de tener programas para poder adecuarse a las necesidades propias de los usuarios. Los programas del equipo generan archivos compatibles con hojas de cálculos para el análisis de los eventos y la documentación de la información. Para la documentación del tratamiento de la información hay que partir de cómo se miden o registran los datos. Los registradores miden de forma continua, sin embargo si se almacenan todos los datos el equipo se quedaría rápidamente sin memoria, para esto se definen los umbrales o desencadenadores de medición, los cuales proporcionan un medio para determinar qué es y que no se registra (NORMAS IEC 61000 4-30), algunos instrumentos que ayudan a registrar la

calidad de la energía dividen esta información en grupos y la llaman eventos, la configuración de los umbrales determina si los datos recopilados son útiles para conservar.

Los umbrales demasiado bajos dan como resultado datos irrelevantes y los umbrales altos se convierten en información insuficiente, una vez que el registrador se conecta al sistema eléctrico debe ser programado para registrar los eventos. La selección de los umbrales depende del objetivo del registro, en este caso como es realizar un registro y análisis general de la calidad de la energía eléctrica, la configuración de los umbrales que se activan se utilizan para producir informes de eventos que se esperan excedan los límites de susceptibilidad, para esto se debe tener en cuenta el nivel de activación del registrador. Los umbrales de disparo le indican al equipo si se deben ignorar estas anomalías del sistema o si deben activarse para registrarla.

Los datos adquiridos por el registrador se deben mostrar como un archivo numérico (copia impresora), cinta de datos y en pantalla visual en un formato parecido a un osciloscopio además de almacenarse en memoria y transferir a un ordenador para su posterior análisis.

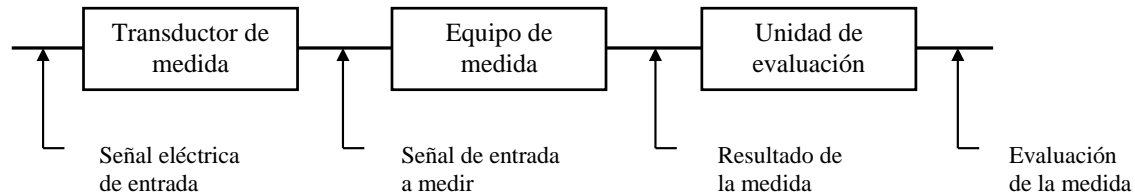
En el estudio de los métodos utilizados para el procesamiento de los datos tomados por un registrador de fallas, se conocen algunas técnicas utilizadas para el tratamiento de las señales tanto analógicas como digitales. Inicialmente se tiene una archivo comtrade, donde se obtiene las señales análogas en el tiempo, el primer paso es pasar las señales a través de un filtro analógico, en lo que se consideran cuatro métodos BUTTERWORTH, CHEBYSHEV 1, CHEBYSHEV 2 Y ELIPTICO. Posteriormente las señales resultantes son pasadas a través de un filtro digital en los cuales se consideran los métodos de FOURIER, COSENOS Y SENOS.

En estudios, comparaciones y análisis se ha identificado que el mejor filtro analógico es el BUTTERWORTH, debido a que es un filtro que ayuda a mitigar el efecto aliasing o solapamiento y el mejor filtro digital es el de FOURIER debido a que utiliza un ciclo completo

de la señal para el muestreo. La Figura 1 muestra el diagrama de bloques de un sistema de medición de variables eléctricas establecido en la norma IEC 61000-4-30.

Figura 1.

*Cadena de medida de la IEC 61000-4-30 de 2012*



## 2.1 Definición de calidad de la potencia eléctrica

De manera general la calidad de la potencia eléctrica está asociada al estudio del comportamiento de los parámetros de tensión y corriente de la red eléctrica, con el fin de monitorizar las alteraciones que estos presentan en su forma de onda y evaluándolos con respecto a su condición ideal de funcionamiento, el estándar internacional IEC 61000-4-30 define el termino de calidad de la potencia enfocándose en el *estudio de las características de la electricidad en un punto dado de la red eléctrica, evaluadas con relación a un conjunto de parámetros técnicos de referencia [1]*.

## **2.2 Perturbaciones de la calidad de la potencia eléctrica**

Las perturbaciones electromagnéticas son determinadas como aquellos fenómenos que degradan el rendimiento de un sistema eléctrico. A continuación, se presentan algunas definiciones de términos comúnmente relacionados por afectar la calidad de la potencia eléctrica.

### **2.2.1 Fluctuaciones de tensión**

Las fluctuaciones de tensión son aquellas variaciones aleatorias de la forma de onda de tensión con relación a su forma de onda estándar. Son ocasionadas comúnmente por el consumo de potencia no activa y de la conexión y desconexión de grandes cargas en las redes eléctricas. Las fluctuaciones de tensión presentan una duración de varios milisegundos hasta 10 segundos, y su amplitud no sobrepasa el 10% de su valor nominal.

### **2.2.2 Flicker**

También denominado parpadeo, es un fenómeno causado por las fluctuaciones de tensión en las redes eléctricas por los cambios de cargas fluctuantes (variantes en el tiempo). Se define como un fenómeno visual de la percepción en la alteración en la intensidad luminosa de una lámpara incandescente, producido por el cambio en la tensión de alimentación y se mide con dos indicadores.

**2.2.2.1 Severidad corta (PST).** Es un parámetro de medida del Flicker en un periodo de 10 minutos.

**2.2.2.2 Severidad Larga (PLT).** Es un parámetro de medida del Flicker evaluado a partir de una secuencia de 12 valores de severidad de duración breve en un intervalo de 2 horas.

### **2.2.3 Tensiones transitorias**

Las tensiones transitorias corresponden a las variaciones en la amplitud de la onda de tensión a frecuencia diferente a la de suministro, son fenómenos de subidas y caídas de tensión de corta duración en estado estacionario, comúnmente producidos por las descargas atmosféricas y eventos de conmutación en las redes eléctricas. Se clasifican en transitorios impulsivos y oscilatorios.

### **2.2.4 Distorsión armónica**

La distorsión armónica (THD) es la medida correspondiente al fenómeno que presentan las ondas sinusoidales de tensión y corriente en la deformación de su forma de onda en estado estable en relación con la onda estándar. Se clasifica en cinco tipos de distorsión armónica:

- Desplazamiento
- Armónicos
- Interarmónicos
- Muecas de tensión
- Ruido.

### **2.2.5 Interrupciones**

Una interrupción es la pérdida completa de la tensión de la red de alimentación por un periodo de tiempo. Debido a que varían según el tiempo de duración de la interrupción, son clasificadas a partir de su duración, denominadas interrupciones instantáneas, momentáneas, sostenidas y temporales. Los rangos de tiempo de las interrupciones son los siguientes:

- Interrupciones instantáneas: 0,5 a 30 ciclos
- Interrupciones momentáneas: 30 ciclos a 3 segundos
- Interrupciones sostenidas: 3 segundos a 1 minutos
- Interrupciones temporales: mayores a 1 minutos

### **2.2.6 Sobretensión (Swell)**

El termino sobretensión o pico de tensión, representa el aumento temporal de la tensión eléctrica por encima de los valores máximos definidos, su efecto es considerado repentino y de muy corta duración, del orden de los microsegundos. Se producen por descargas atmosféricas, compensación con bancos de capacitores o por conmutaciones en la red, ocasionando graves deterioros o destrucción de los equipos conectados a la red.

### **2.2.7 Hundimiento (Sag)**

Los hundimientos de tensión son la reducción momentánea entre el 0,1 y 0,9 en p.u. del valor eficaz de la tensión con respecto a la onda de tensión estándar. Se presentan por fallas en los sistemas de transmisión y distribución.

### **2.2.8 Cortes de alimentación**

Los cortes de alimentación son la condición en la cual la tensión de suministro es inferior al 1 por ciento la tensión declarada.

## **2.3 Normativa internacional**

Las características de los equipos registradores se rigen a partir de las normas establecidas por organizaciones internacionales como la International Electrotechnical Commission (IEC), el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) y la European Norm (EN). Las normas relacionadas directamente con la medición de los parámetros de un sistema eléctrico de los registradores son las siguientes:

- IEC 61000 4-7 “Técnica de ensayo y de medida – Guía general relativa a las medidas de armónicos e Interarmónicos”
- IEC 6100 4-15 “Técnicas de ensayo y de medida – Medidor de parpadeo (Flicker)”
- IEC 61000 4-30 “Técnicas de ensayo y medición – métodos de medida de calidad de la potencia”

- EN 50160 “Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución”
- IEEE C37.118 “Medición de sincrofasores para sistemas eléctricos”
- IEEE 1159 “Practica recomendada para la monitorización de la calidad de la energía”
- IEC 61850 “Sistemas de comunicación para la automatización de subestaciones”

Una aplicación a estas normas se puede ver cuando el regulador puede emplearla para asegurar el cumplimiento de los estándares de calidad de potencia eléctrica deseados, los cuales se describen a continuación:

- Publicación de información del desempeño PI: consiste en la aplicación de un esquema ‘name and shame’ en el cual se hace pública la información sobre el desempeño del agente y los usuarios pueden tomar la decisión basados en el conocimiento de dicha información.

- Definición de estándares mínimos de calidad: se define una serie de indicadores con sus respectivos estándares o límites mínimos de calidad, el incumplimiento de estos niveles puede estar asociado a compensaciones por parte del prestador del servicio, los límites son los siguientes:

- Esquemas de incentivos simétricos EIS: en este esquema se establecen estándares de desempeño y se implementan un mecanismo de premios o penalizaciones por el cumplimiento del desempeño deseado, en este esquema se requiere información de valoración que los usuarios dan a la calidad del servicio de energía eléctrica.

- Utilización de contratos de calidad extra: adecuado para usuarios con una alta valoración del servicio y se basan en acuerdos bilaterales el cual requiere una mayor calidad que el servicio prestado.

A continuación se describen tres de las normas utilizadas para la adquisición y análisis de los datos adquiridos con los registradores de red.

### **2.3.1 IEC 61000-4-30:2015 “Métodos de medición de calidad de la potencia”**

Esta parte de la norma IEC define los procedimientos, métodos de medida y la interpretación de los resultados de los parámetros de calidad del suministro de las redes de energía eléctrica con una frecuencia fundamental declarada en 60 [Hz] o 50 [Hz]. Se describen los métodos de medida para cada parámetro, esta norma se limita a los fenómenos conducidos en una red de energía eléctrica. Los parámetros de suministro considerados en esta norma son la frecuencia, la amplitud de la tensión de alimentación, los flickers, los huecos de tensión, las sobretensiones, las interrupciones de tensión, el desequilibrio de tensión, las componentes armónicas, las componentes interarmónicas de tensión, las variaciones rápidas de tensión, distorsiones y las mediciones de corrientes, utilizando los tipos de medición clase A y clase S los cuales se definirán a continuación tomando las definiciones dadas por la norma IEC 61000 4-30:

- CLASE A: esta clase se utilizan cuando son necesarias mediciones de alta precisión, como por ejemplo para aplicaciones contractuales que pueden requerir la resolución de litigios, la verificación de la conformidad con las normas, etc. Las mediciones de un parámetro efectuadas con dos instrumentos diferentes que cumplan con los requisitos de la CLASE A al medir las mismas señales producirán resultados coincidentes en la incertidumbre especificada para ese parámetro. En esta clase de medida el tiempo de medición en estado estacionario de la tensión y corrientes es de 12 ciclos para un sistema de 60 [Hz] y de 10 ciclos para un sistema de 50 [Hz]

- CLASE S: esta clase se utiliza para aplicaciones estadísticas tales como para la evaluación de campañas de medida de la calidad de suministro de energía eléctrica, aunque se utilizan intervalos de medición equivalentes que en la CLASE A, los requisitos de procesamiento de la CLASE S son menores. En registradores de fallas el tipo de medición es la CLASE A.

### **2.3.2 EN 50160 “Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución”**

Esta norma define los límites establecidos para caracterizar los parámetros de la tensión como lo son: la frecuencia nominal de la tensión suministrada, las variaciones de tensión, las componentes armónicas y las clases de interrupciones, así como los protocolos de medida pero no estipula la responsabilidad del cumplimiento de estos límites en ninguna de las partes, es primordial el resaltar que esta norma solo es aplicable a ciertas condiciones normales de operación por lo cual excluyen a operaciones realizadas después de una falla en los sistemas, acciones industriales o cortes de servicio por condiciones de eventos externos, este estándar define lo siguiente:

- Para un periodo semanal el 95% de los valores eficaces de la tensión suministrada promediados en 10 minutos, debe situarse en un rango del 10 % por encima y por debajo de la tensión nominal

- Para todos los valores tomados en un intervalo de tiempo de 10 minutos de la tensión deben situarse en un intervalo de 10% por encima y un 15% por debajo de la tensión nominal

- El número de huecos de tensión esperado en un periodo de un año puede variar de valores hasta miles si la mayor parte de los huecos tiene una duración menor 1 segundo y una profundidad inferior al 60%

- El número de interrupciones breves de la tensión de alimentación hasta varias centenas.

La Figura 2 muestra la definición de los eventos establecidos por la norma EN 50160 y en la Tabla 1 la definiciones de estos eventos.

Figura 2.

*Definición de eventos en la magnitud de la tensión de suministro según EN 50160*

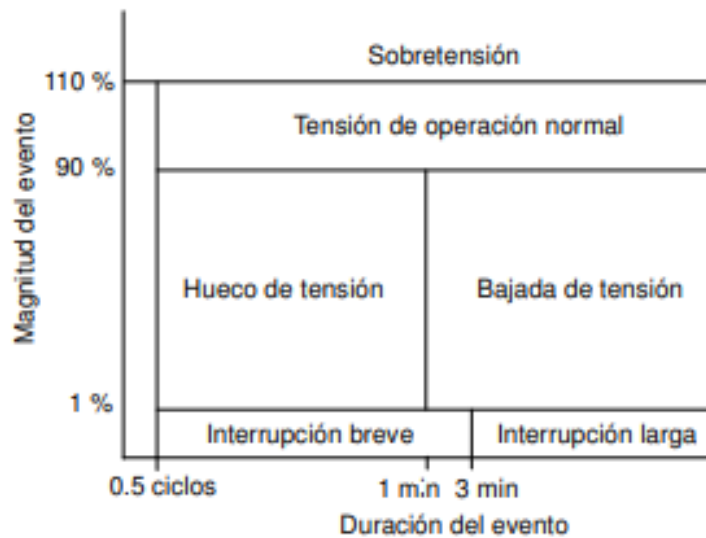


Tabla 1.

*Definiciones tomadas por la norma EN 50160*

| <i>Definiciones tomadas por la norma EN 50160</i> |                 |                 |
|---|-----------------|-----------------|
| <b>Evento en la tensión de suministro</b>         | <b>Magnitud</b> | <b>Duración</b> |
|   |                 |                 |

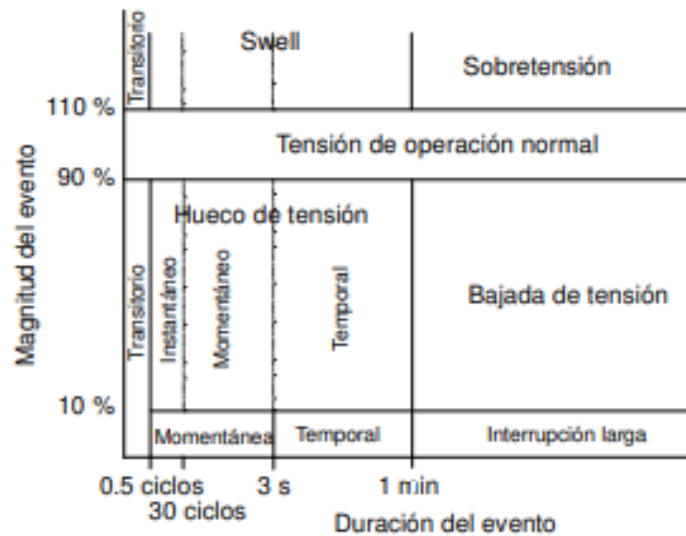
|                                   |                    |   |
|-----------------------------------|--------------------|---|
| <b>Hueco de tensión</b>           | $90\% < V_n < 5\%$ | 10 S < T < 1 minuto                             |
| <b>Bajada de tensión</b>          | $90\% < V_n$       | T < 1 minuto                                    |
| <b>Interrupción de suministro</b> | $V_n < 1\%$        | T < 3 minutos (breve)<br>T > 3 minutos (largar) |
| <b>Sobretensión temporal</b>      | $V_n > 110\%$      | Relativamente largo                             |
| <b>Sobretensión transitoria</b>   | $V_n > 110\%$      | Milisegundos                                    |

### 2.3.3 Estándar IEEE 1159 “Practica recomendada para la monitorización de la calidad de la energía”

Esta norma proporciona información útil para proyectos de medida y monitorización de las redes eléctricas ya que proporciona definiciones, resúmenes y caracterizaciones de fenómenos típicos presente en sistemas eléctricos, también abre un debate sobre la selección de los instrumentos de supervisión. El estándar IEEE 1159 define diferentes categorías de fenómenos electromagnéticos en las redes eléctricas como transitorios, fluctuaciones, desequilibrios, distorsiones, variaciones de tensiones largas, cortas y variaciones de frecuencia. En la Tabla 2 se muestran las definiciones establecidas por esta norma y los límites de tiempo y magnitud de cada evento y en la Figura 3 se muestran los límites de tiempo y magnitud utilizados para caracterizar cada una de las perturbaciones.

Figura 3.

*Definición de eventos en la magnitud de la tensión de suministro según IEEE 1159-1995*



El estándar IEEE Std 1159 proporciona pautas recomendadas para la supervisión del monitoreo de las redes desde la elección del equipo de monitoreo, el método de recopilación de los datos a emplear, los umbrales de activación y las técnicas de análisis de datos, esto se hace con el objetivo que va desde verificar la regulación hasta el análisis de flujos en sistemas eléctricos todo con el fin de desarrollar especificaciones para mejoras futuras con ayuda de bases de datos de las causas de las perturbaciones tomados con el registrador de redes.

Tabla 2.

*Definiciones tomadas del Estándar IEEE Std. 1159*

*Definiciones tomadas del Estándar IEEE Std. 1159*

| Categorías                           | Duración típica | Magnitudes típicas de la tensión |
|--------------------------------------|-----------------|----------------------------------|
| <b>Variaciones de corta duración</b> |                 |                                  |
| <b>Instantáneas</b>                  |                 |                                  |

|   |                    |                |
|---|--------------------|----------------|
| <b>1.1) Huecos</b>                        | 0,5 – 30 ciclos    | 0,1 – 0,9 p.u. |
| <b>1.2) Swell</b>                         | 0,5 – 30 ciclos    | 1,1 – 1,8 p.u. |
| <b>Momentánea</b>                         |                    |                |
| <b>2.1) Interrupción</b>                  | 0,5 ciclos – 3 [s] | <0,1 p.u.      |
| <b>2.2) Huecos</b>                        | 30 ciclos – 3 [s]  | 0,1 – 0,9 p.u. |
| <b>2.3) Swell</b>                         | 30 ciclos – 3 [s]  | 1,1 – 1,4 p.u. |
| <b>Temporal</b>                           |                    |                |
| <b>3.1) Interrupción</b>                  | 3 [s] – 1 [min]    | < 0,1 p.u.     |
| <b>3.2) Hueco</b>                         | 3 [s] – 1 [min]    | 0,1 – 0,9 p.u. |
| <b>3.3) Swell</b>                         | 3 [s] – 1 [min]    | 1,1 – 1,2 p.u. |
| <b>Variaciones de larga duración</b>      |                    |                |
| <b>1 Interrupciones de larga duración</b> | >1 [min]           | 0,0 p.u.       |
| <b>2 Caída de tensión</b>                 | >1 [min]           | 0,8 – 0,9 p.u. |
| <b>3 Sobretensión</b>                     | >1 [min]           | 1,1 – 1,2 p.u. |

### 2.3.4 Estándares en la comunicación de los registradores de fallas

El objetivo principal del estándar IEC 61850 y MODBUS es la interoperabilidad entre diferentes equipos de fabricantes en sistemas eléctricos, esto es el intercambio de información entre diferentes equipos con condición previa para las pruebas de nivel profundo.

Este estándar complementario presenta unos conjuntos de parámetros y alternativas de los que se deben seleccionar subconjuntos para implementar sistemas de comunicación. Esto significa que solo admite un valor de parámetros definidos por otro sistema. Si un sistema está compuesto por equipos provenientes de diferentes fabricantes, es necesario que todos los

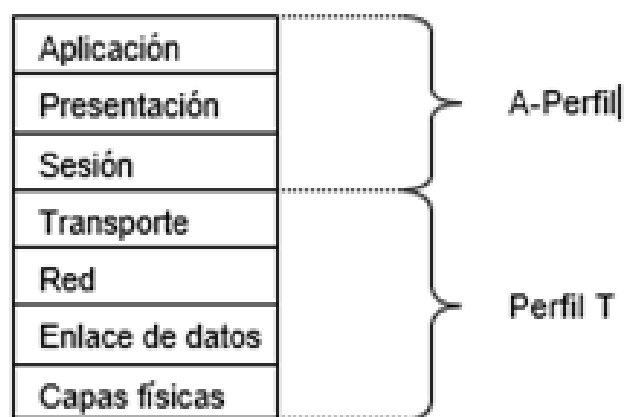
interesados estén de acuerdo con los parámetros seleccionados para la comunicación y transmisión de datos entre equipos, en los cuales se tiene:

1. Archivo transparente
2. Transmisión de datos de perturbaciones de equipos de protección. Transmisión de secuencias de eventos
3. Transmisión de secuencias de valores analógicos registrados

Un método común es adoptar herramientas de configuración basado en análisis de servicios asociados en directorios y definición de datos de la interfaz de servicios de comunicación abstracta (ACSI) y especificaciones de mensajes de fabricación (MMS).

El modelo de referencia define un modelo basado en el concepto de capas de funciones de comunicación, el modelo incluye capas y especificaciones de los requisitos funcionales para lograr un sistema de comunicación robusto, el modelo no restringe la solución a un único conjunto de protocolos. La Figura 4 presenta los perfiles de las capas del estándar de comunicación IEC 61850.

Figura 4. *Perfiles de capas del estándar IEC 61850*



Se definen dos combinaciones de perfil para admitir la transmisión de valores muestreados, incluido el acceso al bloque de control SV asociado, según se especifica en IEC 61850 y MODBUS, las dos combinaciones son:

- Servicios SV basados en la capa de enlace de datos
- servicios cliente/servidor basados en MMS.

Si se utiliza una asociación cliente/servidor basada en MMS además de la transmisión de conjuntos de datos SV, las definiciones de IEC 61850 se aplican a las siguientes clases:

- Modelo de clase de servidor
- Modelo de asociación
- Modelo de dispositivo lógico
- Modelo de nodo lógico
- Modelo de clase de datos
- Modelo de clase de conjunto de datos.

La transmisión de los valores muestreados, se definen como nodo lógico. Para garantizar la interoperabilidad, los conjuntos de datos para los valores muestreados se especifican en XML. El modelo de clase de valor muestreado proporciona informes de conjuntos de valores muestreados de forma organizada y controlada por tiempo de modo que la transferencia es rápida en una red de comunicación LAN.

Utilizando un enfoque orientado, la norma IEC 61850 definió el modelo de datos jerárquico para la red de comunicación, incluidos equipos de primera clase y los equipos de medición, control y protección ETC.

Los nodos lógicos permiten la supervisión de secuencias de mensajes GOOSE y SV por remitente en un receptor estos son mensajes MMS que se comunican en un concentrador de datos. El desarrollo de la supervisión GOOSE y SV puede ayudar a una adaptación más amplia de las normas IEC 61850 en comunicaciones de equipos instalados en subestaciones.

### **3. Exigencias regulatorias asociadas al registro de fallas del sistema de potencia en Colombia**

En la revisión del marco regulatorio se revisaron las resoluciones relacionadas con la adquisición, el análisis y el registro de los datos obtenidos durante un evento crítico. En estas resoluciones se encuentran las exigencias asociadas a los instrumentos de registro empleados para este análisis.

En este capítulo, se describen las resoluciones donde se establecen los aspectos básicos y los requisitos técnicos del sistema de registro de fallas, asimismo la estimación de la remuneración correspondiente para el sistema de registro.

#### **3.1 Resolución CREG 025 del 1995-ANEXO CC.5**

Mediante la Resolución CREG 025 de 1995 se estableció el código de redes, como parte del reglamento de operación del sistema interconectado nacional que contiene los reglamentos de código de planeamiento, código de conexión, código de medida y código de operación; en el tenemos el anexo CC.5 de esta resolución, en cual se adoptan las recomendaciones básicas para la elaboración de las especificaciones técnicas de registro de redes y análisis de fallas, dado a que

estos equipos son de vital importancia en la detección de problemas operativos, protecciones y fallas de equipos, esta resolución define los rangos de los parámetros eléctricos que deben tener los registradores de redes eléctricos con los cuales se miden los estándares mínimos aplicables a las redes de transmisión de energía, dada su importancia se presenta una descripción básica de las características de los sistemas de registro como se describe a continuación.

### **3.1.1 Activación**

El registrador será el encargado de indicar por medio de una señal el inicio de un evento y cuales señales cambiaron de estado, con el respectivo tiempo de acontecimiento en cada cambio de la señal, la cual será activada por un comando externo, cambio de estado de una señal digital o una combinación de está, o por cambio de valores en señales de corriente o tensión.

Para las señales de corriente, por cada circuito de línea, transformación o generación se registrarán las corrientes de las tres fases y el neutro, dichas corrientes se toman del lado secundario de los transformadores de corriente. Para las señales de tensión por cada circuito de línea, transformación o generación se registrarán tensiones de fases y neutro, dichas tensión se toman en el lado de baja tensión de los transformadores de tensión.

### **3.1.2 Señales de entrada**

Las entradas analógicas serán mínimo de 12 bits en la conversión análoga/digital, los canales deben tener una exactitud mínima de 0,5% a plena escala y las señales analógicas se deben cablear de los secundarios de los transformadores de corriente y tensión o desde la salida

de los transductores apropiados, para las señales digitales se deben hacer desde contactos repetidores de relés de protección e interruptores.

### **3.1.3 Tiempo de registro**

Los tiempos de registro de pre-falla pueden ser ajustables de 0 hasta 600 ms en pasos mínimos de 50 ms y los de post-falla debe ser ajustable de 800 ms a 3 s.

### **3.1.4 Almacenamiento de datos**

El registrador tendrá una memoria RAM con capacidad suficiente para almacenar por los menos toda la información relacionadas con veinte eventos registrados con una velocidad de muestreo de 4000 muestras con una duración de 1,5 segundos.

### **3.1.5 Sincronización**

El registrador de fallas debe permitir sincronizar periódicamente el reloj interno por medio de una señal externa proveniente de un satélite; si no existe, debe incluirse en el suministro de los registradores de fallas.

### **3.1.6 Programación, calibración y prueba**

El registrador debe tener la capacidad de realizar autodiagnóstico y autocalibración, cualquier condición de mal funcionamiento, la baja capacidad de memoria o falla en la señal de sincronización de tiempo, deberá indicarse y señalizarse local o remotamente. Adicionalmente el registrador debe poder activarse y programarse remotamente. El registrador debe disponer del control de manipulación no deseada y de mantener la seguridad de la información en caso de presentarse accesos no autorizados.

### **3.1.7 Transmisión de datos**

La transmisión de datos se realiza a una velocidad mínima de 600 Bd, debe asegurarse la integridad y calidad de los datos durante la transmisión de datos a pesar de que sucedan fallas o haya ruido en el canal de comunicación, presentando el registro del evento sin pérdida de información o errores.

### **3.1.8 Desarrollo de aplicaciones**

El registrador debe incluir programas de despliegue para adecuarlos a sus propias necesidades. Los programas deben producir archivos de datos compatibles con hojas de cálculo y bases de datos comerciales. Asimismo, para efectuar el transporte de los archivos se debe cumplir con el formato de archivo COMTRADE (Common Format for Transient Data), normalizado por lo estipulado en la norma internacional IEEE C37.111. Utilizado para

almacenar oscilográficos de fallas y datos de transitorios generados por el registrador con el fin de facilitar el análisis posterior de la información almacenada acerca de las perturbaciones presentadas durante la falla, permitiendo optimizar el procesamiento de los datos y que los archivos sean reconocidos por diferentes herramientas de análisis.

### **3.2 Resolución CREG 010 (11 de febrero de 2009)**

Por medio de esta resolución se adopta la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), el cual está compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. Esta resolución aplica a todos los agentes económicos que prestan el servicio de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y a los usuarios que utilizan el servicio. Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta además de las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG.

#### **3.2.1 Remuneración por parte de la CREG 010 (11 de febrero de 2009)**

Para estimar la remuneración por parte de la CREG para los equipos registradores de falla, se presenta la Tabla 3, en la cual se calcula el costo total adoptado para la remuneración; la cual depende del valor remunerado del equipo o unidad constructiva.

Tabla 3.

*Porcentajes para la remuneración de la unidades constructivas*

| <b>Porcentajes para la remuneración de la unidades constructivas</b> |              |
|--|--------------|
| <b>FACTOR DE INSTALACION</b>   | <b>% FOB</b> |

| <b>Porcentajes para la remuneración de la unidades constructivas</b> |         |
|--|---------|
| <b>Transporte Marítimo</b>   | 3,19%   |
| <b>Seguro Marítimo</b>   | 0,40%   |
| <b>Costo GIF</b>   |         |
| <b>Bodegaje</b>  | 1,66%   |
| <b>Arancel</b>   | 13,29%  |
| <b>Transporte terrestre</b>  | 2,05%   |
| <b>Seguro terrestre</b>  | 0,52%   |
| <b>IVA equipos</b>   | 1,50%   |
| <b>Costo DDP</b>   |         |
| <b>Montaje Pruebas y puesta en servicio</b>                          | 11,80%  |
| <b>Repuestos</b>   | 3,00%   |
| <b>Obras civiles</b>   | 29,00%  |
| <b>Costo Directo</b>   |         |
| <b>Ingeniería (Diseño)</b>   | 6,12%   |
| <b>Interventoria</b>   | 6,93%   |
| <b>Administración de la ejecución</b>                                | 4,46%   |
| <b>Costo indirectos</b>  |         |
| <b>Costo Total sin costos financieros</b>                            |         |
| <b>Costos Financieros</b>  | 3,50%   |
| <b>Costo Total con costos financieros</b>                            |         |
| <b>Factor neto de instalación sin costos financieros</b>             | 187,40% |
| <b>Factor adoptado (Tabla 1)</b>                                     | 185,00% |
| <b>Costo Total adoptado</b>  |         |

En la resolución se tiene la remuneración por medio de unidades constructivas que es un conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía

eléctrica. Para los diferentes tipos de unidades constructivas esta la remuneración para el registrador de fallas que se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4.

*Valor total del FOB*

| <b>. Valor total del FOB</b>      |                           |
|-----------------------------------|---------------------------|
| <b>EQUIPOS DE PATIO</b>           | <b>Costo(miles \$/08)</b> |
| <b>Sistema registro de fallas</b> | \$ 49.046                 |

La remuneración para los equipos registradores de fallas se muestra en la Tabla 5

Tabla 5.

*Costo total de la remuneración para los registradores de fallas*

| <b>Costo total de la remuneración para los registradores de fallas</b> |              |                   |
|--|--------------|-------------------|
| <b>FACTOR DE INSTALACION</b>   | <b>% FOB</b> | <b>Costo (\$)</b> |
| <b>Transporte Marítimo</b>   | 3,19%        | \$ 195.570,93     |
| <b>Seguro Marítimo</b>   | 0,40%        | \$ 24.523,00      |
| <b>Costo GIF</b>   |              | \$ 6.350.843,93   |
| <b>Bodegaje</b>  | 1,66%        | \$ 101.770,45     |
| <b>Arancel</b>   | 13,29%       | \$ 814.776,68     |
| <b>Transporte terrestre</b>  | 2,05%        | \$ 125.680,38     |
| <b>Seguro terrestre</b>  | 0,52%        | \$ 31.879,90      |
| <b>IVA equipos</b>   | 1,50%        | \$ 91.961,25      |
| <b>Costo DDP</b>   |              | \$ 7.516.912,58   |
| <b>Montaje Pruebas y puesta en servicio</b>                            | 11,80%       | \$ 723.428,50     |

| <b>Costo total de la remuneración para los registradores de fallas</b> |         |    |                   |
|--|---------|----|-------------------|
| <b>Repuestos</b>   | 3,00%   | \$ | 183.922,50        |
| <b>Obras civiles</b>   | 29,00%  | \$ | 1.777.917,50      |
| <b>Costo Directo</b>   |         | \$ | 10.202.181,08     |
| <b>Ingeniería (Diseño)</b>   | 6,12%   | \$ | 375.201,90        |
| <b>Interventoría</b>   | 6,93%   | \$ | 424.860,98        |
| <b>Administración de la ejecución</b>                                  | 4,46%   | \$ | 273.431,45        |
| <b>Costo indirectos</b>  |         | \$ | 1.073.494,33      |
| <b>Costo Total sin costos financieros</b>                              |         |    |                   |
| <b>Costos Financieros</b>  | 3,50%   | \$ | 214.576,25        |
| <b>Costo Total con costos financieros</b>                              |         | \$ | 11.490.252        |
| <b>Factor neto de instalación sin costos financieros</b>               | 187,40% |    |                   |
| <b>Factor adoptado (Tabla 1)</b>                                       | 185,00% |    |                   |
| <b>Costo Total remunerado</b>  |         | \$ | <b>11.343.098</b> |

#### **4. Características y funcionalidades de los equipos registradores de fallas más utilizados en Colombia**

En la comparación de los equipos registradores de fallas se analizan sus principales características y métodos para obtener, procesar y analizar la información obtenida, además de tener en cuenta los umbrales para la clasificación que estos equipos le dan a los eventos o perturbaciones en el sistema eléctrico.

Para realizar la comparación se definen los términos fundamentales y se determinan los principales fenómenos electromagnéticos que afectan la calidad de la potencia eléctrica.

#### **4.1 Contextualización de los registradores de fallas**

Las redes de transmisión y las subestaciones eléctricas tienen la necesidad de un continuo seguimiento de la presencia de perturbaciones electromagnéticas que afectan la calidad de la potencia eléctrica, para lo cual los registradores de fallas son una alternativa adecuada. Los registradores son dispositivos empleados para adquirir y monitorizar la información durante una falla, almacenando los datos para permitir un diagnóstico de manera rápida y oportuna. Estos equipos se utilizan para monitorizar el comportamiento dinámico del STN durante perturbaciones o maniobras y ayudan en la detección de problemas operativos, de protecciones eléctricas y posibles fallas de equipos, etc.

Muchas personas han cuestionado el valor de los registradores de fallas ya que existen otros equipos que realizan la función de adquisición de datos, sin embargo, los registradores de fallas digitales ofrecen capacidades de grabación que se traducen en un mejor análisis de los problemas del sistema. Una evidencia de esto, son los registros de transitorios electromagnéticos, los cuales, dependiendo la frecuencia de muestreo, pueden incluir varios ciclos de datos previos al disparo a registros de datos de varios segundos después del evento. Algunos relés con microprocesadores permiten 10 ciclos de datos previos y 120 ciclos posteriores a la falla, mientras que en un registrador se pueden almacenar datos de hasta 60 ciclos previo a la falla y de 30 segundos posterior a la falla, muestreados a velocidades de 384 Hz, lo cual hace que en cuestiones de almacenamiento y registros de información los registradores de fallas sean más avanzados pudiendo capturar información suficiente para caracterizar adecuadamente una perturbación electromagnética.

## 4.2 Método de elección de los registradores de fallas

Se realizó una búsqueda de diferentes registradores de falla, cuyo objetivo era seleccionar cuatro referencias de equipos que predominen en el sector eléctrico colombiano por sus destacadas características. La búsqueda se enfocó en aquellos equipos que permiten la mayor adquisición de datos y el análisis de estos, para observar de mejor forma el comportamiento de una amplia gama de parámetros eléctricos. Teniendo en cuenta estos criterios se seleccionaron los siguientes registradores de fallas con sus respectivas marcas:

- G5DFR – ELSPEC
- MAVOLOG - GOSSEN METRAWATT
- ION 9000 - SCHNEIDER ELECTRIC
- SIMEAS R-PMU - SIEMENS

A continuación, se describen las características de los equipos registradores de fallas que fueron seleccionados para realizar el estudio comparativo.

#### 4.2.1 ION 9000 – Schenneider electric

Figura 5.

*Registrador de fallas digital ION 9000.*



El ION 9000 de Schneider mostrado en la Figura 5, es un registrador de redes líder en los instrumentos de registro de la calidad de la energía eléctrica (PQI) según IEC 62586-1/-2. Proporciona la mejor clase de exactitud (ANSI C12.20 Clase 0,1 e IEC 62053-22 Clase 0,1S). Los parámetros evaluados de la calidad de la energía eléctrica, la clase de exactitud y la seguridad verificadas garantizan un rendimiento fiable y demuestran la idoneidad del medidor tanto para aplicaciones del lado de la oferta como de la demanda. Además tiene una plataforma para la adquisición y procesamiento de datos EcoStruxure, para la adquisición, análisis e informe de datos. Con esta información suministrada se pueden realizar informes de cumplimiento de los requerimientos de la norma IEEE 1159, resumen de cumplimiento de la calidad de energía

eléctrica e informes energéticos de consumos y gestión de costos. Este equipo cuenta con un visor de forma de onda y datos Power Quality (PQ) de todos los equipos conectados.

#### 4.2.2 G5DFR –ELSPEC

Figura 6.

*Registrador de fallas digital G5DFR*



En la Figura 6 se muestra el registrador de fallas G5DFR de ELSPEC. Este equipo es un registrador de fallas digital con todas las funciones integradas con la tecnología PQZIP Clase 0,1 S la cual permite analizar a fondo los parámetros eléctricos con un registro continuo de forma de onda que hace que el BLACKBox G5DFR sea ideal para la monitorización, protección, operación, análisis de calidad de la potencia eléctrica, perfiles de carga y permite emplear el sistema en casi cualquier aplicación para ofrecer un rendimiento efectivo cuando se combina con

el software de administración de energía PQSCADA SAPHIRE. Este software proporciona una robusta plataforma para la adquisición, análisis e informe de datos. En esta plataforma proporciona gráficos que ayudan a analizar el estado del sistema ya que cuenta con un sistema de monitorización inmediato con cuadros de eventos, espectros, comportamiento de los fasores, estadísticos y gráficos de histogramas cíclicos, parámetros de dispersión entre otras funciones. Este registrador de fallas tiene 32 canales, los cuales cuentan con medición de sincrofasores del sistema de potencia IEEE C37.118, reporte automático de calidad de potencia para EN 50160 y IEEE 1159 y las siguientes funcionalidades: grabación de fallas digitales, unidad de medición de fasores, monitorización de la calidad de la energía eléctrica, secuencia de grabación de eventos, supervisión dinámica del sistema, ubicación de fallas basadas en impedancia para determinar la distancia de la falla y la medición de la facturación de energía eléctrica.

#### 4.2.3 MAVOLOG PRO - GOSSEN METRAWATT

Figura 7.

*Registrador de fallas digital MAVOLOG PRO*



El MAVOLOG PRO (ver Figura 7) es un dispositivo diseñado para analizar perturbaciones y monitorizar permanentemente la red eléctrica desde la generación, transmisión y distribución a los consumidores finales de la energía eléctrica. Obtiene los parámetros de los sistemas eléctricos, de acuerdo con las recomendaciones establecidas en la norma IEC 61000 4-30 y evalúa los parámetros de tensión registrados, para el análisis respectivo, considerando los límites definidos en la norma de calidad de la energía eléctrica EN 50160,. Adicionalmente, este equipo cuenta con cuatro sistemas de almacenamiento A, B, C y D que son independientes entre sí.

Este equipo utiliza el software MAVO-VIEW como una herramienta para la programación y monitorización completa de los instrumentos de medición GOSSEN METRAWATT que tiene un sistema de comunicación push que permite acceder a los registros automáticos de todos los parámetros de medición requeridos. Este software tiene conexión con una interfaz amigable con el usuario con la cual se administra la información que se obtiene en tiempo real ya que el software cuenta con múltiples herramientas, las cuales se mencionaran más adelante, como informes PQ con detalles que soportan registros de hasta 128 cantidades diferentes en 4 particiones configurables antes mencionadas con adecuada exactitud y sincronización.

Los procedimientos para la adquisición adecuada de los índices PQ, su agregación cronométrica y precisión se realizan de acuerdo a las recomendaciones de las normas IEC 61000 4-30, IEC 61000 4-7 e IEC 61000 4-15. Para valorar los índices de calidad de la potencia eléctrica de las señales de tensión, estos son comparados con los límites establecidos en la norma europea EN 50160. Este equipo cumple con los requisitos de precisión clase A o 0,1S.

#### 4.2.4 SIMEAS R-PMU – SIEMENS

Figura 8.

*Registrador de fallas digital SIMEAS R-PMU*



Este registrador de fallas se muestra en la Figura 8 y cuenta con medición integrada de sincro fasores PMU de acuerdo con IEEE C37.118 y medición de los principales parámetros de la calidad de la potencia eléctrica de acuerdo con los lineamientos de la norma IEC 61000 4-30.

Debido a la gran flexibilidad de las funciones de disparo, el SIMEAS R-PMU es ideal para monitorizar toda la cadena del sector eléctrico, desde la generación hasta la distribución. El equipo está diseñado para adaptarse a los requisitos presentes y futuros en un mercado energético cambiante con una supervisión potente y fiable combinada con funciones flexibles de ingeniería y comunicación. El campo de aplicación del registrador de fallas SIMEAS R-PMU va desde

sistemas registradores en plantas eléctricas, sistemas de redes de transmisión, sistemas de subestaciones, y en sistemas de distribución.

El equipo dispone de un concentrador de datos DAKON, el cual se puede conectar a diversos equipos de detección, guardar en su propia memoria y transferir automáticamente los datos a un servidor con comunicación LAN. El equipo tiene un software de evaluación y parametrización llamado OSCOP P, él cuenta con múltiples funciones como la evaluación de datos y la posibilidad del cálculo de localización de la falla en las redes.

Además de tener una gran resolución para el muestreo de las señales adquiridas, EL SIMEAS R-PMU dispone como muchos registradores de una unidad PMU con el estándar IEEE C37.118, una alta sincronización de tiempo con GPS/DCF77, análisis detallado de la calidad de la potencia eléctrica con el software SICARO PQ y buena capacidad de almacenamiento.

### **4.3 Características y especificaciones técnicas de los registradores de fallas**

En este numeral se realiza una comparación de los cuatro registradores de fallas descritos previamente.

#### **4.3.1 Comparación del hardware de los registradores de fallas**

Para la comparación en el diseño físico y aspectos técnicos de los equipos registradores de fallas se tiene en cuenta las características que estos equipos tienen, como: entradas de adquisición de datos, canales disponibles de entradas y salidas, capacidad de almacenamiento,

rango de frecuencia, dimensiones físicas, entre otras características. La comparación de las características del hardware se presentan en las tablas 6 y 7.

Tabla 6.

*Especificaciones técnicas de los registradores de fallas*

| <b>Especificaciones</b>                               | <b>G5DFR</b>                | <b>MAVOLOG</b>         | <b>ION 9000</b>        | <b>SIMEAS<br/>R-PMU</b> |
|---|-----------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|
| <b>1. Velocidad de muestreo de canales analógicos</b> | 256-512-1024 muestras/ciclo | 625 muestras/ciclo     | 1024 muestras/ciclo    | 256 muestras/ciclo      |
| <b>2. Tipo de convertidor analógico a digital</b>     | 24 bits                     | 24 bits                | 24 bits                | 24 bits                 |
| <b>3. Adquisición de datos</b>                        | 1 semana, 1 mes, 1 año      | 1 semana, 1 mes, 1 año | 1 semana, 1 mes, 1 año | 1 semana, 1 mes, 1 año  |
| <b>4. Entradas digitales</b>                          | 32                          | 8                      | 32                     | 8                       |
| <b>4.1 Tensión</b>                                    | 16                          | 4                      | 16                     | 4                       |
| <b>4.2 Corriente</b>                                  | 16                          | 4                      | 16                     | 4                       |
| <b>5. Salidas digitales</b>                           | 16                          | 8                      | 4                      | 32                      |
| <b>6. Salidas de relés</b>                            | 8                           | 8                      | 10                     | 2                       |
| <b>7. Entrada analógica</b>                           | 32                          | 2                      | 16                     | 16                      |
| <b>8. Salida analógica</b>                            | 10                          | 2                      | 8                      | -                       |
| <b>9. Frecuencia Nominal</b>                          | 50/60                       | 50/60                  | 50/60                  | 50/60                   |

| Especificaciones                           | G5DFR                      | MAVOLOG                  | ION 9000                  | SIMEAS<br>R-PMU            |
|--|----------------------------|--------------------------|---------------------------|----------------------------|
| <b>10.Rango de frecuencia</b>              | 37-70 Hz                   | 16-400 Hz                | 42-69 Hz                  | 30-70 Hz                   |
| <b>11.Fuente de alimentación principal</b> | 100-240 VCA<br>140-300 VCC | 80-276 VCA<br>70-300 VCC | 90-480 VCA<br>110-480 VCC | 115-230 VCA<br>110-250 VCC |
| <b>12.Fuente de alimentación auxiliar</b>  | 24 VCC                     | 24 VCC                   | 90 a 480 VCC              | 24-48-60 VCC               |

Tabla 7.

*Especificaciones físicas de los registradores de fallas*

| Especificaciones                        | G5DFR            | MAVOLOG       | ION 9000        | SIMEAS<br>R-PMU |
|---|------------------|---------------|-----------------|-----------------|
| <b>1.Dimensiones</b>                    | 21.5x22.1x29.1cm | 144x144x100mm | 160x160x135.3mm | 223x266x300mm   |
| <b>2.Pantalla</b>                       | LCD 7"           | LCD 7"        | LCD 7"          | LCD 7"          |
| <b>3.Capacidad</b>                      |                  | SD 2 GB       | 2 GB            | 1 GB            |
| <b>4. Temperatura de servicio</b>       | -20°C a 70 °C    | -10°C a 55°C  | -25°C a 70°C    | -5°C a 55°C     |
| <b>5. Temperatura de almacenamiento</b> | -40°C a 85°C     | -40°C a 70°C  | -40°C a 85°C    | -25°C a 70°C    |
| <b>6.Frecuencia de actualización</b>    | ½ ciclo          | ½ ciclo       | ½ ciclo         | ½ ciclo         |

En las tablas 6 y 7 se muestra que las especificaciones de los equipos son similares. La cantidad de bits de los convertidores analógicos-digitales son iguales y en unos equipos se resalta la mayor cantidad entradas y salidas digitales. Las capacidades de almacenamiento son similares en los cuatro equipos.

#### 4.3.2 Puertos de comunicaciones

Los cuatro equipos de registro de fallas disponen de múltiples puertos y variedad de posibilidades de comunicación para satisfacer las diferentes demandas de conexión de estos equipos, para la extracción de la información, la integración al sistema SCADA y al sistema de protecciones dando cumplimiento al protocolo IEC 61850. Adicionalmente algunos equipos cuentan con el puerto sync-in y sync-out que permite la sincronización entre varios dispositivos registradores de fallas. Este modo de conexión del esquema de cableado es denominado cadena margarita. En la Tabla 8 se presentan los diferentes puertos de comunicación disponibles para cada uno de los cuatro registradores de fallas.

Tabla 8.

*Puertos de comunicaciones de los cuatro registradores de fallas*

| Especificaciones        | G5DFR         | MAVOLOG    | ION 9000  | SIMEAS<br>R-PMU |
|-------------------------|---------------|------------|-----------|-----------------|
| <b>1.Puerto USB 2.0</b> | 4             | 1          | -         | 4               |
| <b>2.Puerto serial</b>  | 2 x RS232 DB9 | RS 232/485 | 2 x RS485 | 2xRS232         |
| <b>3.Puerto SFP</b>     | 2             | -          | -         | -               |
| <b>4.LPT</b>            | -             | -          | -         | X               |

| Especificaciones                    | G5DFR            | MAVOLOG          | ION 9000         | SIMEAS<br>R-PMU  |
|-------------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| <b>5.RJ45 o puerto LAN ethernet</b> | 1x10/100 BASE-TX | 1x10/100 BASE-TX | 2x10/100 BASE-TX | 2x10/100 BASE-TX |
| <b>6.Puerto sync-in y sync-out</b>  | X                | -                | X                | -                |

### 4.3.3 Protocolos de comunicación

Los protocolos de comunicación son el conjunto de normas que permiten la adecuada transmisión de información entre dos o más dispositivos en un sistema. Existen diferentes tipos de protocolos para permitir la comunicación entre diferentes equipos, entre los cuales se encuentra el estándar IEC 61850 que reúne una serie de protocolos de comunicación denominados Sampled Measured Values (SMV), Simple Network Time Protocol (SNTP), Manufacturing Message Specification (MMS), Generic Object Oriented Substation Events (GOOSE). Los protocolos GOOSE y SMV son utilizados para la transmisión de eventos críticos en tiempo real, mientras el protocolo MMS es comúnmente utilizado para la comunicación efectuada entre el cliente y el servidor durante el intercambio de datos y la configuración de los parámetros del dispositivo.

Adicionalmente el protocolo Modbus que se subdivide en los protocolos TCP/IP y RTU, este tipo de protocolo han sido diseñados para efectuar la comunicación de los dispositivos por la red ethernet o la interfaz serie utilizando los medios (RS232 y RS485).

Por último, se encuentra el protocolo DNP3 (Distributed Network Protocol, tercera versión) permite la comunicación remota con el sistema de control SCADA.

En la Tabla 9 se muestra que el equipo G5DFR tiene la posibilidad de utilizar 5 protocolos de comunicación que lo hace más versátil en cuanto a protocolos de comunicación. Por otra parte, los cuatro equipos tienen incluido el protocolo Modbus TCP/IP.

Tabla 9.

*Protocolos de comunicación de los cuatro registradores de fallas*

| <b>Especificaciones</b> | <b>G5DFR</b> | <b>MAVOLOG</b> | <b>ION 9000</b> | <b>SIMEAS<br/>R-PMU</b> |
|-------------------------|--------------|----------------|-----------------|-------------------------|
| <b>IEC 61850 MMS</b>    | X            |                |                 |                         |
| <b>IEC 61850 GOOSE</b>  | X            |                |                 |                         |
| <b>Modbus TCP/IP</b>    | X            | X              | X               | X                       |
| <b>Modbus RTU</b>       | X            |                |                 |                         |
| <b>IEC 61850 SV</b>     | X            |                |                 |                         |
| <b>DNP3</b>             |              | X              | X               |                         |

#### 4.3.4 Sincronización de tiempo

Los registradores de fallas durante la monitorización de un evento deben proporcionar las mediciones de los parámetros sincronizadas en el tiempo, las cuales sirven para registrar en el momento exacto que se produce un evento y poder realizar un mejor análisis de fallas conociendo el tiempo en el cual se presentó la contingencia. Para esto es necesario realizar ciertas comparaciones de magnitud en distintas partes del sistema por lo que es esencial mantener una buena sincronización en el tiempo.

Con el fin de garantizar esta metodología, se requiere una referencia de tiempo con una adecuada exactitud, que garanticen conocer el momento de inicio de la perturbación, la duración

de la misma y el final de la perturbación, esto se puede lograr debido a que existe una amplia gama de algoritmos de sincronización estándar disponibles tales como (GPS, IRIG-B, SNTP, NTP, IEEE 1588, etc.). Cuando no se encuentra disponible ninguna fuente externa, se utiliza el reloj interno en tiempo real (RTC). También se puede emplear el modo automático, permitiendo utilizar la fuente de tiempo más adecuada. La Tabla 10 presenta los protocolos de sincronización del tiempo de los cuatro registradores de fallas analizados en este trabajo de grado.

Tabla 10.

*Protocolos de sincronización de tiempo*

| Especificaciones    | G5DFR | MAVOLOG | ION 9000 | SIMEAS<br>R-PMU |
|---------------------|-------|---------|----------|-----------------|
| 1. RTC              | X     | X       |          | X               |
| 2. NTP              | X     | X       | X        |                 |
| 3. IRIG B           | X     | X       | X        | X               |
| 4. GPS              | X     | X       | X        | X               |
| 5. PTP IEEE<br>1588 | X     |         | X        |                 |
| 6. DCF77            | X     |         |          | X               |

**4.3.5 Rangos o umbrales de medidas en los parámetros electricos**

En este numeral se comparan los rangos de medida de los parámetros eléctricos para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica. Los umbrales se determinan con los valores eficaces de las señales de tensión y corriente y así obtener el valor medio en un periodo determinado. El registro de estos valores medios permite tener información de las tensiones y

corrientes y así determinar las anomalías en los valores de de estas señales. Los rango de los umbrales de tensión y corriente se muestran en la Tabla 11.

Tabla 1.

*Rangos y umbrales de los registradores*

| Especificaciones                 | G5DFR             | MOVOLÓG           | ION 9000          | SIMEAS<br>R-PMU   |
|----------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| <b>1. Tensión</b>                |                   |                   |                   |                   |
| <b>1.1 Huecos de tensión</b>     | 90% < Vn < 5%     | 90% < Vn < 5%     | 90% < Vn < 5%     | 90% < Vn < 5%     |
|                                  | 10ms < T < 1min   | 10ms < T < 1min   | 10ms < T < 1min   | 10ms < T < 1min   |
| <b>1.2 Sobretensiones</b>        | V > 110% Vn       | V > 110% Vn       | V > 110% Vn       | V > 110% Vn       |
| <b>1.3 Desequilibrio</b>         | 0% < Dv < 2%      | 0% < Dv < 2%      | 0% < Dv < 2%      | 0% < Dv < 2%      |
| <b>1.4 Armonicos</b>             | Hasta el orden 40 | Hasta el orden 63 | Hasta el orden 25 | Hasta el orden 25 |
| <b>1.5 Interrupciones largas</b> | V < 5 % Vn        | V < 5 % Vn        | V < 5 % Vn        | V < 5 % Vn        |
|                                  | T > 3 min         | T > 3 min         | T > 3 min         | T > 3 min         |
| <b>1.6 Interrupciones cortas</b> | V < 5 % Vn        | V < 5 % Vn        | V < 5 % Vn        | V < 5 % Vn        |
|                                  | T < 3 min         | T < 3 min         | T < 3 min         | T < 3 min         |
| <b>1.7 Flicker</b>               | PLT < 1           | PLT < 1           | PLT < 1           | PLT < 1           |
|                                  | 95% tiempo        | 95% tiempo        | 95% tiempo        | 95% tiempo        |
| <b>1.8 Frecuencia</b>            | 60[Hz]±2[HZ]      | 60[Hz]±2[HZ]      | 60[Hz]±2[HZ]      | 60[Hz]±2[HZ]      |
|                                  | Precisión de 1    | Precisión de 1    | Precisión de 1    | Precisión de 1    |
|                                  | [mhz]             | [mhz]             | [mhz]             | [mhz]             |
| <b>1.9 Distorsión</b>            | < 8%              | < 8%              | < 8%              | < 8%              |
| <b>2. Corriente</b>              |                   |                   |                   |                   |
| <b>2.1 Armónicos</b>             | Hasta el orden 40 | Hasta el orden 63 | Hasta el orden 25 | Hasta el orden 25 |
| <b>2.2 Desequilibrio</b>         | 0% < Dv < 2%      | 0% < Dv < 2%      | 0% < Dv < 2%      | 0% < Dv < 2%      |

Las unidades de medición fasorial (PMU) es considerada una herramienta tecnológica avanzada y fundamental para la medición de sincro-fasores, estandarizada por la norma IEEE C37.118. Con esta unidad se realiza el análisis fasorial de alta resolución. A partir de las muestras de las señales de tensión y corriente se obtienen la magnitud y el ángulo los fasores de tensión y corriente sincronizados en el tiempo regularmente utilizando como fuente de sincronización del tiempo la tecnología GPS. La Tabla 12 muestra que de los cuatro equipos analizados en este trabajo de grado solo el ION no tiene incluida esta unidad.

Tabla 12.

*Unidad de medición fasorial de los registradores de fallas*

| <b>Especificaciones</b>                             | <b>G5DFR</b>                             | <b>MAVOLOG</b>                           | <b>ION 9000</b> | <b>SIMEAS<br/>R-PMU</b>                  |
|---|--|--|-----------------|--|
| <b>1.Estandar aplicable</b>                         | IEEE C37.118<br>2011/2014                | IEEE C37.118<br>2011/2014                | No posee PMU    | IEEE C37.118<br>2011/2014                |
| <b>2.Velocidad máxima de transmisión de clase M</b> | 100/seg para 50 Hz<br>120/seg para 60 Hz | 100/seg para 50 Hz<br>120/seg para 60 Hz | -               | 100/seg para 50 Hz<br>120/seg para 60 Hz |
| <b>3.Velocidad de transmisión de la clase P</b>     | 200/seg para 50 Hz<br>240/seg para 60 Hz | 200/seg para 50 Hz<br>240/seg para 60 Hz | -               | 200/seg para 50 Hz<br>240/seg para 60 Hz |

### 4.3.6 Tiempos de almacenamiento

Los tiempos de almacenamientos son importantes, ya que deben ser suficientes para registrar los eventos, pero a su vez no puede ser tan grande ya que dificulta la adquisición y manejo de la información además de limitar la memoria del registrador de fallas. Los tiempos de almacenamientos son:

- Tiempo de Pre-falla: Corresponde al tiempo de historia antes de producirse un evento o anomalía, es decir el periodo de estado estable previo a la perturbación.

- Tiempo de Post-falla: Es el tiempo una vez producido el evento, este se debe elegir con sumo cuidado ya que si se deja un tiempo de post-falla muy prolongado se corre el riesgo de guardar información no relevante, es utilizado para el caso en el que los parámetros medidos salen de la banda de operación normal y alcanza un nuevo punto de equilibrio fuera de esta banda en un tiempo más prologado.

La Figura 9 muestra un esquema de los tiempos pre-falla y post-falla de un evento en un sistema eléctrico y la Tabla 13 presenta los tiempos de almacenamiento de los cuatro registradores de fallas.

Figura 9.

Tiempos de fallas



Nota. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4081/1/CD-3844.pdf>

Tabla 13.

Tiempo de almacenamiento en fallas

| Especificaciones         | G5DFR       | MAVOLOG      | ION 9000    | SIMEAS<br>R-PMU |
|--------------------------|-------------|--------------|-------------|-----------------|
| 1.Tiempos de Pre- falla  | 180 ciclos  | 3000 ciclos  | 180         | 600 ciclos      |
| 2.Tiempos de post- falla | 7200 ciclos | 60000 ciclos | 7200 ciclos | 600 ciclos      |

#### 4.3.7 Análisis del software utilizado por los cuatro registradores

Es una herramienta importante para el análisis de los sistemas eléctricos en el estudio previo de la información obtenida ya que con esta herramienta se puede llegar a revisar las características de las fallas presentadas en el sistema desde su duración y amplitud hasta su origen. Cada registrador cuenta con un software que permite detectar las diferentes anomalías,

es una herramienta muy útil a la hora de captar y clasificar las fallas, permitiendo realizar múltiples tareas como, anunciar por medio de alarmas cuando el sistema se encuentra en presencia de una falla, realizar informes PQ con las norma IEEE 1159, localización de fallas, entre otras funciones. La Tabla 4 muestra las herramientas software utilizadas por los cuatro registradores de fallas.

Tabla 14.

*Herramientas software de los cuatro registradores de fallas*

| <b>Especificaciones</b>                            | <b>G5DFR</b>                                | <b>MAVOLOG</b>                    | <b>ION 9000</b>    | <b>SIMEAS R-PMU</b>    |
|--|---|-----------------------------------|--------------------|------------------------|
|  | <b>PQSCADA</b>                              | <b>MOVO VIEW</b>                  | <b>EcoStruxure</b> | <b>OSCOP P</b>         |
|  | <b>SAPPHIRE</b>                             |                                   |                    |                        |
| <b>1. Alarmas y notificaciones</b>                 | Alarma emergente configurada por cada canal | 32 alarmas ajustables en 4 grupos | 50 alarmas         | 4 alarmas clasificadas |
| <b>2. Vista en tiempo real por interfaz</b>        | Si  | Si                                | Si                 | Si                     |
| <b>3. Personalización de reportes y estructura</b> | Si  | Si                                | No                 | Si                     |
| <b>4. Investigación histórica de datos</b>         | Si  | Si                                | Si                 | Si                     |
| <b>5. Localización de fallas</b>                   | Si  | Si                                | Si                 | Si                     |
| <b>6. Analizador PQ</b>                            | IEC 61000-4-30                              | IEC 61000-4-30                    | IEC 61000-4-30     | IEC 61000-4-30         |
| <b>7. Estaciones locales</b>                       | Si  | Si                                | Si                 | Si                     |
| <b>8. Estaciones</b>                               | Si  | Si                                | Si                 | Si                     |

| <b>Especificaciones</b>                        | <b>G5DFR</b>                         | <b>MAVOLOG</b>                       | <b>ION 9000</b>           | <b>SIMEAS R-PMU</b>                  |
|--|--------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------|--------------------------------------|
|  | <b>PQSCADA</b>                       | <b>MOVO VIEW</b>                     | <b>EcoStruxure</b>        | <b>OSCO P</b>                        |
|  | <b>SAPPHIRE</b>                      |                                      |                           |                                      |
| <b>remotas</b>                                 |                                      |                                      |                           |                                      |
| <b>9. Acceso desde cualquier punto</b>         | Si                                   | Si                                   | Si                        | Si                                   |
| <b>10. Soporte multi-proveedor</b>             | Si                                   | Si                                   | No                        | Si                                   |
| <b>11. Registro instantáneo</b>                | Si                                   | Si                                   | Si                        | Si                                   |
| <b>12. Capacidad de calcular parámetros</b>    | 10.000                               | 700                                  | 100                       | -                                    |
| <b>13. Método de investigación multi-sitio</b> | Si                                   | No                                   | Si                        | Si                                   |
| <b>14. Informes</b>                            | PQ personalizados                    | PQ, Access, hojas de calculo         | PQ, gestión y costes      | PQ                                   |
| <b>15. Fácil acceso a usuarios</b>             | Plataforma<br>Usuarios<br>Ilimitados | Plataforma<br>Usuarios<br>Ilimitados | Plataforma<br>50 usuarios | Plataforma<br>Usuarios<br>Ilimitados |
| <b>16. Método de exportación de datos</b>      | CSV Excel                            | CSV Excel                            | CSV Excel                 | CSV Excel                            |
| <b>17. PMU</b>                                 | IEEE C37.118                         | IEEE C37.118                         | No                        | IEEE C37.118                         |
| <b>18. Histograma cíclico</b>                  | Si                                   | Si                                   | No                        | Si                                   |

| <b>Especificaciones</b>                           | <b>G5DFR</b>               | <b>MAVOLOG</b>             | <b>ION 9000</b>            | <b>SIMEAS R-PMU</b>        |
|---|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
|   | <b>PQSCADA</b>             | <b>MOVO VIEW</b>           | <b>EcoStruxure</b>         | <b>OSCO P P</b>            |
|   | <b>SAPPHIRE</b>            |                            |                            |                            |
| <b>19.Graficos de dispersión</b>                  | Si                         | No                         | No                         | No                         |
| <b>20.Activación por eventos</b>                  | Si                         | Si                         | Si                         | Si                         |
| <b>21.Resúmenes o listas de eventos</b>           | Si                         | Si                         | Si                         | Si                         |
| <b>22.Buffer de grabación</b>                     | No                         | No                         | No                         | Si                         |
| <b>23.Método de descarga de información</b>       | Excel                      | Excel                      | -                          | Excel                      |
| <b>24.Seguridad</b>                               | Si                         | Si                         | Si                         | Si                         |
| <b>25.Software adicionales</b>                    | Interfaz web               | Interfaz web               | Interfaz web               | SICARO PQ,<br>Interfaz web |
| <b>26.Modificación de eventos</b>                 | Si                         | Si                         | No                         | No                         |
| <b>27.Evaluación de la calidad del suministro</b> | EN 50160                   | EN 50160                   | EN 50160                   | EN 50160                   |
| <b>28.Incertidumbre de la medida</b>              | ± 0,15 %<br>IEC 61000 4-30 | ± 0,15 %<br>IEC 61000 4-30 | ± 0,15 %<br>IEC 61000 4-30 | ± 0,15 %<br>IEC 61000 4-30 |

## 5. Conclusiones

Las principales conclusiones del trabajo de grado son las siguientes:

La metodología establecida en el presente trabajo de grado, permitió dar cumplimiento a los objetivos planteados, evidenciando los beneficios que brindan estos equipos para mejorar el rendimiento del sistema eléctrico, dando como resultado una herramienta de gran utilidad que complementa a los sistemas de control y protección. A partir de la información que proporciona el sistema de registro durante un evento crítico es posible realizar un análisis del estado de la red, identificando las causas y la localización de la falla, dando lugar a grandes ahorros económicos y la reducción del tiempo de inactividad.

Se dan a conocer los metodos utilizados para el procesamiento y análisis de los datos tomados por un registrador de fallas y se documenta el tratamiento que estos equipos realizan de la información obtenida y almacenada desde que es censada y realiza su conversión de una señal analógica a una señal digital hasta su procesamiento para el análisis del comportamiento de la red, exponiendo los umbrales minimos para la activación del registro y los principales filtros a los que es sometida la información adquirida por el equipo.

De acuerdo con las exigencias regulatorias y estándares técnicos asociados a los sistemas de registro de fallas en Colombia, se estableció un esquema mediante el anexo CC.5 como parte de la resolución CREG 025 de 1995 del código de redes, la cual presenta las recomendaciones básicas y las características que debe desempeñar los registradores de fallas. Asimismo, se verifico el cumplimiento de dicha norma para cada uno de los equipos que se emplearon para este análisis.

A partir de los resultados obtenidos correspondientes a la evaluación de los criterios técnicos considerados relevantes para la comparación del hardware y software para cada equipo registrador de fallas, es posible determinar que el dispositivo G5DFR de la marca ELSPEC, cuenta con el mayor número de entradas y salidas tanto digitales como analógicas, dispone de múltiples puertos de comunicación para satisfacer las diferentes demandas de conexión, permite la sincronización entre varios dispositivos registradores de fallas, adicionalmente tiene una amplia gama de algoritmos de sincronización de tiempo para asegurar que las mediciones se efectúen en el momento adecuado. Además cuenta con diferentes protocolos de comunicación que le permiten la adecuada transmisión de la información con otros equipos. Por lo tanto, junto con sus óptimas funciones de almacenamiento, proporciona la monitorización más versátil y completa del comportamiento de un sistema eléctrico.

Realizando un detallado análisis de las características de los software en los registradores de fallas se encuentra que el mas destacado entre los seleccionados en este trabajo de grado es el PQSCADA SAPPHIRE de la marca ELSPEC ya que cumple con la mas alta expectativa según la metodología establecida para realizar la comparación, pues este tiene el mayor numero de parámetros, es de fácil acceso, amigable en su uso para los usuarios y tiene ciertas características que los otros software no. Se resaltan los graficas de dispersión y un método de investigación con el cual se puede realizar análisis mas profundos de las perturbaciones presentadas en el sistema eléctrico, cabe resaltar que aunque el registrador de fallas SIMEAS R-PMU tiene un software adicional de análisis de calidad de potencia eléctrica como SICARO PQ esta es una herramienta que va mas enfocada en la calidad de la energía eléctrica y no en la parametrización de las ondas eléctricas censadas por el equipo.

El presente trabajo de grado nos permitió reforzar nuestros conocimientos en subestaciones eléctricas, relacionado al punto de conexión e implementación de equipos de análisis, supervisión y control de un sistema eléctrico. Asimismo, la importancia de realizar un estudio previo para la implementación de un dispositivo de medida; debido a la variedad que encontramos en el mercado, siendo fundamental definir los criterios y funcionalidades para poder seleccionar el equipo adecuado que cumpla todas las necesidades para el cual fue seleccionado.

A lo largo de este trabajo de grado encontramos imprevistos para los que no estábamos preparados como la pandemia, esto nos conllevó a redireccionar y modificar nuestros alcances del proyecto a estas nuevas condiciones, que nos permitiera adaptar el trabajo de grado de acuerdo a las restricciones que se generaron por el tema de la pandemia pero gracias a la herramientas informáticas pudimos alcanzar el objetivo de esta investigación por lo cual nos ayudo a nuestra formación profesional.

## Referencias

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995). Resolución CREG 025 de 1995. Anexo CC.5. Requisitos técnicos del sistema de registros de fallas. Recuperado de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/\\$FILE/Cr025-95.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/$FILE/Cr025-95.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2009). Resolución CREG 010 de 2009. Recuperado de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5c87ddb1548b96730525785a007a7126/\\$FILE/D-010-09%20METODOLOG%20C3%8DA%20PARA%20LA%20REMUNERACI%20C3%93N%20DE%20LA%20ACTIVIDAD%20DE%20TRANSMISI%20C3%93N%20DE%20ENERG%20C3%8DA%20EL%20C3%89CTRICA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5c87ddb1548b96730525785a007a7126/$FILE/D-010-09%20METODOLOG%20C3%8DA%20PARA%20LA%20REMUNERACI%20C3%93N%20DE%20LA%20ACTIVIDAD%20DE%20TRANSMISI%20C3%93N%20DE%20ENERG%20C3%8DA%20EL%20C3%89CTRICA.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2005). Resolución CREG 017 de 2005. Recuperado de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/7ef77a545ceb66680525785a007a6b88/\\$FILE/D-017%20CALIDAD%20DE%20LA%20POTENCIA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/7ef77a545ceb66680525785a007a6b88/$FILE/D-017%20CALIDAD%20DE%20LA%20POTENCIA.pdf)

ELSPEC. Catálogo del registrador de fallas G5DFR. Recuperado de <https://www.elspec-ltd.com/medicion-y-proteccion/grabadora-de-fallas-digital-multifuncional-g5/?lang=es>

Gossen Metrawatt. Catálogo del registrador de fallas MAVOLOG PRO. Recuperado de [https://www.gossenmetrawatt.com/resources/ec/mavolog-pro/mavolog-pro-db\\_gb.pdf](https://www.gossenmetrawatt.com/resources/ec/mavolog-pro/mavolog-pro-db_gb.pdf)

Joe Pérez. (2010). A guide to digital fault recording event analysis. Canada. Recuperado de [https://www.erlphase.com/downloads/papers/A\\_Guide\\_To\\_Digital\\_Fault\\_Recording\\_Event\\_Analysis\\_ERLPhase\\_GATech2010.pdf](https://www.erlphase.com/downloads/papers/A_Guide_To_Digital_Fault_Recording_Event_Analysis_ERLPhase_GATech2010.pdf)

IEC 61000-4-30 (2012). Testing and measurement techniques. Power quality measurement methods.

IEEE 1159 (2009). Recommended practice for monitoring electric power quality.

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE NORMALIZACIÓN UNE 50160 (2011). Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.

Mejía Villegas, S.A. (1991). Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión (Segunda edición). Recuperado de [https://www.academia.edu/34461032/Subestalta\\_ext\\_alta\\_tension\\_carlos\\_felipe\\_ramirez\\_mejia\\_villegas](https://www.academia.edu/34461032/Subestalta_ext_alta_tension_carlos_felipe_ramirez_mejia_villegas)

Schneider Electric. Catálogo del registrador de fallas ION 9000. Recuperado de <https://www.se.com/co/es/product-range-download/64241-powerlogic-ion9000/>

SIEMENS. Catálogo del registrador de fallas SIMEAS R-PMU. Recuperado de <https://docplayer.es/24503769-Registrador-digital-de-perturbaciones-simeas-r-pmu-v-manual-e50417-h1078-c360-a3-prefacio-indice-introduccion-1-campos-de-aplicacion-2.html>