

MÉTODOS DE MEDIDA PARA FENÓMENOS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA SEGÚN EL ESTÁNDAR IEC 61000-4-30

Autor

DARWIN SANCHEZ GUERRERO

**FACULTAD DE INGENIERIAS Y ARQUITECTURAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERIA ELÉCTRICA
UNIVERSIDAD DE PAMPLONA**



PAMPLONA, Diciembre 12 de 2020

MÉTODOS DE MEDIDA PARA FENÓMENOS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA SEGÚN EL ESTÁNDAR IEC 61000-4-30

Autor: DARWIN SANCHEZ GUERRERO

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

Director: **M.Sc. EDISON ANDRÉS CAICEDO PEÑARANDA**

Co-director: **M.Sc. LUIS DAVID PABON FERNANDEZ**

**FACULTAD DE INGENIERIAS Y ARQUITECTURAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERIA ELÉCTRICA
UNIVERSIDAD DE PAMPLONA**

Pamplona, Diciembre 12 de 2020

“A mis padres, a mi esposa e hijos por el estímulo y el apoyo incondicional en todo momento, y por ser ellos la inspiración para finalizar este proyecto”.

— Darwin Sánchez Guerrero

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por depositar en mí su sabiduría y su fuerza de voluntad para superar cada una de las pruebas en el camino y por permitirme culminar esta etapa de formación profesional.

A cada uno de los docentes que hicieron parte de mi formación académica, en especial a mi director y co-director de tesis, el profesor Edison Caicedo y Luis David Pabón, por sus orientaciones, constancia y dedicación a lo largo del desarrollo de este proyecto.

A mi familia por depositar en mí toda su confianza, apoyo y motivación a lo largo de esta etapa de mi vida.

A todos mis amigos y compañeros con los que compartí este camino, en especial a mi grupo de trabajo académico pues ellos permitieron ampliar mis conocimientos y el aprender a aceptar otro punto de vista diferente.

Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN	11
2. JUSTIFICACIÓN	12
3. DELIMITACIÓN.....	13
3.1 OBJETIVOS.....	13
3.1.1 Objetivo General.	13
3.1.2 Objetivos Específicos.	13
4. MARCO REFERENCIAL	14
4.1 ESTADO DEL ARTE.....	14
5. MARCO TEÓRICO.....	17
5.1 CALIDAD DE LA ENERGÍA.....	17
5.1.1 Interés en la calidad de la energía	18
5.1.2 Mediciones de la calidad de la energía.	18
5.2 VARIACIONES Y EVENTOS.....	19
5.3 ORIGÉN DE LAS VARIACIONES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA	20
5.3.1 Variaciones de frecuencia del voltaje.	21
5.3.2 Variaciones de la magnitud del voltaje.	23
5.3.3 Desbalance de tensión.....	25
5.3.4 Fluctuaciones de voltaje y parpadeo de luz o “Flicker”.....	26
5.3.5 Distorsión de la forma de onda	27
6. DETERMINACIÓN DE VARIACIONES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA...30	
7. MÉTODOS PARA LA MEDICIÓN DE LAS VARIACIONES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA	31
7.1 MÉTODO DE MEDIDA DE LAS VARIACIONES DE LA FRECUENCIA...31	
7.2 MÉTODO DE MEDIDA DE LAS VARIACIONES DE LA MAGNITUD DE VOLTAJE.....	32
7.3 MÉTODO DE MEDIDA PARA EL DESBALANCE DE TENSIÓN	36
7.3.1 Cálculo de las componentes simétricas e interpretación.....	37
7.4 MÉTODO DE MEDIDA PARA LA DISTORSIÓN DE LA FORMA DE ONDA POR DISTORSIÓN DE ARMÓNICOS E INTERARMÓNICOS	38
7.4.1 Grupos de armónicos e interarmónicos.....	40
7.4.2 Series discretas de Fourier (DFS) y transformada discreta de Fourier (DFT) 42	

8. DISEÑO DE ALGORITMOS PARA IMPLEMENTAR LOS MÉTODOS DE MEDIDA DE LAS VARIACIONES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA SELECCIONADOS.....	45
8.1 ALGORITMO PARA LA MEDICIÓN DEL FACTOR DE DESBALANCE DE TENSIÓN.....	45
8.1.1 Algoritmo para la medición del factor de desbalance de tensión.	46
8.2 ALGORITMO PARA LA MEDICIÓN DE LAS VARIACIONES DE LA MAGNITUD DEL VOLTAJE.....	47
8.2.1 Algoritmo para la medición de las variaciones de la magnitud del voltaje. 48	
8.3 ALGORITMO PARA LA MEDICIÓN DE LAS VARIACIONES DE LA FRECUENCIA DEL VOLTAJE	49
8.3.1 Algoritmo para la medición de las variaciones de la frecuencia del voltaje. 50	
9. PROGRAMACIÓN DE LOS ALGORITMOS DESARROLLADOS PARA REALIZAR LAS MEDICIONES DE LAS VARIACIONES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA.....	51
9.1 MEDICIÓN DEL DESBALANCE DE TENSIÓN PARA UN SISTEMA TRIFÁSICO DE CONEXIÓN (Y-Y) CON CARGA DESBALANCEADA	51
9.2 MEDICIÓN DE LAS VARIACIONES DE LA MAGNITUD DEL VOLTAJE (SOBRETENSIONES, SUBTENSIONES).....	55
9.3 MEDICIÓN DE LAS VARIACIONES DE LA FRECUENCIA DEL VOLTAJE	59
10. VALIDACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MÉTODOS DE MEDIDA PROGRAMADOS	60
10.1 MEDICIÓN DEL DESBALANCE DE TENSIÓN EN UN SISTEMA TRIFÁSICO Y-Y	60
10.2 MEDICIÓN DE LAS VARIACIONES DE LA MAGNITUD DEL VOLTAJE (SOBRE-TENSIONES, SUB-TENSIONES).....	64
10.2.1 CASO I: Sobre-tensiones.....	65
10.2.2 CASO II: Sub-tensiones.....	70
10.2.3 CASO III: Ventanas de simulación insuficientes.	73
10.3 MEDICIÓN DE LAS VARIACIONES DE LA FRECUENCIA.....	74
9. CONCLUSIONES.....	76
10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	77

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Variaciones de la calidad de la energía seleccionados y su alcance. <i>Fuente: Elaboración propia</i>	30
---	----

LISTA DE FIGURAS

Figura 5.3.1. Rango de frecuencia durante 1 minuto medido en Suecia (arriba a la izquierda), en España (arriba a la derecha), en Singapur (abajo a la izquierda) y en Gran Bretaña (abajo a la derecha). Fuente: “ <i>Signal Processing of Power Quality Disturbances, IEEE, 2006</i> ”.....	23
Figura 5.3.2. Voltaje de alimentación típico en un horno de arco indicando la fluctuación del voltaje a una frecuencia de 3 Hz. Fuente: “ <i>Sánchez C. Miguel A, Calidad de la energía eléctrica, 2009</i> ”.....	27
Figura 5.3.3. Forma de onda con distorsión. Fuente: “ <i>Sánchez C. Miguel A, Calidad de la energía eléctrica, 2009</i> ”.....	29
Figura 8.1.4 Diagrama de flujo para la medición del desbalance de tensión por componentes simétricas.....	46
Figura 8.2.5 Diagrama de flujo para la medición de las variaciones de la magnitud del voltaje (sobretensiones, subtensiones).	48
Figura 8.3.6 Diagrama de flujo de la implementación del método de medida de la variación de la frecuencia.	50
Figura 9.7. Diagrama de bloques general para la medición del factor de desbalance de tensión.....	51
Figura 9.8 Subsistemas (fuente en Y e impedancia de línea).....	52
Figura 9.9 Subsistema de carga conectada en estrella (Y).....	52
Figura. 9.10 Subsistemas de medición de valores de línea y cuantificación.....	53
Figura 9.11 Subsistemas de componentes simétricas por Teorema de Fortescue y cálculo del factor de desbalance.....	54
Figura 9.12 Valores de desfase.	54
Figura 9.13 Subsistema para la medida del valor RMS desarrollado bajo estándar IEC 61000-4-30.....	55
Figura 9.14 Diagrama de bloques del esquema general para medición de las variaciones de la tensión (sobretensiones-subtensiones).....	55
Figura. 9.15 Subsistemas (fuente, carga y voltímetros) respectivamente.	56
Figura 9.16 Subsistema de variaciones.....	56
Figura 9.17 Bloque RMS programado bajo estándar IEC 61000-4-30.....	57
Figura 9.18 Función de Matlab para el cálculo de las variaciones de la magnitud del voltaje.....	58
Figura 9.19 Diagrama de bloques del esquema general para medición de las variaciones de la frecuencia.....	59
Figura 20 Bloque para estimación de la frecuencia del sistema.	60
Figura 10.21 Valores de la fuente trifásica en (Y) desbalanceada.....	61
Figura 10.22 Valores de impedancias de la carga.....	62
Figura. 10.23 Voltajes de línea en la carga.....	62
Figura 10.24 Valores RMS de las secuencias positiva y negativa obtenidas por el método IEC 61000-4-30.....	63
Figura 10.25 Resultados del factor de desbalance mediante método IEC 61000-4-30.....	63

Figura 10.26 Diagrama general para validación de las desviaciones de la magnitud del voltaje.....	64
Figura 10.27 Configuración del subsistema de fuentes.	65
Figura 10.28 Subsistema de cargas y sus valores.	65
Figura 10.29 Configuración de bloque de variaciones.....	66
Figura 10.30 Transición desde el inicio hasta el 3er segundo y el incremento del 10% seguido.	67
Figura 10.31 Intervalo de desviación del 10% del valor nominal del sistema.....	68
Figura. 32 Transiciones del sistema de forma general durante 3 minutos.	68
Figura 10.33 Valores de sobre desviación en porcentaje con respecto a la valor de referencia del sistema.....	69
Figura 10.34 Subsistema "variaciones" para el caso de sub-tensiones	70
Figura 10.35 Visualización general para una subtensión de duración de 1 minuto y 10 segundos.....	71
Figura 10.36 Intervalo de cambio de nivel de tensión normal a subtensión.	72
Figura 10.37 Resultados obtenidos para caso de subtensión con duración de 80 segundos	73
Figura 38 Señales resultantes tercer caso de simulación.	74
Figura 10.39 Resultados del código ejecutado con datos insuficientes	74
Figura 10.40 Medida de la frecuencia por simulink	75
Figura 10.41 Medida de la frecuencia por método del estándar	75

RESUMEN

En el presente proyecto se propuso implementar un método para la medida de los fenómenos de estado estacionario asociados a la calidad de la energía con base en el estándar IEC 61000-4-30, para lo cual se planteó determinar el método para realizar las mediciones de las variaciones en consideración de los pasos de tiempo según el estándar. Una vez realizado este apartado se dispuso a diseñar el algoritmo para la aplicación de los métodos de medida de las perturbaciones de la calidad de la energía, para así proceder a programar los algoritmos destinados a la medición de las perturbaciones de la calidad de la energía haciendo uso del software de MATLAB®. Donde finalmente se validó el funcionamiento de los métodos de medida programados mediante una comparación.

Palabras claves: Variación, estándar, IEC 61000-4-30, calidad de la energía.

1. INTRODUCCIÓN

La calidad del suministro eléctrico en la actualidad, es un tema de mayor relevancia debido a su enorme impacto al ser uno de los motores que impulsan la economía mundial. Desde el entorno empresarial hasta el particular, todas las actividades necesitan de una fuente de suministro eléctrico fiable y de calidad. Esto involucra una buena gestión y uso responsable de la electricidad por parte del usuario final, ya sean industriales o particulares, que en últimas va a tener un impacto directo en las perturbaciones introducidas a la red. Por su contraparte el gestor de la red eléctrica dentro de su alcance busca garantizar un servicio de electricidad fiable con una onda de calidad, que conlleve a un menor desperdicio energético. Debido a estos intereses buscados es necesario estudiar cómo es posible mantener la calidad del suministro eléctrico. [1]

Un paso primordial e importante es el hecho de las mediciones de los parámetros que califican el desempeño de la red para los cuales deben establecerse valores de referencia que no debe sobrepasar un umbral. Puntualmente cuando se trata de perturbaciones en el suministro eléctrico los índices a controlar son los armónicos de tensión y corriente, los desbalances de tensión, el flicker, las variaciones de la magnitud del voltaje, y demás. Generalmente para las mediciones y monitoreo de la calidad de la energía se emplean equipos o dispositivos, estos se encargan de medir y almacenar variables para su posterior análisis. Estos últimos deben cumplir con requerimientos de clase A, B o según las exigencias y el objetivo de las mediciones, donde estas son exigencias según el estándar IEC 61000-4-30 que es la norma bajo la cual se desarrolla el presente trabajo. Dicho estándar define los métodos de medida de cada uno de los parámetros eléctricos en base a los cuales se puede estimar la calidad del suministro eléctrico en búsqueda de obtener resultados fiables, repetibles y comparables. Adicional define con claridad la precisión, el ancho de ventana y el conjunto de parámetros mínimos a emplear. [1][3]

A través del desarrollo del presente documento se abordan los métodos para la obtención del índice de desbalance donde según el estándar se emplea el método de las componentes simétricas, como la magnitud de la relación entre la componente de secuencia negativa con respecto a la secuencia positiva, expresada en porcentaje. Otros aspectos son abordados a profundidad como las variaciones de la frecuencia, variaciones de la magnitud del voltaje como también las perturbaciones debidas a armónicos e interarmónicos. [1][3]

2. JUSTIFICACIÓN

El consumo de la energía eléctrica en la actualidad ha aumentado de forma considerable como consecuencia del avance de nuevas tecnologías que generan un impacto directo en la transformación de la sociedad en la búsqueda de optimizar la productividad. [1] Donde dicho desarrollo tecnológico va asociado a la demanda del servicio eléctrico, es por ello el enorme aumento de la actividad en el área de investigación sobre la calidad de la energía especialmente desde 1995. Una de las causas es que los equipos cada vez se han tornado menos tolerantes a las perturbaciones de la calidad del voltaje y a su vez los procesos de producción tienden a soportar menos el funcionamiento incorrecto de los equipos y sumado a ello las empresas son más estrictas frente a las paradas de producción. Otro factor incidente es que los equipos tanto de baja como de alta potencia se alimentan cada vez más de convertidores electrónicos de potencia que producen un elevado espectro de distorsión, existen indicios del aumento de la distorsión armónica en el sistema eléctrico pero se carece de resultados concluyentes debido a la ausencia de estudios más avanzados acerca del tema. [2]

En consecuencia el estudio de la calidad de la energía implica realizar mediciones de los parámetros de la calidad de la energía que deben estar enmarcadas bajo un modelo, implicando con ello la necesidad que los nuevos desarrollos sean validados por un estándar. [1], [2] Según el estándar IEC 61000-4-30 define los métodos de medición y precisión de los diferentes parámetros de calidad de la energía. Para lo cual los resultados obtenidos deben ser fiables y veraces, que permitan extraer tanta información como sea posible de las mediciones realizadas. Por lo anterior mencionado a través del desarrollo del presente proyecto se tiene como finalidad diseñar e implementar un algoritmo para la medida de los fenómenos de estado estacionario asociados a la calidad de la energía, donde posteriormente va a permitir lograr un mejor análisis e interpretación de los parámetros de la calidad de la energía. [1], [2][3]

3. DELIMITACIÓN

3.1 OBJETIVOS

3.1.1 Objetivo General.

Implementar un método para la medida de los fenómenos de estado estacionario asociados a la calidad de la energía con base en el estándar IEC 61000-4-30.

3.1.2 Objetivos Específicos.

- Determinar el método para las mediciones de las variaciones de la calidad de la energía en consideración de los pasos de tiempo según el estándar IEC 61000-4-30.
- Diseñar los algoritmos para aplicar los métodos de medida de las variaciones de calidad de la energía según el estándar IEC 61000-4-30.
- Programar los algoritmos para la medida de las variaciones de calidad de la energía bajo estándar IEC 61000-4-30.
- Validar el funcionamiento de los métodos de medida programados según estándar IEC 61000-4-30 mediante una comparación.

4. MARCO REFERENCIAL

4.1 ESTADO DEL ARTE

En los últimos años el tema sobre la calidad de la energía ha adquirido una gran importancia en el sector eléctrico, por tanto el número de investigaciones con información sobre su base teórica, normativa, análisis en los sistemas de potencia, equipos para mitigar los problemas de calidad de la energía, entre otros ha ido en aumento; sin embargo, son escasos los estudios asociados al diseño o creación de sistemas que generen diferentes eventos de calidad de la energía para poder probar los equipos encargados de mitigar dichos eventos. [1] [2]

A continuación, se contemplan algunas de las investigaciones más relevantes de la bibliografía disponible sobre el tema de estudio, que permite recopilar diversos puntos de vista conceptuales y metodológicos con el propósito de garantizar un proceso analítico, comparativo y constructivo en este proyecto.

Yuan Xiao-dong, Chen Bing, Li Qun, Wang Ze. "Measurement Method of Harmonics and Inter-harmonics with Nonsynchronous Sampling in IEC Framework" (2014). Este trabajo fue dirigido por integrantes del Instituto de Investigación de la Compañía de Energía Eléctrica de Jiangsu, Escuela de Ingeniería e Información Eléctrica, Universidad de Sichuan (China), donde se enfocó en el estudio de los armónicos e inter-armónicos para medición por muestreo no sincrónico con base en el marco legal IEC 61000-4-7, donde se planteó el método de medición grupal y el método de medición precisa, sumado a la eliminación del valor de fuga enfocados en la eliminación de la interferencia de otros componentes y así dar solución a la problemática de la presencia de armónicos adyacentes a la red. Obteniendo como resultado que a través del análisis de datos de simulación se verificó la precisión y alto rendimiento anti-ruido del método planteado cumpliendo con los requisitos de medición en tiempo real. Cabe aclarar, que el método propuesto a pesar de brindar excelentes resultados no logra una medición precisa para cada componente cuando la distribución entre armónicos es demasiado densa, se recomienda aumentar los datos de muestreo en búsqueda de reducir la resolución de frecuencia como posible solución.[4]

G. Anne, M. Jan and R. Sarah, "Comparison of Measurement Methods for the Frequency Range 2 – 150 kHz (Supraharmonics)," 2018. En este trabajo de investigación se lleva a cabo la comparación de métodos de medición para el rango de frecuencia de frecuencia 2-150 kHz, (supra-armónicos). Se parte del hecho de que actualmente no existen métodos normativos para medir supra armónicos donde su actividad perjudicial se registra en valores de 3, 4 o más kHz [5]. Donde la nomenclatura para la distorsión de este rango de frecuencia sigue siendo incierta y se le atribuye el término "distorsión de alta frecuencia", aunque recientemente este término ha sido reemplazado por "supraarmónicos", el que

hace referencia a cualquier distorsión de la forma de onda en el rango de frecuencia 2-150 kHz. Para el límite inferior se toma igual al límite superior del rango de frecuencia debido a la existencia de un marco estándar bastante completo. [6] Debido a la ausencia de un método dentro del estándar IEC 61000 los fabricantes de instrumentos han implementado métodos de medición individuales, que a su vez difieren entre sí y por ende sus resultados varían para la misma señal. Como objeto de estudio son los métodos de dominio de frecuencia comúnmente implementados, basados en la IEC 61000-4-7 o en el apartado de IEC 61000-4-30, basados en comparar dos métodos diferentes en el dominio de la frecuencia para la medida de la emisión supraarmónica, basados en la información de las normas actuales. Como resultado se logró identificar parámetros que pueden influir en los resultados de la medición y del impacto en la reproducibilidad y comparabilidad de los métodos. Según los resultados, el documento ofrece recomendaciones, que contribuirán al trabajo de reestructuración de la norma IEC 61000-4-30 con respecto a un método de medición normativo para el rango de frecuencia 2 - 150 kHz.[5]

Ebrahim B, OzgulS. Doctoral student and Assoc. Professor, Gazi University. "Light Flicker Evaluation Using Root Mean Square Voltage Waveforms" (2015). Este trabajo presentó un nuevo método para evaluar las fluctuaciones de voltaje de baja frecuencia, que causan parpadeo de luz, basado en cálculos de raíz cuadrada media (RMS) de formas de onda de voltaje. Según los estándares IEC e IEEE, el cálculo del parpadeo de luz se logra en los datos sin procesar de las formas de onda de voltaje. Sin embargo, en los sistemas del mundo real, dado que el almacenamiento de datos sin procesar es costoso y difícil, solo se almacenan los valores RMS del voltaje para un análisis posterior. Para lo cual se propuso un nuevo método para calcular el parpadeo de la luz directamente a partir de los valores RMS de la tensión, que se calculan con base en el estándar de calidad de energía IEC, IEC 61000-4-30. A partir de una señal modulada de baja frecuencia, los términos analíticos de los componentes de la frecuencia de parpadeo se derivan en términos de las formas de onda de voltaje RMS. Luego, esos componentes de parpadeo son empleados para calcular los valores de la sensación de parpadeo, basándose en el hecho anteriormente mostrado de que la sensación de parpadeo es el resultado de los efectos aditivos de los componentes de frecuencia de parpadeo al cuadrado. Los resultados obtenidos fueron comparados con los de la realización digital del medidor de flicker IEC, arrojando que el método desarrollado revela estimaciones satisfactorias de los valores de sensación de flicker, obtenidos a partir de RMS de las formas de onda de voltaje. Se puede mencionar que este método proporciona una solución precisa, simple y rápida para el cálculo del parpadeo, donde los datos brutos de las formas de onda de voltaje no están disponibles, pero los valores RMS están presentes. El método desarrollado tiene como objetivo determinar los valores de parpadeo en los valores RMS recopilados previamente de la forma de onda de voltaje. En muchas aplicaciones de redes inteligentes, los sistemas de monitoreo de la calidad de la energía almacenan los valores RMS de las formas de onda de voltaje en lugar de

las formas de onda en sí mismas, debido a la capacidad de almacenamiento limitada de los sistemas de monitoreo de la calidad de la energía. Con el método propuesto, serán posibles evaluaciones de parpadeo rápidas y precisas en las formas de onda de voltaje RMS anteriores. [7]

Rodriguez N, Janeiro F, Ramos P, Instituto Técnico Superior de Telecomunicaciones, Universidad de Évora, Lisboa, Portugal: “Low-Cost Embedded Measurement System for Power Quality Frequency Monitoring” (2020). Para el desarrollo del presente trabajo de investigación los ejecutores utilizaron el método sugerido en el estándar IEC 61000-4-30 para medir la frecuencia de la red eléctrica donde se cuenta el número de cruces por cero en la forma de onda de voltaje que ocurren durante un intervalo de tiempo conocido. Se propone un nuevo algoritmo de estimación de frecuencia de la red de energía eléctrica basado en el cálculo seleccionado de componentes de frecuencia utilizando el algoritmo de Goertzel e implementando una placa de desarrollo STM-32 de bajo costo. Dando como resultado que la solución planteada es adecuada para su implementación en una red inteligente para un monitoreo integral de la red. [8]

5. MARCO TEÓRICO

Debido a la correlación directa del presente proyecto con la calidad de la energía y los diferentes fenómenos que generan un impacto negativo en esta y que a su vez se busca desarrollar un programa que permita medir los fenómenos de la calidad de la energía en estado estacionario se hace necesario realizar una introducción acerca de conceptos y definiciones de relevancia que conlleven a tener una mayor comprensión del impacto positivo que se pueda generar con el desarrollo del proyecto. [1], [9]

5.1 CALIDAD DE LA ENERGÍA

Según el estándar IEEE 1100 de 2005, define como calidad de la energía “El concepto de alimentar y poner a tierra al equipo electrónico de manera que sea adecuado para la operación de dicho equipo y compatible con el sistema de alambrado del local y con otro equipo conectado”. [10], [11]

En el apartado de Sankaran (2002) se lee: “Calidad de la potencia es un conjunto de límites eléctricos que permiten a una pieza de equipo funcionar de la manera pretendida sin pérdida significativa de funcionamiento o de vida esperada”. [12]

Otro autor como lo es Enriquez Harper (2004, pág. 21), define la calidad de la energía eléctrica como: “una ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje rms suministrado al usuario [...] el objetivo de la calidad de la energía es encontrar caminos efectivos para corregir los disturbios y variaciones de voltaje en el lado del usuario y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de las compañías suministradoras de energía eléctrica ...”. [13]

Y por último la norma IEC 61000-1-1 no utiliza el término calidad de la energía eléctrica, en su lugar lo reemplaza por el término compatibilidad electromagnética que significa: "la capacidad de cualquier aparato, equipo o sistema para funcionar de forma satisfactoria en su entorno electromagnético sin provocar perturbaciones electromagnéticas sobre cualquier cosa de ese entorno". La mayoría de las normas internacionales sobre calidad de la energía forman parte de la serie 61000. Dentro de las normas IEC sobre EMC, se hace una distinción entre una perturbación (electromagnética) e interferencia (electromagnética): "Una perturbación es un fenómeno que puede degradar el rendimiento de un dispositivo, equipo o sistema, o afectar adversamente la materia viva o inerte". En términos de calidad de la energía, cualquier desviación del voltaje o corriente ideal puede etiquetarse como una perturbación. Interferencia es definido de manera más estricta: es la real degradación de un dispositivo, equipo o sistema causado por una perturbación electromagnética. [14]

5.1.1 Interés en la calidad de la energía

El enorme aumento de actividad investigativa en el área de la calidad de la energía se denota en los últimos informes de las bases de datos sobre artículos científicos centrados en este objetivo. Existen diferentes razones que justifican este acelerado interés por este tema: los equipos eléctricos son cada vez menos flexibles a las perturbaciones de la calidad de la energía. Todo esto conduce a costos mucho más altos. Estos se encuentran asociados con una perturbación de muy corta duración ya que son los principales perpetradores en la calidad de la energía ya sean las interrupciones de larga o corta duración y las caídas de tensión. Los transitorios de alta frecuencia ocasionalmente reciben atención como causas del mal funcionamiento del equipo, pero generalmente no están bien expuestos en la literatura. Otra razón es que los equipos producen más perturbaciones de corriente de las que solía producir. Estos se alimentan en la mayoría de los casos de convertidores electrónicos de potencia que producen un amplio espectro de distorsión. [2]

Además, los equipos de bajo consumo energético son una fuente importante de perturbaciones en la calidad de la energía. Los variadores de velocidad y las lámparas de ahorro de energía son fuentes importantes de distorsión de la forma de onda y también son sensibles a ciertos tipos de alteraciones en la calidad de la energía. Cuando estos problemas de calidad de la energía se convierten en una barrera para la introducción a gran escala de fuentes ecológicas y equipos para el usuario final, la calidad de la energía se convierte en un problema ambiental con consecuencias mucho más amplias que los problemas meramente económicos actuales. [2]

5.1.2 Mediciones de la calidad de la energía.

Desde el punto de vista de la medición pura, no hay diferencia entre las mediciones de la calidad de la energía y la medición de tensiones y corrientes, por ejemplo, con fines de protección o control. De manera muy similar, dentro de la gama disponible de las herramientas de procesamiento de señales tienen una aplicación más enfocada en mejorar la calidad de la energía. Es por ello que la diferencia radica en el procesamiento y aplicación final que se le dé a las señales medidas. Los resultados del control de la calidad de la energía no se utilizan para ninguna intervención automática en el sistema. Las excepciones son las mediciones como parte del equipo de mitigación de la calidad de la energía, pero dicho equipo se clasifica dentro de los equipos de protección o de control. [2]

5.1.2.1 Razones para realizar mediciones de la calidad de la energía.

De forma muy similar a la necesidad de realizar investigaciones profundas en métodos de reducir el impacto adverso producto de la interacción del ser humano

con el medio ambiente que son motivadas por dicha necesidad e impulsada por ánimos que crear un cambio positivo, así mismo funciona con la necesidad o razones de realizar mediciones en la calidad de la energía. Es por ello que a continuación se describen algunas razones:

- La primera de ellas y una de las más importantes es encontrar la causa del mal funcionamiento del equipo y otros problemas de calidad de la energía. Encontrar la causa de un problema de calidad de energía es en muchos casos el primer paso para resolver y mitigar el problema. Con este tipo de medidas, es importante extraer tanta información como sea posible de las formas de onda de voltaje y corriente registrados. Ante la alta disponibilidad de equipos existentes, el personal encargado de la calidad de energía interpreta directamente la forma de onda registrada o algunas características simples como el voltaje rms versus el tiempo o el espectro del voltaje o la corriente. Esta ha sido la principal aplicación de las mediciones de la calidad de la energía durante mucho tiempo. [2] [3]
- Monitoreo permanente y semipermanente para obtener información estadística sobre el desempeño ya sea del suministro o del equipo. El monitoreo permanente y semipermanente también se puede usar para monitorear la red en lugar de solo el voltaje y la calidad de la corriente en la interfaz con el cliente. Varias empresas de redes han utilizado registros y estadísticas de caídas de tensión para evaluar el rendimiento de la protección del sistema de distribución. Pero también los eventos del sistema que no conducen directamente a problemas con los equipos del cliente proporcionan información sobre el rendimiento de la red. Algunos ejemplos son los transitorios de pre-encendido y reencendido con conmutación de condensadores y fallas de auto-limpieza en sistemas con conexión a tierra de alta impedancia. Tomar la acción correcta puede prevenir caídas e incluso interrupciones futuras. Los monitores permanentes de la calidad de la energía desempeñan un papel importante en el mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM). [2]
- Otra aplicación importante es el monitoreo permanente de la calidad de la energía, este permite que la resolución de problemas ya no requiera mediciones adicionales. En el momento en que se informa de un problema, los datos anteriores se pueden utilizar para encontrar la causa. Cuando se dispone de un período de datos suficientemente largo, incluso es posible comparar la eficacia de diferentes métodos de mitigación. [2]

5.2 VARIACIONES Y EVENTOS

Es de vital importancia hacer una división de las perturbaciones en la calidad de la energía entre variaciones y eventos. Las variaciones son aquellas perturbaciones

de estado estacionario o cuasi estacionario que requieren o permiten mediciones continuas. Los eventos son perturbaciones repentinas con un comienzo y un final. Esta distinción se hace en casi todas las publicaciones sobre la calidad de la energía, pero la terminología difiere. Un ejemplo típico de un evento de calidad de energía es una interrupción. Durante una interrupción, el voltaje en el lugar de medición es cero. Para medir una interrupción, se tiene que esperar hasta que ocurra una interrupción. Esto se hace automáticamente en la mayoría de los monitores de calidad de energía comparando la magnitud del voltaje medido con un umbral predeterminado. Cuando la magnitud de la tensión medida es menor que el umbral durante más de cierto tiempo, el monitor ha detectado el inicio de una interrupción. El final de la interrupción se detecta cuando la magnitud de la tensión vuelve a sobrepasar el umbral. La duración de la interrupción se obtiene como la diferencia de tiempo entre el inicio y el final del evento. [2]

La distinción entre variaciones y eventos no siempre es fácil de hacer. Si, por ejemplo, se consideran los cambios en la magnitud del voltaje como una alteración de la calidad de la energía, se puede considerar una caída de voltaje como un caso extremo de variación en la magnitud del voltaje. Una forma única de definir eventos es mediante la activación que se requiere para iniciar su grabación. Las variaciones no necesitan activación, los eventos sí. La diferencia entre una caída de voltaje y una variación de voltaje (magnitud) está en el disparo. Una caída de voltaje tiene un instante de inicio y finalización específico, aunque no siempre se define de forma única. Tanto las caídas de voltaje como las variaciones de voltaje utilizan el voltaje de raíz cuadrada media (rms) como su cantidad de medición básica. [2][3]

Como el tema central del presente proyecto involucra fenómenos de la calidad de la energía en estado estacionario que de acuerdo al estándar se denominan como variaciones en estado estacionario y dejando de lado los eventos que como se indicó son perturbaciones transitorias, debido a lo anterior un ejemplo típico de variación de la calidad de la energía es la variación de la frecuencia del sistema de energía. Su valor nominal es 60 Hz, pero el valor real siempre difiere de éste hasta aproximadamente 1 Hz en un sistema normal. En cualquier momento se puede medir la frecuencia y se obtendrá un valor. Por ejemplo, se puede decidir medir la frecuencia del sistema de energía una vez por segundo a partir del número de cruces por cero del voltaje de la forma de onda de voltaje. De esta forma la frecuencia media se obtiene cada segundo. Después de una semana, esta medición habrá dado como resultado 604.800 valores de frecuencia. [2]

5.3 ORIGÉN DE LAS VARIACIONES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA

A continuación se describe el origen y algunas de las herramientas básicas de análisis de las variaciones de la calidad de la energía. De las cuales se analizan las variaciones de frecuencia (voltaje), las variaciones de voltaje (magnitud), el

desequilibrio del voltaje, las fluctuaciones de voltaje (y el parpadeo de luz resultante) y la distorsión de la forma de onda.

5.3.1 Variaciones de frecuencia del voltaje.

La variación de la frecuencia hace referencia a la desviación de la frecuencia fundamental del sistema de potencia de su valor nominal especificado (idealmente de 50 Hz o 60 Hz) según sea el sistema. [2]

Esto depende directamente del balance de la potencia, es decir, donde el almacenamiento de energía eléctrica en grandes cantidades durante largos períodos de tiempo no es posible, por lo que la generación y el consumo de energía eléctrica deben estar equilibrados. Cualquier desequilibrio en la generación y producción da como resultado un cambio en la cantidad de energía presente en el sistema. La energía del sistema está gobernada por la energía de rotación de todos los generadores y motores: con el momento de inercia total de todas las máquinas rotativas y la velocidad angular a la que estas máquinas están rotando. Un desequilibrio entre la potencia generada y el consumo total y las pérdidas causa un cambio en la cantidad de energía rotacional y por lo tanto en la velocidad angular. [2][3]

De forma general y a manera de ejemplo al asumir valores de potencia generada y potencia consumida más las pérdidas en valores en por unidad y considerando un desequilibrio de 0,01pu entre la generación y la producción en un sistema con una constante de inercia de 5 s. Lo anterior conlleva a un cambio de frecuencia igual a 0,05 Hz/s. Si existiera un exceso de generación de 0,01-pu, la frecuencia se elevaría a 51 Hz en 20 s; para un déficit de 0,01-pu en la generación la frecuencia caería a 49 Hz en 20 s. Es muy difícil predecir la carga con una precisión del 1%. La pérdida repentina de una gran central eléctrica de 0,15 pu resultará en una caída de frecuencia de 1 Hz/s. En 1 s la frecuencia ha caído a 49 Hz. Como no se puede descartar la pérdida repentina e inesperada de una gran unidad generadora, es obvio que se necesita un control automático de la frecuencia y del equilibrio entre la generación y el consumo. [2]

Por ello mantener la frecuencia cercana a su valor nominal es una consecuencia natural de mantener el equilibrio entre generación y consumo. El principio del control de frecuencia industrial es bastante simple. La frecuencia medida se compara con un ajuste de frecuencia (nominal, 50 o 60 Hz). Cuando la frecuencia medida es mayor que la frecuencia nominal, esto indica un excedente de energía rotacional en el sistema. Para mitigar esto, el generador reduce su salida de potencia activa. Más correctamente, se reduce la entrada mecánica al generador de la turbina. Esto conduce tras un leve transitorio a un nuevo estado estable con una menor cantidad de energía eléctrica suministrada al sistema. [2]

Algunas consecuencias de las variaciones de frecuencia se relacionan a continuación:

1. Desviación horaria de los relojes, ya que estos todavía se sincronizan a menudo con la frecuencia de voltaje (generalmente contando los cruces por cero). Por tanto, una consecuencia de las variaciones de frecuencia es que los relojes mostrarán una hora errónea. [3]
2. Variaciones en la velocidad de motores, además, la velocidad de los motores de inducción y los motores síncronos se ve afectada cuando cambia la frecuencia de voltaje. Pero como la frecuencia no varía más que un pequeño porcentaje, estas variaciones de velocidad casi nunca son un problema. Las variaciones en la magnitud del voltaje tendrán una mayor influencia. [3]
3. Variaciones en el flujo, ante una frecuencia más baja implica un flujo más alto para máquinas rotativas y transformadores. Esto conduce a corrientes de magnetización más altas. Un aumento de un pequeño porcentaje de flujo de entrada puede provocar un aumento del 10% o más en la corriente de magnetización. Pero la variación de frecuencia es muy rara vez superior al 1%, mientras que varios porcentajes de variaciones en la magnitud del voltaje ocurren diariamente en casi cualquier lugar del sistema. [2][3]
4. Riesgo de disparo por baja frecuencia: Producto de las desviaciones de frecuencia más grandes aumentan el riesgo de que la carga o el generador se disparen por sobre-frecuencia o por baja frecuencia. Los relés de sobre-frecuencia y sub-frecuencia se configuran a una frecuencia fija para salvar el sistema de energía durante perturbaciones muy severas, como la pérdida de varias unidades generadoras grandes. Los ajustes más sensibles son normalmente para los relés de baja frecuencia. En algunos sistemas, el primer nivel de deslastre de carga por baja frecuencia ya ocurre para 49,5 Hz, aunque 49 Hz es un ajuste más común. [2][3]
5. Tasa de cambio de frecuencia: Algunos equipos pueden verse afectados más por la tasa de cambio de frecuencia que por la desviación real de la frecuencia nominal. Cualquier equipo que utilice un bucle de fase bloqueada (PLL) para sincronizarse con la frecuencia del sistema de energía observará un cambio de fase en el voltaje durante un cambio rápido de frecuencia. El diseño de un PLL es una compensación entre la velocidad (tasa máxima de cambio de frecuencia) y la precisión (desviación de frecuencia en el estado estable). No se dispone de datos de medición estadística sobre la tasa de cambio de frecuencia, pero es posible estimar los valores esperados basándose en el conocimiento del fenómeno subyacente. Se produce una gran tasa de cambio de frecuencia durante la pérdida de una gran unidad generadora.[2]

En la figura 5.3.1 se puede observar ejemplos de las variaciones de frecuencia medidas en diferentes sistemas eléctricos mundiales. Como se mencionó anteriormente, las variaciones de frecuencia son las mismas en todo un sistema interconectado y están relacionadas con el desbalance relativo entre generación y carga y con el control de frecuencia industrial. A grandes rasgos, cuanto mayor sea el sistema, menores serán las variaciones de frecuencia. [2]

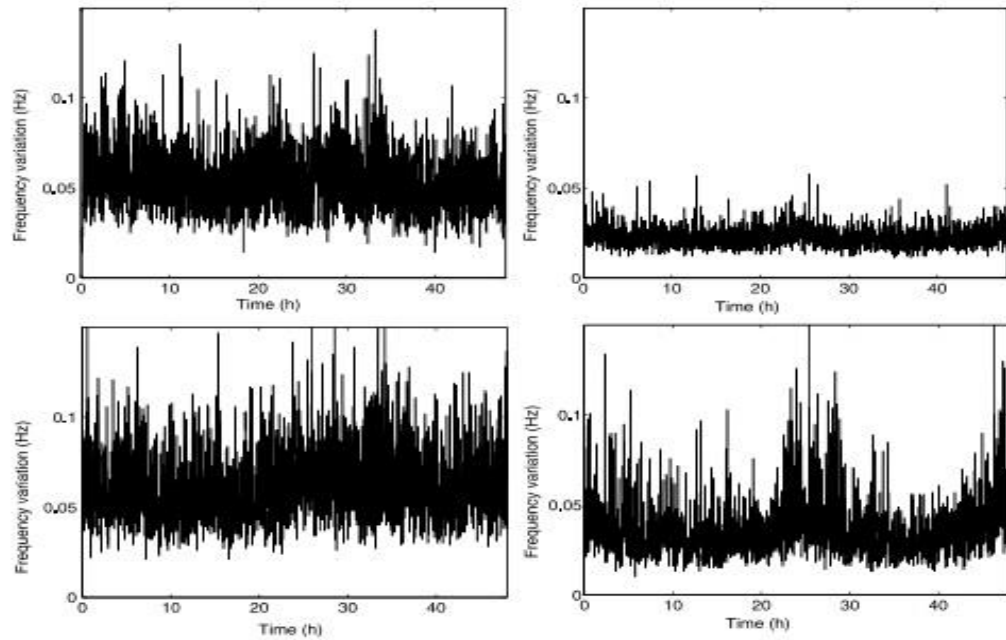


Figura 5.3.1. Rango de frecuencia durante 1 minuto medido en Suecia (arriba a la izquierda), en España (arriba a la derecha), en Singapur (abajo a la izquierda) y en Gran Bretaña (abajo a la derecha). Fuente: “*Signal Processing of Power Quality Disturbances, IEEE, 2006*”.

5.3.2 Variaciones de la magnitud del voltaje.

Una variación de la magnitud del voltaje es el aumento o disminución del voltaje habitual en un área determinada, como ejemplo de ello es el caso de una sobretensión ya que es una variación en estado estable mayor a 1 minuto, cuyo valor es por lo menos 10% por encima de la tensión nominal del circuito o sistema, y para el presente estudio se discuten las variaciones lentas de dicha magnitud, donde se incluye una descripción general del impacto de estas variaciones en el equipo del usuario final. Las variaciones del voltaje afectan el rendimiento y la vida útil de los equipos eléctricos. A continuación se describen algunos ejemplos y como afecta a estos últimos:

Por citar uno de ellos es que cualquier sobrevoltaje aumenta el riesgo de falla en el aislamiento, esto aplica a componentes del sistema, es decir, para transformadores y cables, y a nivel del usuario final involucra los motores. Las consecuencias son a largo plazo y en la mayoría de los casos no es significativo.

Cabe aclarar, que si el voltaje más alto durante el funcionamiento normal tiende a aumentar sobre pasando el umbral de las sobretensiones, desencadena la falla del aislamiento debido a la demanda de más corriente y al sobre calentamiento de conductores traducidos a cortocircuitos en los aparatos y daño total de estos. [2][16]

En motores de inducción, a nivel de subtensiones producirán una reducción del par de arranque y un aumento de la temperatura a plena carga. El par de arranque reducido puede aumentar significativamente el tiempo necesario para acelerar el motor. En algunos casos, es posible que el motor no acelere en absoluto producto de ello se "bloqueará". El motor parado tomará una corriente alta pero no girará (se convierte en un transformador en cortocircuito). Si la protección no quita un motor atascado, se sobrecalentará muy rápidamente. El voltaje aún más reducido debido a la alta corriente absorbida por el motor parado puede provocar el bloqueo de los motores vecinos. El bloqueo normalmente no ocurre hasta que el voltaje ha caído a aproximadamente el 70% del nominal. [2]

Opuesto a lo anterior las sobretensiones darán lugar a un mayor par, una mayor corriente de arranque y una disminución del factor de potencia. Este par de arranque incrementado aumentará las fuerzas de aceleración en los acoplamientos y el equipo impulsado. El aumento de la corriente de arranque también provoca una mayor caída de voltaje en el sistema de suministro y aumenta la caída de voltaje vista por las cargas cercanas al motor. Aunque el motor arrancará más rápido, su efecto sobre otras cargas puede ser más severo. [2][3]

Otra carga que se ve afectada son las lámparas incandescentes, la salida de luz y la vida útil de dichas lámparas se ven críticamente afectadas por los cambios en el voltaje. La vida útil esperada de una lámpara incandescente se reduce significativamente con sólo un pequeño aumento porcentual en la magnitud del voltaje. El resultado es que una gran variación de voltaje conduce a una reducción de la vida útil en comparación con un voltaje constante. [2]

A nivel general una tensión baja dará lugar a un mayor ciclo de trabajo para cualquier equipo que utilice un termostato de (calefacción, refrigeración, aire acondicionado). El resultado es que aumentará la corriente total para un grupo de tales dispositivos. Aunque los calentadores individuales se comportan como una carga de resistencia constante, un grupo de ellos se comporta como cargas de potencia constante. Este fenómeno es uno de los factores que contribuyen al colapso de voltaje. Y para finalizar, los equipos electrónicos pueden funcionar menos eficazmente debido a una baja tensión. Una tensión superior a la nominal hará que el equipo sea más sensible a las sobretensiones. Como el control de voltaje interno mantiene el voltaje de la aplicación a un nivel constante (típicamente mucho más bajo que el voltaje de la red de 110 a 230 V), una

reducción en el voltaje del terminal conducirá a un aumento en la corriente, lo que genera mayores pérdidas y una vida útil reducida. [2]

5.3.3 Desbalance de tensión

Es un índice que caracteriza la magnitud y asimetría del ángulo de fase de las tensiones trifásicas en operación en estado estable. El factor de desbalance de tensión se define como la máxima desviación del promedio de las tensiones o corrientes trifásicas, dividida por el promedio de las tensiones o corrientes trifásicas y se expresa en porcentaje. De manera más rigurosa también es definido en función de las componentes simétricas, como la relación entre la componente de secuencia negativa de la tensión y la componente de secuencia positiva. [2]

En términos de causas, el desequilibrio de voltaje (es decir, voltaje de secuencia negativa y cero) se debe al desequilibrio en las corrientes de carga y al desequilibrio en la red de suministro. El desequilibrio de carga se debe en parte a la variación natural entre las cargas monofásicas en las tres fases y en parte a las grandes cargas monofásicas individuales. Incluso si las cargas son iguales distribuidas en las tres fases, la variación en el tiempo de las cargas individuales significa que nunca hay un equilibrio perfecto entre las corrientes de carga. Este es principalmente un problema en las redes de baja tensión. En redes de media tensión y superiores, las cargas son en la mayoría de los casos cargas trifásicas. Por supuesto, el desequilibrio de carga de los niveles de voltaje más bajos se propaga hasta niveles de voltaje más altos, pero como el desequilibrio se distribuye aleatoriamente, las diversas contribuciones se cancelarán entre sí. [2][3]

El desequilibrio debido a grandes cargas monofásicas es principalmente un problema a niveles de voltaje elevados. Ejemplos de grandes cargas monofásicas son los suministros de tracción ferroviaria y los hornos de arco. Junto al desequilibrio de voltaje debido a corrientes de carga desequilibradas, el desequilibrio de voltaje resulta de una corriente balanceada que fluye a través de impedancias desequilibradas. Los transformadores y las líneas de transmisión no son completamente idénticos en las tres fases. Las tres fases de una línea aérea de transmisión tienen inductancias y capacitancias ligeramente diferentes, lo que da como resultado un acoplamiento entre tensiones y corrientes de secuencia positiva y negativa. [2][3]

Como se indicó inicialmente, una forma de expresar dicho desbalance de voltaje y corriente en un sistema trifásico es mediante el método de componentes simétricas. [16]

Finalmente, dentro de las consecuencias que acarrea el desbalance de tensiones conduce a corrientes desequilibradas a través de equipos trifásicos. Los equipos que son especialmente propensos al desequilibrio de voltaje incluyen máquinas rotativas y rectificadores de diodos trifásicos. Como este equipo normalmente está

conectado de fase a fase (o fase a neutro sin conexión a tierra en caso de arranque del motor), solo el voltaje de secuencia negativa afecta al equipo. La tensión de secuencia cero no provoca ningún cambio en las corrientes de carga. Por lo tanto, el voltaje de secuencia cero normalmente no se considera al caracterizar el desequilibrio de voltaje. El desequilibrio de corriente conduce a un desequilibrio de voltaje y a un calentamiento desigual de cables y líneas. También conduce a un aumento de las pérdidas en los cables y líneas. [2][16]

El desequilibrio actual conduce a pérdidas adicionales en la red de suministro. En el caso extremo en el que toda la energía se transporta a través de solo una de las tres fases (es decir, la corriente es cero en dos fases y tres veces su valor normal en la tercera fase), las pérdidas son tres veces más altas que cuando el transporte de energía se distribuye por igual en las tres fases. [2]

5.3.4 Fluctuaciones de voltaje y parpadeo de luz o “Flicker”.

Es aquella variación del voltaje de entrada, suficiente en duración, para permitir la observación visual de un cambio en la intensidad de una fuente luminosa. Cuantitativamente, el parpadeo de voltaje puede ser expresado como el cambio en el voltaje a través del valor nominal expresado como porcentaje.[9]

El parpadeo o flicker es el efecto más notorio de las variaciones de voltaje. Es un evento de baja frecuencia en el que la magnitud del voltaje presenta variaciones que llegan a ser observables por ojo humano. De manera general, las fluctuaciones oscilan entre el 0.1% y el 7% de la tensión nominal con un contenido espectral típico inferior a 25 Hz intermitente. [3]

Entre las fuentes de fluctuaciones de voltaje, principalmente se deben a las variaciones de la carga. Básicamente cualquier cambio en la corriente de carga conducirá a un cambio en el voltaje, pero por lo general no se consideran fluctuaciones de voltaje. Hay dos tipos de carga que provocan un parpadeo de luz: cargas que provocan cambios de voltaje separados y cargas que provocan fluctuaciones de voltaje. El primer grupo incluye muchas cargas de calefacción y refrigeración. Estas cargas suelen tener un ciclo de trabajo muy corto, a menos que se produzcan temperaturas extremas (altas o bajas). Las cargas con un motor eléctrico como principal consumidor de energía son las peores porque el motor toma una alta corriente de entrada cada vez que arranca. Algunos ejemplos son aires acondicionados y refrigeradores. También las fotocopiadoras grandes pertenecen a este grupo de cargas. El parpadeo de luz resultante puede denominarse la luz intermitente debido a eventos repetitivos. [2][9]

El segundo grupo comprende aquellas cargas para las que la corriente cambia continuamente. Algunos ejemplos son el horno de arco, la soldadura por arco y por resistencia, la carga de tracción y las turbinas eólicas. [2], [9], [15]

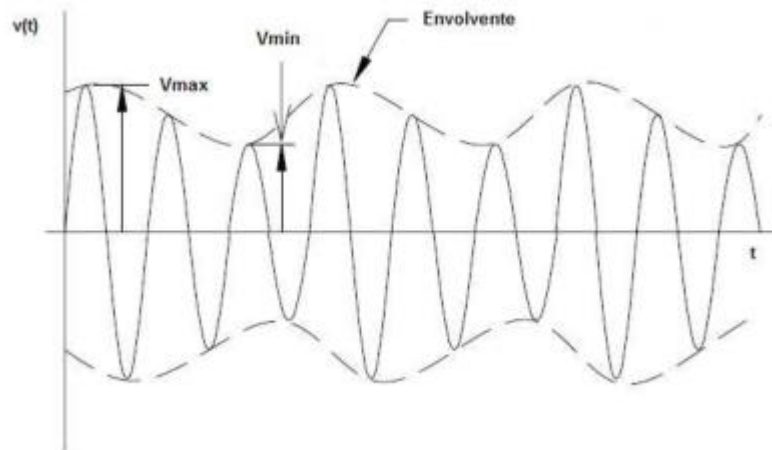


Figura 5.3.2. Voltaje de alimentación típico en un horno de arco indicando la fluctuación del voltaje a una frecuencia de 3 Hz. Fuente: “Sánchez C. Miguel A, Calidad de la energía eléctrica, 2009”.

Otros efectos de las fluctuaciones de voltaje aparte de producir el parpadeo, también otras cargas se ven afectadas negativamente por variaciones / fluctuaciones rápidas en la amplitud de voltaje en sus terminales. Algunos ejemplos son;

- Acción de control para los sistemas de control que actúan sobre el ángulo de tensión.
- Frenado o aceleración para motores.
- Deterioro de equipos electrónicos donde la fluctuación de la tensión de alimentación pasa a las partes electrónicas, ya sean computadoras, impresoras, fotocopiadoras o componentes para telecomunicaciones.[2]

5.3.5 Distorsión de la forma de onda

La distorsión de la forma de onda se define como una distorsión en estado estacionario de una senoide ideal de frecuencia de potencia (60 Hz) caracterizada principalmente por el contenido espectral de la desviación e incluye todas las desviaciones de la forma de onda de voltaje o corriente de la onda sinusoidal ideal. Pero las variaciones de magnitud y frecuencia no se consideran distorsión de la forma de onda, aunque no es posible una distinción completa entre los diferentes tipos de variaciones. [2]

Se pueden distinguir diferentes formas de distorsión de la forma de onda: distorsión armónica, interarmónica y no periódica. En la mayoría de los estudios, solo se considera la distorsión armónica. La distorsión no armónica (interarmónicos y distorsión no periódica) es mucho más difícil de cuantificar a través de parámetros adecuados y se ignora regularmente. Otra razón para descuidar la distorsión no armónica es que la distorsión armónica domina en la mayoría de los casos. En otras palabras, la forma de onda es casi periódica con una ventana de un ciclo. [2][9]

Existen cinco tipos primarios de distorsión de la forma de onda:

- Offset de CD
- Armónicas
- Interarmónicas
- Muecas (notching)
- Ruido

El énfasis estará en la distorsión armónica: Cuando la forma de onda no es sinusoidal pero es periódica con un período de un ciclo (de la frecuencia del sistema de energía, unos 50 ó 60 Hz), las formas de onda de la corriente y el voltaje pueden descomponerse en una suma de componentes armónicos. En el caso de la corriente esto se lee como se indica en la ecuación 5.1. [2] [3]

$$i(t) = I_o + \sum_{h=1}^H I_h \sqrt{2} \cos(h\omega t - \beta_h) \quad (5.1)$$

Con $\omega = 2\pi f_0$ y f_0 la frecuencia fundamental o frecuencia del sistema de energía: $f_0 = 1/T$ con T el período (fundamental) de la señal. Esto puede ser matemáticamente correcto, pero desde el punto de vista de la interpretación la notación anterior es más apropiada. [2]

De la misma manera, se describe para la onda de voltaje:

$$v(t) = v_o + \sum_{h=1}^H v_h \sqrt{2} \cos(h\omega t - \beta_h) \quad (5.2)$$

El valor de H es infinito para una señal continua, pero para una señal discreta está determinado por la frecuencia de muestreo. Dentro de la distorsión armónica, se puede hacer una distinción adicional en componentes de CC, distorsión armónica uniforme, y distorsión armónica impar. [2], [9]

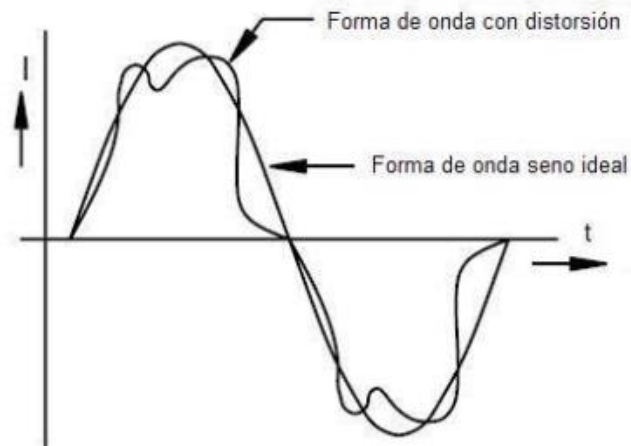


Figura 5.3.3. Forma de onda con distorsión. Fuente: "Sánchez C. Miguel A, Calidad de la energía eléctrica, 2009"

Los voltajes o corrientes que tienen componentes de frecuencia que no sean múltiplos enteros de la frecuencia fundamental son llamados interarmónicos. Estos se pueden encontrar en redes de cualquier nivel de tensión, siendo las fuentes principales de distorsión de forma de onda interarmónica los convertidores de frecuencia estáticos, los cicloconvertidores, los hornos de inducción y los dispositivos de arco. [2][3][9]

6. DETERMINACIÓN DE VARIACIONES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA.

El estándar IEC 61000-4-30 hace una distinción entre dos clases de instrumentos de medida: los instrumentos con rendimiento clase A y los instrumentos con rendimiento clase B. Los instrumentos de clase A se utilizan para mediciones precisas, y bajo esta clase de rendimiento se proyecta el desarrollo del presente trabajo de mediciones de variaciones de la calidad de la energía. En cuanto a clase B están destinados a mediciones menos precisas. [2] [3]

Esta norma define los métodos empleados para cuantificar una serie de variaciones de la calidad de la energía. Haciendo mención a las perturbaciones de la calidad de la energía de carácter estacionario se encuentran las siguientes variaciones: [2] [3]

- Variaciones de frecuencia
- Variaciones de magnitud del voltaje (sobretensiones, subtensiones)
- Desbalance de tensión
- Fluctuaciones de voltaje y flicker
- Distorsión de la forma de onda (armónicos e interarmónicos)

De la lista anterior que contiene las perturbaciones por variaciones que requieren o permiten mediciones en instantes predeterminados, se pretende abordar metodológicamente todas las variaciones que contempla el estándar IEC 61000-4-30 y sus respectivos métodos de medida a excepción de las fluctuaciones de voltaje por flicker debido a que el estándar IEC hace referencia al estándar del medidor de parpadeo (IEC 61000-4-15), por tanto no es objeto de estudio del presente estándar ya que no lo contempla. [2]

Para tener claridad en el enfoque del proyecto se menciona que los eventos de la calidad de la energía quedan totalmente excluidos de los objetivos esperados, en materia de implementación de los algoritmos para ejecutar los métodos de medida se seleccionan las variaciones de frecuencia, variaciones de la magnitud del voltaje que incluye las sobretensiones y subtensiones, y por último el desbalance de tensión, una vez desarrollados los algoritmos antes citados se procede a su programación y validación de los mismos. [2], [3]

Tabla 1 Variaciones de la calidad de la energía seleccionados y su alcance. *Fuente: Elaboración propia*

Fenómeno	Metodología	Algoritmo	Programación	Validación
Desbalance	x	x	x	x
Variación de la Frecuencia	x	x	x	x
Sobretensiones	x	x	x	x
Subtensiones	x	x	x	x
Armónicos	x			
Interarmónicos	x			

7. MÉTODOS PARA LA MEDICIÓN DE LAS VARIACIONES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA

7.1 MÉTODO DE MEDIDA DE LAS VARIACIONES DE LA FRECUENCIA

Como el objetivo es medir las variaciones de la frecuencia entonces el parámetro a estimar es la frecuencia del voltaje, dejando de lado la frecuencia del sistema, ya que relativamente son las mismas, existen discrepancias entre estas donde la frecuencia del sistema es una medida de la velocidad con la que giran las máquinas eléctricas, por el contrario la frecuencia del voltaje se define como la tasa de repetición de la forma de onda del voltaje en una ubicación específica. La mayoría de las veces la frecuencia del voltaje está muy cerca de la frecuencia del sistema. En otras palabras, se puede suponer que la frecuencia es la misma en cualquier ubicación del sistema. Sólo durante las inestabilidades del sistema podría la frecuencia variar notablemente entre diferentes lugares. [2][3]

Seguido a esto la norma indica que el método más utilizado es el conteo de cruces por cero. El estándar como tal estima la frecuencia de la siguiente manera: "la relación del número de ciclos integrales contados durante el intervalo de reloj de tiempo de 10s, dividido por la duración acumulada de los ciclos integrales". Esta definición indica claramente no sólo qué característica debe utilizarse sino también cómo debe medirse logrando con ello una alta exactitud. [2][3]

Para la medición de la frecuencia del voltaje, la norma IEC 61000-4-30 prescribe los siguientes pasos (para la ejecución de la clase A): [3]

- La frecuencia debe obtenerse en un intervalo de 10 s, es decir la lectura de la frecuencia se obtendrá cada 10 segundos.
- Los armónicos e interarmónicos deben ser atenuados.
- Cada intervalo de medición debe comenzar en un instante de tiempo de 10 s absolutos. El error en el instante de tiempo está limitado a un ciclo de la frecuencia del sistema de potencia (16,7 ms en un sistema de 60 Hz).
- El error en la estimación de la frecuencia está limitado a 10 mHz.

La frecuencia se obtendrá entonces a partir de la relación:

$$f = \frac{\text{\# de ciclos integrales contados durante el intervalo de reloj de tiempo de 10s}}{\text{duración acumulada de los ciclos integrales}} \quad (7.1)$$

En el caso para mediciones en un sistema trifásico se debe designarse un canal de referencia. La frecuencia debe estimarse a partir de la forma de onda de tensión muestreada obtenida en el canal de referencia. [2][3]

Una vez definido el método básico contemplado por el estándar, donde se definió que el periodo de monitorización estándar es de 10/12 ciclos en sistemas de 50/60 Hz respectivamente (aproximadamente de 200 ms para los 2 casos), posterior a ello se procede a la agregación temporal, donde este no es más que el proceso mediante el cual las características obtenidas durante un cierto periodo de tiempo se sustituyen por una característica representativa, ejemplo de ello puede ser sacar el promedio u incluso el promedio aritmético real, otro valor puede ser la mediana siendo esta apropiada según las aplicaciones requeridas. [2][3]

En resumen, la agregación temporal viene a ser tomar las características básicas medidas y llevarlas a las características agrupadas en lotes, y para ello el estándar define 3 periodos de agregación estándar que son 3s, 10 min y 2h. [2][3]

Para las variaciones de la frecuencia no se define ningún método de agregación. Estos valores de 10-s deben ser empleados directamente para calcular los índices del sitio y del sistema. [2] [3]

7.2 MÉTODO DE MEDIDA DE LAS VARIACIONES DE LA MAGNITUD DE VOLTAJE

Para este caso se busca estimar el valor de la magnitud del voltaje $|V|$. Al considerar las variaciones de la magnitud del voltaje, se hace referencia a variaciones lentas, es decir, en estado estacionario, donde se definen las tres características básicas: el valor eficaz de 10/12 ciclos, el valor de subdesviación de 10/12 ciclos y el valor de sobredesviación de 10/12 ciclos, es decir, subtensiones y sobretensiones respectivamente, donde es necesario calcular estas características directamente en la ventana de tiempo básica, no después de la agregación de tiempo.[2][3]

Se hace claridad acerca de las sobretensiones, subtensiones dentro de las variaciones de larga duración, por tanto, su duración es mayor a 1 minuto, esto con el objeto de diferenciarlas de las variaciones de la magnitud del voltaje de corta duración, tales como los transitorios, que son perturbaciones menores a medio ciclo en algunos casos, y de forma general con una duración menor a 1 minuto.[2] [3] [9]

Una vez contemplado lo anterior, se distingue entre medidas monofásicas y medidas trifásicas. Con las mediciones monofásicas, la magnitud de la tensión se extrae utilizando la forma de onda de una sola fase. Puede ser un voltaje de fase o un voltaje de línea. En el presente documento se hace referencia solo a los voltajes de fase, pero los cálculos para los voltajes de línea son similares. [2]

El estándar IEC 61000-4-30 prescribe el uso del **voltaje rms** durante un período determinado para todos los instrumentos. Para instrumentos con desempeño de

clase A, se debe usar un intervalo de 12 ciclos en sistemas de 60 Hz donde la duración del intervalo es de 200 ms. La duración del intervalo no está determinada por la hora del reloj sino por la frecuencia fundamental. La duración del intervalo debe ser exactamente de 12 ciclos de la frecuencia fundamental. Debido a la necesidad de determinar la longitud del ciclo, se puede resolver bien sea emplear el último valor de frecuencia de 10 segundos obtenidos según estándar, u otra alternativa es implementar un PLL (Phase Locked Loop), bucle de fase bloqueada para sincronizar la frecuencia de muestreo con la frecuencia del sistema de potencia. [2][3]

En resumen:

- Usar el voltaje rms durante un intervalo de 12 ciclos en sistemas de 60 Hz, donde la duración del intervalo es de 200 ms.

La magnitud del voltaje V puede obtenerse de varias maneras a partir de la forma de onda muestreada de uno de los voltajes de fase, esto para las **medidas monofásicas**:

- Mediante el valor rms de la forma de onda de voltaje:

$$V_I = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i^2} \quad (7.2.1)$$

Con N un múltiplo entero del número de muestras durante un medio ciclo de la frecuencia del sistema de potencia. Este método se utiliza en la norma IEC 61000-4-30 con una longitud de ventana de 12 ciclos para sistemas de 60 Hz y de 10 ciclos para sistemas de 50 Hz. [2] [3]

Para el caso de **mediciones trifásicas**, aplica cuando se dispone de las tres formas de onda muestreadas en un sistema trifásico, para lo cual existen algunos posibles métodos de estimación, donde el más recomendado por el estándar es:

1. El promedio de los valores de magnitud de las tres fases:

$$V_{IV} = \text{promedio}(V_a, V_b, V_c) \quad (7.2.2)$$

Donde V_a , V_b , V_c son las estimaciones de magnitudes obtenidas de uno de los métodos de medición de una sola fase para este caso se utiliza el voltaje rms (método I) de las mediciones monofásicas. [2] [3]

Al presentar los resultados de las mediciones de la variación del voltaje en un sistema trifásico, es importante indicar claramente qué método se está empleando. [3]

Para obtener los valores de las mayores sobre desviaciones y sub desviaciones para las tres fases se describe como sigue, para sobre desviaciones se tiene:

$$\Delta_{sobre} = \begin{cases} 0 & \text{Si } V_{rms} > V_{ref} \\ \frac{V_{rms} - V_{ref}}{V_{ref}} & \text{Si } V_{rms} \leq V_{ref} \end{cases} \quad (7.2.3)$$

Donde el V_{ref} normalmente es el voltaje nominal. Esta sobredeviación indica cuanto más alto es el voltaje rms al voltaje de referencia. Para el caso de la subdesviación se tiene la siguiente expresión: [3]

$$\Delta_{subd} = \begin{cases} 0 & \text{Si } V_{rms} > V_{ref} \\ \frac{V_{ref} - V_{rms}}{V_{ref}} & \text{Si } V_{rms} \leq V_{ref} \end{cases} \quad (7.2.4)$$

Estos valores son siempre positivos, en el caso de la medición trifásica, la sobretensión trifásica es el valor más elevado de los valores de sobredeviación para las tres fases. [3]

En materia de los intervalos de agregación de tiempo la norma IEC 61000-4-30 [3] define los siguientes intervalos para la magnitud del voltaje, similar para el desbalance de tensión y la distorsión:

- Un intervalo de 150/180 ciclos: 150 ciclos en un sistema de 50 Hz, 180 ciclos en un sistema de 60 Hz.
- Un intervalo de 10 minutos: exactamente 10 minutos, por lo que ya no se sincroniza con la frecuencia del sistema de energía.
- Un intervalo de 2 h, estos valores se obtienen a partir de 12 valores consecutivos de 10 min.

El intervalo de 150 ciclos se agrega a partir de quince (15) intervalos de 10 ciclos en un sistema de 50 Hz. En un sistema de 60 Hz la ventana de 180 ciclos se agrega a partir de quince intervalos de 12 ciclos. El valor de 150/180 ciclos es el valor eficaz de quince (15) valores de 10/12 ciclos, este sería para un total de 3s:

$$C_{150/180} = \sqrt{\frac{1}{15} \sum_{i=1}^{15} C_{10/12} [i]^2} \quad (7.2.5)$$

En este caso de la magnitud de la tensión se emplea el valor eficaz de 10/12 ciclos. Estos valores obtenidos en la ecuación (5.4) se designan valores de 3s

aunque la longitud de la ventana no sea exactamente de 3s sustituyendo al valor de 150/180 ciclos por ser menos empleado, esto es cuestión de terminología. Los valores previamente obtenidos de 10/12 ciclos también forman la base para el cálculo de los valores para 10 min. Si la frecuencia del sistema es exactamente 50 o 60 Hz, el intervalo de 10 minutos está conformado por 3000 intervalos exactos de 10/12 ciclos de duración: [2][3]

$$C_{10 \text{ min}} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N C_{\frac{10}{12}}^2(i)} \quad (7.2.6)$$

De la ecuación anterior N corresponde al número de intervalos de 10/12 ciclos en el intervalo de 10 minutos, $N \approx 3000$. Al no estar sincronizados los intervalos de 10/12 ciclos y los intervalos de 10 minutos, el instante inicial de un intervalo de 10 minutos caerá en algún espacio del intervalo de 10/12 ciclos, por tanto se debe cumplir que cada intervalo de 10/12 ciclos pertenezca al intervalo de 10 minutos en el que comienza. [2][3]

Finalmente, el nivel de agregación de 2h. Estos valores se obtienen como el valor eficaz de 12 valores consecutivos de 10 min:

$$C_{2h} = \sqrt{\frac{1}{2} \sum_{i=1}^{12} C_{10 \text{ min}}^2(i)} \quad (7.2.7)$$

Como se observó, se emplea el valor eficaz de las características básicas en lugar de utilizar el valor medio aritmético. Considerando el promedio \bar{C} y el valor rms C_{rms} de una determinada característica C_i se puede calcular la diferencia definiendo:

$$\bar{C} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N C_i \quad (7.2.8)$$

Y

$$C_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N C_i^2} \quad (7.2.9)$$

Definiendo $D_i = C_i - \bar{C}$ y reemplazando en (5.8) se obtiene:

$$C_{rms}^2 = \bar{C}^2 + \frac{2}{N} \bar{C} \sum_{i=1}^N D_i + \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N D_i^2 \quad (7.2.10)$$

Según definición el medio D_i es cero, por lo que se obtiene:

$$C_{rms}^2 = \bar{C}^2 + \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N D_i^2 \quad (7.2.11)$$

Debido a que el segundo término de la expresión anterior sólo contiene un valor no negativo, se llega a la conclusión que el $C_{rms} > \bar{C}$ (7.2.12)

De la ecuación (7.2.10) se reconoce el segundo término como la desviación estándar, la diferencia entre el valor eficaz y el promedio depende de dicha desviación de los valores individuales. A mayor valor de la desviación típica más superará el valor rms al valor promedio. [2] [3]

7.3 MÉTODO DE MEDIDA PARA EL DESBALANCE DE TENSIÓN

El desequilibrio trifásico se caracteriza normalmente por el voltaje de secuencia negativa, junto a este se puede calcular un "desequilibrio de secuencia cero" como la relación entre el voltaje de secuencia cero y el de secuencia positiva. El cálculo recomendado por el estándar es definido como la relación entre el componente de secuencia negativa y el componente positivo medido a la frecuencia de la red (50 o 60 Hz) y es definido mediante el método de componentes simétricas: este es llamado porcentaje de desbalance de secuencia negativa o desbalance y será el método empleado en el presente documento: [3]

$$U_n = \frac{U^-}{U^+} * 100 \quad (7.3.1)$$

Según la norma IEC 61000-4-30, la ventana de medición básica utilizada para calcular el desequilibrio es de 10 ciclos en un sistema de 50 Hz, 12 ciclos en un sistema de 60 Hz, unos 200 ms en cada caso. [3]

Otro método alternativo es cuando se conocen los componentes fundamentales de las tensiones de fase a fase (voltajes de línea) U_{ab} , U_{bc} y U_{ca} , el desequilibrio puede calcularse a partir de la expresión [2][3]

$$u_n = \frac{\sqrt{1 - \sqrt{3 - 6Q}}}{\sqrt{1 + \sqrt{3 - 6Q}}} \quad (7.3.2)$$

Con

$$Q = \frac{U_{ab}^4 + U_{bc}^4 + U_{ca}^4}{(U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2)^2} \quad (7.3.3)$$

Como se puede observar se debe disponer de valores de línea, y a su vez para que estas ecuaciones sean válidas el componente de secuencia homopolar deben ser cero, por tanto esto aplica a casos particulares, por ende en el desarrollo del presente trabajo se dispone a profundizar en el método de componentes

simétricas para el cálculo del desbalance de tensión dejando de lado la alternativa que se ofrece, otra razón es el hecho que el método preferido por la comunidad es el de comparación de secuencias independiente de si se utilizan valores de fase a neutro o de fase a fase. Como se indicó, en el momento que los valores de fase a neutro tengan contenido de secuencia cero, entonces el uso de cantidades de fase a neutro con las ecuaciones alternativas del estándar, hará que conlleven a resultados incorrectos. La ventaja de usar la alternativa es la capacidad de usar valores rms medidos (sin ángulos de fase), a diferencia del método general, que requiere valores de fase. [2][3]

7.3.1 Cálculo de las componentes simétricas e interpretación

Mediante el método por componentes simétricas es posible describir el desbalance en el voltaje y la corriente en sistemas trifásicos. En primera instancia se considera un conjunto trifásico equilibrado de voltajes con valor eficaz E escritos de forma de fasores de voltaje complejo:

$$\underline{U}_a = E \quad \underline{U}_b = a^2 E \quad \underline{U}_c = a E \quad (7.3.4)$$

Con $a = -\frac{1}{2} - \frac{j}{2}\sqrt{3} = 1e^{j120^\circ}$, es decir $a = 1\angle 120^\circ$, $a^2 = 1\angle 240^\circ$ una rotación de 120° .

Para cuantificar la cantidad de desequilibrio, los voltajes complejos reales se escriben como la suma de tres componentes:

$$(7.3.5) \quad \begin{cases} \underline{U}_a = \underline{U}^0 + \underline{U}^+ + \underline{U}^- \\ \underline{U}_b = \underline{U}^0 + a^2 \underline{U}^+ + a \underline{U}^- \\ \underline{U}_c = \underline{U}^0 + a \underline{U}^+ + a^2 \underline{U}^- \end{cases}$$

Los voltajes complejos \underline{U}^0 , \underline{U}^+ y \underline{U}^- se llaman voltaje de secuencia cero, voltaje de secuencia positiva y voltaje de secuencia negativa, respectivamente. Donde estos tres números complejos contienen la misma cantidad de información que los tres voltajes de fase complejos. De forma inversa, las componentes de secuencia se derivan de las componentes de fase a través de la transformación de Fortescue como se indica a continuación:[2] [16]

$$\begin{bmatrix} \underline{U}^0 \\ \underline{U}^+ \\ \underline{U}^- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_a \\ \underline{U}_b \\ \underline{U}_c \end{bmatrix} \quad (7.3.6)$$

El parámetro $a = -\frac{1}{2} + \frac{j}{2}\sqrt{3}$ es una rotación de 120° en el plano complejo. En el dominio del tiempo esto corresponde a un desplazamiento sobre un tercio de un ciclo. Como resultado de ello se obtiene la definición de las formas de onda de componente simétrico en las ecuaciones (7.3.6). Como se puede observar es un método más sencillo que conlleva a obtener resultados bastante exactos. La

desventaja es que hay casi un ciclo de retraso en el cálculo. Esto hace que el método sea menos adecuado para tensiones o corrientes rápidas. [2][3]

Cabe mencionar que en los sistemas trifásicos equilibrados sólo contiene componentes de secuencia positiva, y este se entiende como la cantidad de voltaje equilibrado en un sistema desequilibrado, por otro lado este voltaje de secuencia positiva viene siendo la cantidad de voltaje que está contribuyendo al flujo de energía de los generadores a los motores. Y por contraparte la secuencia negativa es un índice de la cantidad de desequilibrio en el sistema. Y finalmente, la secuencia homopolar en el caso de la corriente es una medida de la cantidad de corriente que no regresa a través de los conductores de fase. [2][3][16] Una vez obtenidos los voltajes de secuencia positiva y negativa se procede a implementar la ecuación (7.3.1) para estimar el factor de desbalance de tensión expresado en porcentaje. [2] [3]

Como se mencionó anteriormente los tiempos de agregación son definidos por la norma y estos se distribuyen en 3 diferentes intervalos, que se emplean tanto para el desbalance de tensión, variaciones de la magnitud del voltaje y para la distorsión descritos con anterioridad, con la diferencia para este caso de desbalance se debe utilizar la relación entre las tensiones de secuencia negativa o nula de 10/12 ciclos y las de secuencia positiva. [2] [3]

7.4 MÉTODO DE MEDIDA PARA LA DISTORSIÓN DE LA FORMA DE ONDA POR DISTORSIÓN DE ARMÓNICOS E INTERARMÓNICOS

Como se mencionó inicialmente el énfasis estará en la distorsión por contenido armónico e interarmónicos. Cuando la forma de onda no es sinusoidal pero es periódica con un período de un ciclo (de la frecuencia del sistema de energía, unos 50 ó 60 Hz), las formas de onda de la corriente y el voltaje pueden descomponerse en una suma de componentes armónicos. En el caso de la corriente esto se lee como se indica en la ecuación 7.4.1. [2]

$$i(t) = I_o + \sum_{h=1}^H I_h \sqrt{2} \cos(h\omega t - \beta_h) \quad (7.4.1)$$

Con $\omega = 2\pi f_0$ y f_0 la frecuencia fundamental o frecuencia del sistema de energía: $f_0 = 1/T$ con T el período (fundamental) de la señal. Esto puede ser matemáticamente correcto, pero desde el punto de vista de la interpretación la notación anterior es más apropiada.

De la misma manera, se describe para la onda de voltaje:

$$\vartheta(t) = \vartheta_o + \sum_{h=1}^H \vartheta_h \sqrt{2} \cos(h\omega t - \beta_h) \quad (7.4.2)$$

Donde el valor de H es infinito para una señal continua, pero para una señal discreta está determinado por la frecuencia de muestreo. Dentro de la distorsión armónica, se puede hacer una distinción adicional en componentes de CC, distorsión armónica uniforme, y distorsión armónica impar. [2], [9]

Cada magnitud armónica, ángulo de fase y voltaje complejo $V_k e^{j\varphi_k}$ puede ser usado como un parámetro para cuantificar la distorsión, por ende estimar estas magnitudes es una parte popular en la vigilancia de la calidad de la energía, como es el caso del THD que viene a ser el índice más utilizado. [2] [3] [9]

Para iniciar la medición armónica lo primero que se debe tener en cuenta es eliminar los componentes de frecuencia no deseados. Cuando se muestrea una señal analógica con una frecuencia de muestra f_s , la componente de frecuencia más alto que está presente en la señal digital, la llamada frecuencia de Nyquist, es igual a la mitad de la frecuencia de muestra como se indica: [2] [3]

$$f_N = \frac{1}{2} f_s \quad (7.4.3)$$

De la anterior ecuación se observa que la frecuencia de muestreo f_s debe ser mayor que el doble de la frecuencia más alta que tenga la señal a analizar. De tal forma que si la señal analógica contiene componentes de frecuencia más altos que la frecuencia de Nyquist, éstos aparecerán como componentes de frecuencia más bajos en la señal digital. Un componente de frecuencia f_x con $\frac{1}{2} f_s < f_x < f_s$ aparecerá como un componente de frecuencia $f_s - f_x$ después del muestreo con una frecuencia de muestreo f_s . [2][3]

Para evitar que los componentes de alta frecuencia afecten al espectro medido, se utiliza un filtro anti-solapamiento. El filtro anti-solapamiento es un filtro analógico de paso bajo que se coloca antes de la conversión analógica-digital. La frecuencia de muestreo debe elegirse de manera que haya algún margen entre la frecuencia más alta de interés f_{max} y la frecuencia de Nyquist f_N . Por lo tanto, la frecuencia más baja que debe eliminarse es igual a $f_s - f_{max}$. La frecuencia de interés más alta suele determinarse por el orden armónico más alto. Si hay que incluir en el espectro órdenes armónicos de hasta 40, las frecuencias más altas de interés debe ser 2400 Hz en un sistema de 60 Hz. El filtro anti-solapamiento debe diseñarse de tal manera que su banda de paso llegue hasta f_{max} y su banda de parada comience en $f_s - f_{max}$. [2] [3]

Una vez mencionado lo anterior, según el **estándar IEC 61000-4-30** establece que para la extracción del espectro armónico se empleó las series de Fourier y estas se obtendrán sobre una ventana rectangular con longitud igual a 10/12 ciclos para

los sistemas de 50 Hz o 60 Hz respectivamente, donde esta tiene una duración aproximada de 200 ms. Para la medición del espectro armónico el emplear una ventana rectangular requerirá que la ventana de medición esté sincronizada con la frecuencia real del sistema de energía, por ello el uso de una ventana de 10/12 ciclos en lugar de una ventana de exactamente 200 ms. [3]

También la norma IEC requiere que 10/12 ciclos se correspondan con un número entero de muestras dentro del 0,03%. Para asegurar el sincronismo entre la ventana de medición y la frecuencia del sistema de potencia, la mayoría de los instrumentos utilizan un **PLL** que genera una frecuencia de muestreo que es un múltiplo entero de la frecuencia real del sistema de potencia como ya se indicó en las mediciones de las variaciones de la frecuencia, un error de sincronización conduce a un cruce entre las diferentes frecuencias armónicas. [2] [3]

Si se aplica una Transformada Discreta de Fourier (DFT) a la ventana básica el resultado será un espectro con un espaciamiento de 5 Hz entre los componentes de frecuencia, por ello, el espectro va a contener tantos armónicos como interarmónicos. [3]

7.4.1 Grupos de armónicos e interarmónicos

Para la obtención de los armónicos e interarmónicos es necesario realizar una subdivisión en grupos y subgrupos de armónicos e interarmónicos, ya que a la salida de la transformada discreta de Fourier se obtiene una serie de componentes de frecuencia que se indican a través de su orden armónico: donde C_n es el valor absoluto del orden armónico n (frecuencia $50 \times n$ en un sistema de 50 Hz, $60 \times n$ en un sistema de 60 Hz). Las componentes de frecuencia (valor absoluto) entre el orden n y $n+1$ se denominan como se indica: [3]

$$C_n + 1/10, C_n + 2/10, C_n + 3/10, \dots, C_n + 9/10$$

en un sistema de 50 Hz y como

$$C_n + 1/12, C_n + 2/12, C_n + 3/12, \dots, C_n + 11/12 \quad (7.4.4)$$

en un sistema de 60 Hz. Estos componentes de frecuencia se combinan en grupos y subgrupos según las definiciones que se dan a continuación: [2] [3]

- *Grupo de armónicos*
En un sistema de 50 Hz hay 9 componentes de frecuencia entre dos órdenes armónicos n y $n + 1$. Los cuatro más bajos se suman al grupo n , los cuatro más altos al grupo $n+1$, y el medio se divide por igual entre los dos grupos. El grupo armónico C_{ng} se define en un sistema de 50Hz a través de la siguiente ecuación: [3]

$$C_{ng}^2 = \frac{1}{2}C_{n-5/10}^2 + \sum_{i=-4}^4 C_{n-i/10}^2 + \frac{1}{2}C_{n+5/10}^2 \quad (7.4.5)$$

En un sistema de 60 Hz hay 11 componentes de frecuencia entre dos órdenes armónicos. El grupo armónico C_{ng} se define en un sistema de 60 Hz como:

$$C_{ng}^2 = \frac{1}{2}C_{n-6/12}^2 + \sum_{i=-5}^4 C_{n-i/12}^2 + \frac{1}{2}C_{n+6/12}^2 \quad (7.4.6)$$

- *Grupos de interarmónicos*

Todos los componentes de frecuencia entre los órdenes armónicos n y $n + 1$ se combinan en el grupo interarmónico $n + \frac{1}{2}$. En un sistema de 50 Hz

$$C_{(n+1/2)g}^2 = \sum_{i=1}^9 C_{n+i/10}^2 \quad (7.4.7)$$

Y en un sistema de 60 Hz como sigue:

$$C_{(n+1/2)g}^2 = \sum_{i=1}^{11} C_{n+i/12}^2 \quad (7.4.8)$$

- *Subgrupo de armónicos*

El subgrupo armónico está formado por el orden armónico más los componentes de frecuencia adyacentes:

$$C_{ns}^2 = C_{n-1/10}^2 + C_n^2 + C_{n+1/10}^2 \quad (7.4.9)$$

en un sistema de 50 Hz y

$$C_{ns}^2 = C_{n-1/12}^2 + C_n^2 + C_{n+1/12}^2 \quad (7.4.10)$$

en un sistema de 60 Hz. Los componentes de frecuencia adyacentes se deben a rápidas fluctuaciones del nivel del componente armónico. [2][3]

- *Subgrupo de interarmónicos*

Los subgrupos interarmónicos están formados por los componentes de frecuencia entre los subgrupos armónicos. En un sistema de 50 Hz

$$C_{(n+1/2)s}^2 = \sum_{i=2}^8 C_{n+i/10}^2 \quad (7.4.11)$$

y en un sistema de 60 Hz

$$C_{(n+1/2)s}^2 = \sum_{i=2}^{10} C_{n+i/12}^2 \quad (7.4.12)$$

Los valores son expresados en porcentaje de los componentes fundamentales (grupo o subgrupo 1). Los grupos armónicos contienen todos los componentes de frecuencia, mientras que los subgrupos armónicos sólo contienen componentes de frecuencia cercanos al múltiplo entero de la frecuencia del sistema eléctrico. El resultado es que los grupos armónicos tienen un valor más alto que los subgrupos armónicos. Además, los grupos interarmónicos contienen más componentes que los subgrupos interarmónicos y, por lo tanto, tienen valores más altos. [2][3]

Continuando con las indicaciones de la IEC 61000-4-30, esta incluye el cálculo de los armónicos hasta el orden de 40, es decir, 2 kHz y 2,4 kHz para un sistema de 50/60 Hz respectivamente. Para casos donde el orden del armónico sea superior a 40, para rangos de 2-9 kHz la norma Europea dispone directamente el estándar 61000-4-7 como método de caracterizar dichas perturbaciones en este rango. [3]

7.4.2 Series discretas de Fourier (DFS) y transformada discreta de Fourier (DFT)

En cuanto a una señal de valor real en tiempo continuo $\vartheta(t)$ con período T puede descomponerse en una suma infinita de armónicos como sigue:

$$\vartheta(t) = \sqrt{2} \vartheta_0 + \sum_{k=1}^{\infty} \vartheta_k(t) \quad (7.4.13)$$

Donde

$$\vartheta_k(t) = \sqrt{2} \vartheta_k \cos(2\pi k f_0 t + \phi_k) \quad (7.4.14)$$

Y donde V_0 en (7.4.13) es el componente de CC de la señal, y $V_k(t)$ es el k th armónico con rms, o valor de magnitud efectiva V_k y ángulo de fase ϕ_k .

$$\vartheta(t) = \sqrt{2} \vartheta_0 + \sum_{k=-\infty, k \neq 0}^{\infty} \frac{\sqrt{2}}{2} \underline{V}_k e^{j2\pi k f_0 t} \quad (7.4.15)$$

Donde $\underline{V}_k = V_k e^{j\phi_k}$ se llama el fasor armónico para el armónico k en la terminología del sistema de energía. [3]

Y si a esta señal de tiempo continuo $\vartheta(t)$, para la cual se obtiene un número entero de muestras N en cada periodo de la señal, con $N = f_s/f_0$, con f_0 como la

frecuencia del sistema de energía, y satisfaciendo la tasa de muestreo de Nyquist f_s , dicha señal de tiempo discreto $\vartheta(n)$ seguirá siendo periódica, por tanto se empleará las series discretas de Fourier (DFS) con el objeto de sustituir a las series de Fourier en tiempo continuo. Con esta señal periódica discreta de tiempo real $\vartheta(n)$ con un ancho de banda $f_s/2$ y suponiendo que se emplea la frecuencia de muestreo de Nyquist y con un periodo $T=1/f_0$ se puede descomponer en una suma finita de armónicos empleando la siguiente ecuación: [2][3]

$$\vartheta(n) = \sum_{k=0}^{N-1} C_k e^{j2\pi kn/N} \quad (7.4.16)$$

Y en el caso de los coeficientes complejos pueden ser obtenidos por

$$C_k = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} \vartheta(n) e^{-\frac{j2\pi kn}{N}} \quad 0 \leq k < N \quad (7.4.17)$$

Una vez obtenida la DFS del SF, se evidencia que el tiempo discreto $t_n = n \Delta t$ y $\Delta t = T/N$ (es decir, cada período de señal contiene un número entero de muestras discretas). Las relaciones (3,145) y (3,144) vienen a ser DFS y IDFS (DFS inversa), respectivamente. Como ya se mencionó similar a lo que ocurre en el FS en tiempo continuo, el elemento dc y el fasor de los armónicos de $\vartheta(n)$ pueden expresarse como: [3]

$$V_0 = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} \vartheta(n) \quad V_k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} \vartheta(n) e^{-2j\pi kn/N} \quad k = 1, 2, \dots, N \quad (7.4.18)$$

Una vez expuesto lo anterior, dichas series de Fourier son bastante útiles desde el punto de vista matemático, aunque al momento de requerir una aplicación práctica es bastante limitada. Por ello la transformada discreta de Fourier (DFT) permite utilizar una longitud finita de datos (no es periódica). Sin embargo, se supone que dicha longitud finita de los datos puede extenderse periódicamente de manera que la señal de longitud finita sea una parte de la señal periódica correspondiente. [2][3]

Por tanto la señal de longitud finita consista en N muestras procedentes del muestreo de una señal de tensión o corriente de tiempo continuo en un intervalo igual t_n :

$$t_n = n\Delta t = \frac{nT}{N} \quad n = 0, 1, \dots, N-1 \quad (7.4.19)$$

donde N es el número de muestras dentro de la ventana de medición T . La aplicación de una transformación de Fourier a una señal con ventana (de tamaño T) implica que la señal puede extenderse periódicamente con el período T . Que esta suposición se mantenga o no es relevante. [2][3]

Los elementos de CC y los respectivos fasores armónicos de la DFT pueden ser calculados por:

$$V_0 = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} \vartheta(n) \quad \underline{V}_k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} \vartheta(n) \exp\left(-j \frac{2\pi kn}{N}\right) \quad k = 1, \dots, N-1 \quad (7.4.20)$$

Aclarando que $x_n = \vartheta(n)$ son las muestras de datos y X_k sean los coeficientes DFT. El DFT de x_n se define como:

$$X_k = DFT \{x_n\} = \sum_{n=0}^{N-1} x_n W_N^{kn} \quad k = 0, 1, \dots, N-1 \quad (7.4.21)$$

Donde $W_N = \exp[-j(\frac{2\pi}{N})]$. La diferencia del factor $\sqrt{2}/N$ entre (3.148) y (3.149) cuando se calculan los armónicos de voltaje o corriente del espectro DFT, se debe a la normalización utilizada para derivar la expresión del DFT (es decir, el factor de normalización $1/N$ se aplica en el IDFT (Transformada inversa de Fourier discreta): $x_n = (1/N) \sum_{k=0}^{N-1} X_k W_N^{-kn}$. Al Comparar (3,148) y (3,149), se deduce que la componente CC y los fasores armónicos están relacionados con los coeficientes DFT por

$$V_0 = \frac{1}{N} X_0 \quad \underline{V}_k = \frac{\sqrt{2}}{N} X_k \quad k = 1, 2, \dots, N-1 \quad (7.4.22)$$

Implementando la DFT a N muestras de voltaje o corriente se obtienen N coeficientes complejos en el dominio del DFT. [2][3]

Para lo cual el primer coeficiente X_0 es la componente de dc escalada en $1/N$. Los coeficientes $X_k, k = 1, \dots, N/2$, se asocian con los armónicos complejos para las frecuencias positivas. El resto de los coeficientes $X_k, k = N/2 + 1, \dots, (N-1)$, se asocian con los armónicos complejos para las frecuencias negativas. Para las señales reales, las frecuencias positivas y negativas contienen la misma información, por lo que sólo tenemos que considerar los coeficientes $X_k, k = 0, 1, \dots, N/2$. El armónico más alto del coeficiente DFT está asociado a la frecuencia $N/2T$, que equivale a la frecuencia de Nyquist $f_s/2$. [2][3]

Una vez obtenidos los grupos y subgrupos es necesario emplear la agregación de tiempo, esto se describió de forma general en las agregaciones de tiempo para la magnitud del voltaje, y dicha definición aplica tanto para desbalance como para la distorsión, con la diferencia para este caso de distorsión $C_{10/12}$ se obtiene a partir de una de las expresiones (7.4.5) hasta (7.4.12). [2], [3] [17]

8. DISEÑO DE ALGORITMOS PARA IMPLEMENTAR LOS MÉTODOS DE MEDIDA DE LAS VARIACIONES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA SELECCIONADOS

8.1 ALGORITMO PARA LA MEDICIÓN DEL FACTOR DE DESBALANCE DE TENSIÓN

Procedimiento para el cálculo del desbalance de tensión:

La cuantificación del factor de desbalance de tensión en un sistema trifásico se da mediante el teorema de Fortescue con el cual se descompone la señal de las tensiones en sus respectivas componentes simétricas:

$$U_n = \frac{U^-}{U^+} * 100 \quad (8.1.1)$$

Siendo:

- U_n : El porcentaje de desbalance en las tensiones del sistema.
- U^- : El valor rms de la componente negativa de las señales de tensión del sistema.
- U^+ : El valor rms de la componente positiva de las señales de tensión del sistema.

Los valores mencionados anteriormente son obtenidos empleando únicamente los voltajes RMS de los voltajes de línea a línea U_{ab} , U_{bc} y U_{ca} utilizando una ventana de muestreo de 12 ciclos para 60 Hz, mediante el bloque de V_{rms} por muestreo propuesto por el estándar IEC 61000-4-30. Una vez obtenidas las respectivas componentes simétricas se evalúa la relación existente según ecuación 7.3.1, a continuación se relacionan las diferentes etapas: [2] [3]

- Validación e identificación del tipo de sistema:* Se debe verificar si el sistema es trifásico e identificar la frecuencia de la red, con ello se procede a establecer el número de ciclos a emplear en la ventana de muestreo de las señales.
- Medición:* En esta etapa se deben medir las tres señales de tensión provenientes de las tres fases del sistema sin ningún tipo de filtrado tomándolas desde el punto donde se desee evaluar, para resultados más completos se realizan las medidas desde las tensiones en la carga.
- Descomposición en componentes simétricas:* A partir del teorema de Fortescue las tres señales medidas serán multiplicadas por sus respectivos operadores (a , a^2) los cuales equivalen a desfasar la señal 120° hacia adelante o hacia atrás, para luego sumarse dichos resultados al final donde se obtienen las componentes en secuencias positiva, negativa y homopolar de las tensiones.

- D. *Determinación del valor cuadrático medio (rms) de las componentes de secuencia:* Etapa donde se emplea el bloque RMS desarrollado bajo el estándar IEC 61000-4-30 (extracción del valor rms por muestreo), para determinar el valor rms de las señales de las componentes negativa y positiva de las tensiones originales.
- E. *Cálculo del factor de desbalance de tensión:* El porcentaje de desbalance en la tensión se estima mediante la relación existente entre el valor rms de la componente en secuencia negativa con respecto al valor rms de la componente de secuencia positiva.
- F. *Visualización de los resultados obtenidos:* Una vez obtenidos los porcentajes de desbalance se procede a mostrar los resultados y almacenar dicho valor para seguir con las demás mediciones.

8.1.1 Algoritmo para la medición del factor de desbalance de tensión.

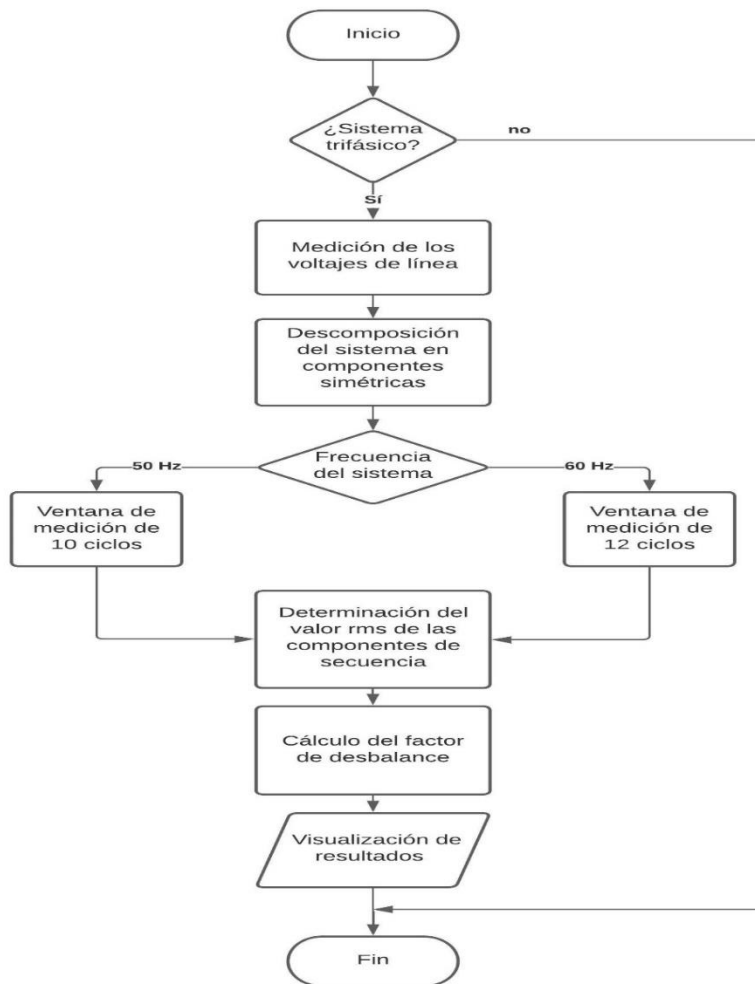


Figura 8.1.4 Diagrama de flujo para la medición del desbalance de tensión por componentes simétricas

8.2 ALGORITMO PARA LA MEDICIÓN DE LAS VARIACIONES DE LA MAGNITUD DEL VOLTAJE

Mediante el siguiente procedimiento se describe el paso a paso de las actividades que conllevan a implementar el método de medida de las variaciones de la magnitud del voltaje donde como primera instancia se realiza la estimación del valor RMS de cada una de las fases mediante el método de muestreo propuesto por el estándar IEC 61000-4-30 para finalmente obtener el porcentaje de variación para el sistema en conjunto, es decir medidas trifásicas:

- a) *Identificación de las características del sistema:* Es importante caracterizar al sistema dado que esta metodología está diseñada para la evaluación de sistemas trifásicos, y a su vez se define la frecuencia del sistema.
- b) *Medición de las magnitudes del sistema:* Para la cuantificación del porcentaje de variación en la magnitud de la tensión se deben medir las tres señales de tensión del punto del sistema que se desee evaluar, esta medición no contempla filtrado de señales, únicamente atenuación en caso de ser necesario dado el nivel de tensión.
- c) *Determinación del valor RMS de las tensiones de fase:* Etapa de implementación de muestreo de la señal continua mediante el estándar IEC 61000-4-30 con ventana de 10/12 ciclos para sistemas de 50/60 Hz respectivamente, este proceso se debe realizar por cada fase del sistema.
- d) *Estimación del voltaje RMS para sistemas trifásicos:* Para la estimación de este valor se realiza un promedio de los valores de magnitud de las tres fases donde V_a , V_b , V_c son las estimaciones de magnitudes por el método de V_{rms} empleado en la etapa anterior:

$$V_I = \text{promedio}(V_a, V_b, V_c) \quad (7.2.2)$$

- e) *Cálculo del porcentaje de desviación:* Para la estimación del porcentaje de variación en la magnitud de tensión para un sistema trifásico se dispone de la siguiente ecuación:

$$\%Dv = \frac{V_{rms} - V_{ref}}{V_{ref}} * 100\% \quad (7.2.3)$$

Donde:

- $\%Dv$; porcentaje de variación en el sistema trifásico con respecto a la tensión de referencia, que es el la tensión nominal del sistema.
- V_{rms} ; la tensión rms estimada con la ecuación (7.2.2).
- V_{ref} ; tensión rms nominal del sistema que se está evaluando.

- f) Visualización de resultados: En esta etapa se muestran los resultados obtenidos mediante el desarrollo del algoritmo propuesto, el signo de los porcentajes de variación en las tensiones tanto monofásicos como trifásicos obedece al tipo de variación, siendo de signo positivo cuando la tensión medida sobrepasa el valor nominal del sistema (sobretensión) y de signo negativo cuando la tensión medida es inferior al valor nominal de tensión del sistema (subtensión).

8.2.1 Algoritmo para la medición de las variaciones de la magnitud del voltaje.

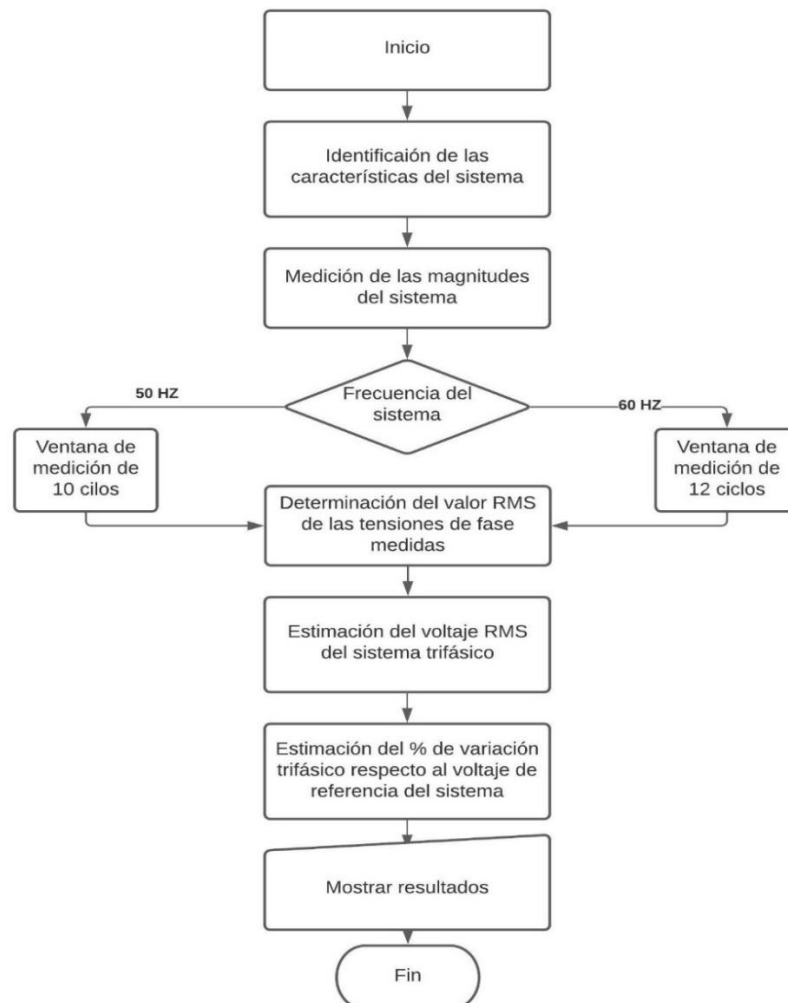


Figura 8.2.5 Diagrama de flujo para la medición de las variaciones de la magnitud del voltaje (sobretensiones, subtensiones).

8.3 ALGORITMO PARA LA MEDICIÓN DE LAS VARIACIONES DE LA FRECUENCIA DEL VOLTAJE

A través del siguiente procedimiento se describe el paso a paso de las actividades que conllevan a implementar el método de medida de las variaciones de la frecuencia de una forma ordenada y secuencial:

- a) *Sincronización*: En esta etapa se busca sincronizar el reloj del sistema con el reloj de tiempo de 10 segundos absolutos.
- b) *Atenuación*: Respecto a los armónicos e interarmónicos deben ser atenuados o filtrados ya que estos pueden dar cruces por ceros adicionales introduciendo errores en la lectura.
- c) *Conteo*: Inicialmente se debe resetear el contador de cruces por cero, y luego proceder a realizar dicho conteo.
- d) *Adquisición de datos*: Etapa de extracción del conteo de cruces por cero y almacenamiento en la base de datos dentro del intervalo de tiempo programado para su posterior uso.
- e) *Cálculo del valor de la frecuencia*: Mediante la información obtenida previamente y mediante el empleo de la ecuación (7.1) se procede a realizar la estimación de la frecuencia del sistema.
- f) *Visualización de resultados*: Se muestra al usuario el valor de la frecuencia calculada en intervalos de 10 segundos.

La Fig. 4 muestra el diagrama de flujo para la implementación del método de medición de las variaciones de la frecuencia propuesto en el presente documento.

8.3.1 Algoritmo para la medición de las variaciones de la frecuencia del voltaje.

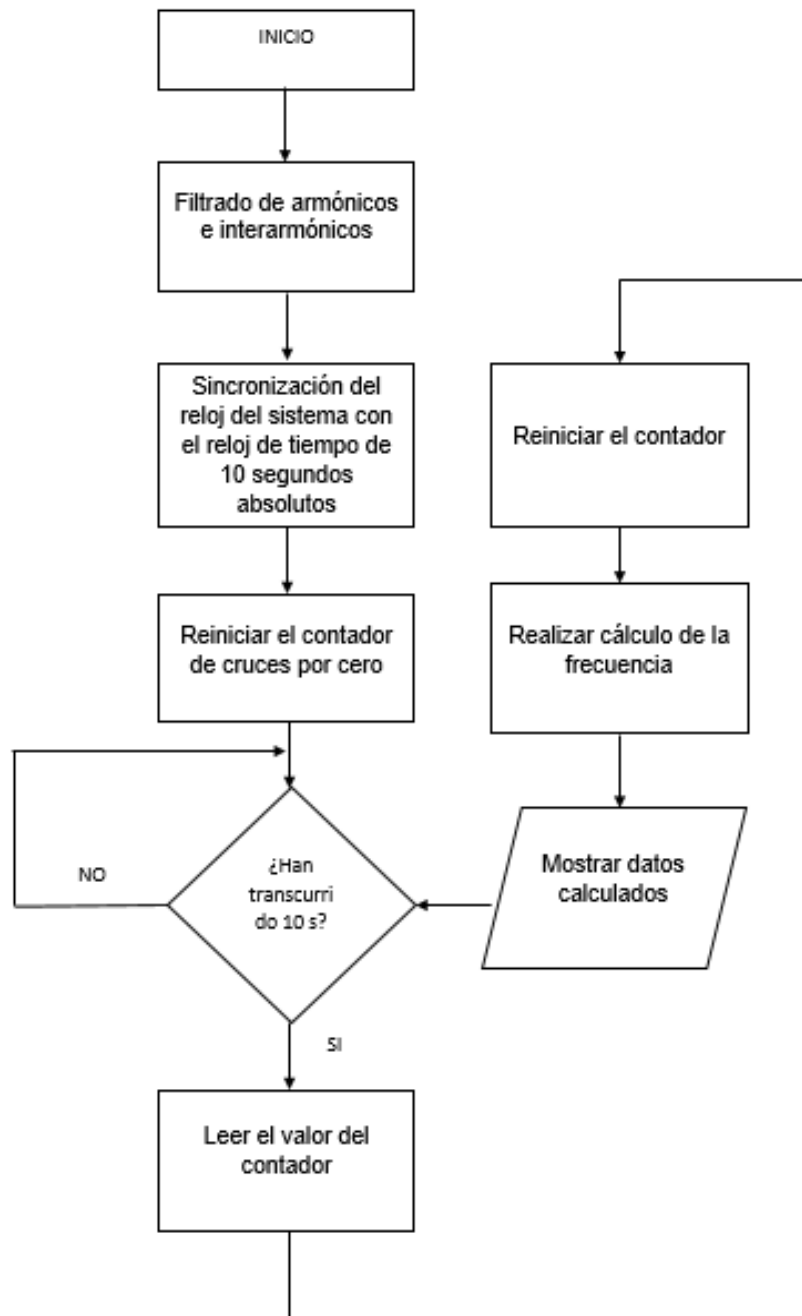


Figura 8.3.6 Diagrama de flujo de la implementación del método de medida de la variación de la frecuencia.

9. PROGRAMACIÓN DE LOS ALGORITMOS DESARROLLADOS PARA REALIZAR LAS MEDICIONES DE LAS VARIACIONES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA

A través del siguiente capítulo se describe la programación de los diferentes algoritmos para la implementación de medida de las variaciones de la calidad de la energía seleccionados previamente. Se procede a realizar las simulaciones mediante la programación de los algoritmos empleando simulink, con la descripción del funcionamiento de cada bloque desarrollado e implementado.

9.1 MEDICIÓN DEL DESBALANCE DE TENSIÓN PARA UN SISTEMA TRIFÁSICO DE CONEXIÓN (Y-Y) CON CARGA DESBALANCEADA

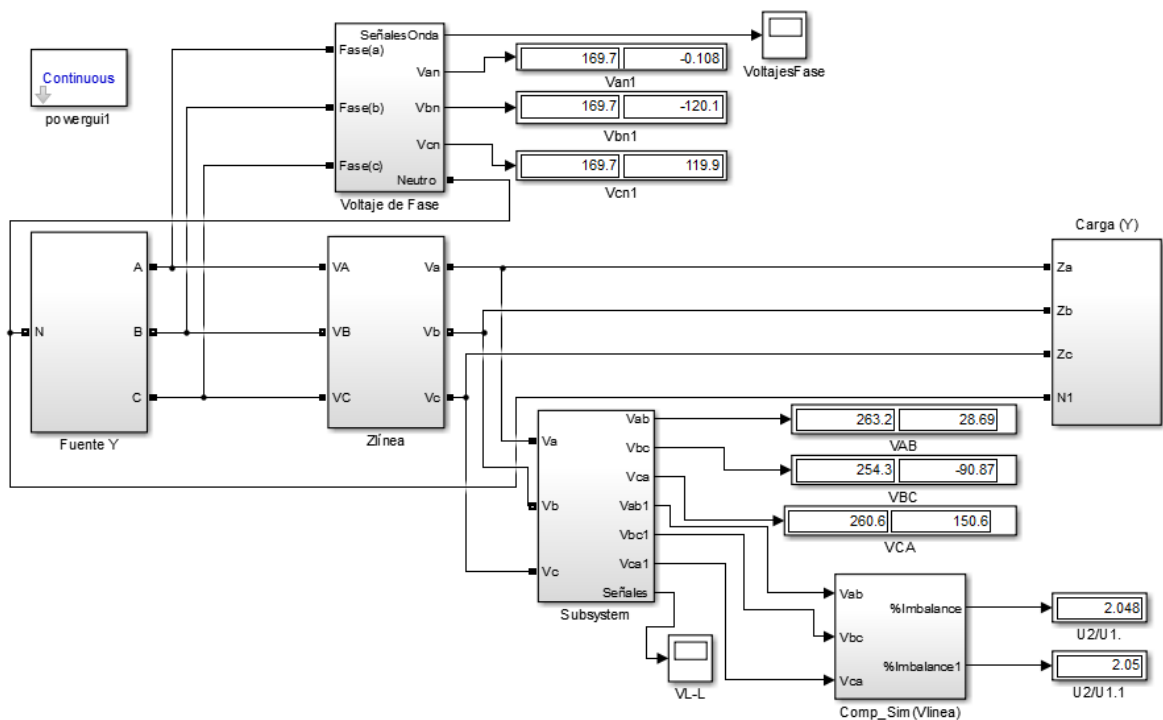


Figura 9.7. Diagrama de bloques general para la medición del factor de desbalance de tensión

I. Descripción del sistema general.

Para la determinación del porcentaje de desbalance en la tensión se simuló un sistema (ver figura 9.7) que consta de una fuente de alimentación trifásica conectada en estrella visible en la (figura 9.8) junto al subsistema que se compone de 3 impedancias conectadas en serie a una carga trifásica conectada en Y (visible en la figura 9.9). Esto con el propósito de poder generar desbalances de tensión en cualquiera de las etapas descritas, (fuente, transmisión o carga de forma individual o simultánea). El factor de desbalance también puede ser calculado en cualquiera de las etapas.

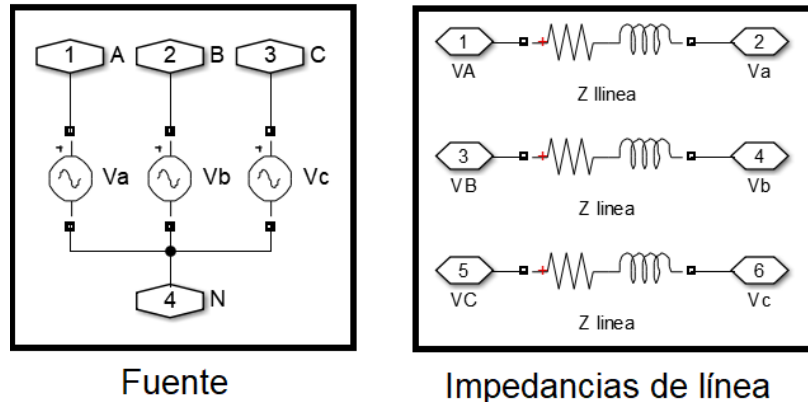


Figura 9.8 Subsistemas (fuente en Y e impedancia de línea)

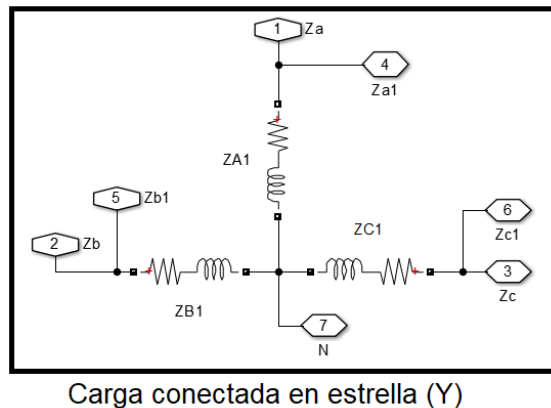


Figura 9.9 Subsistema de carga conectada en estrella (Y)

II. Medición de las magnitudes del sistema.

La adquisición de los datos de tensión de línea se da y se cuantifica mediante dos subsistemas (ver figura 9.10) el primero en el cual se miden las tensiones ya sea de fase o de línea, para lo cual se trabajó con valores de línea y el segundo subsistema con el cual se toman los respectivos valores del subsistema anterior y mediante transformada de Fourier se obtienen sus valores de forma fasorial en magnitud y ángulo, donde estos valores son empleados en la etapa de validación y comparación de resultados. Una vez obtenidos estos valores se procede a implementar la transformada de Fortescue.

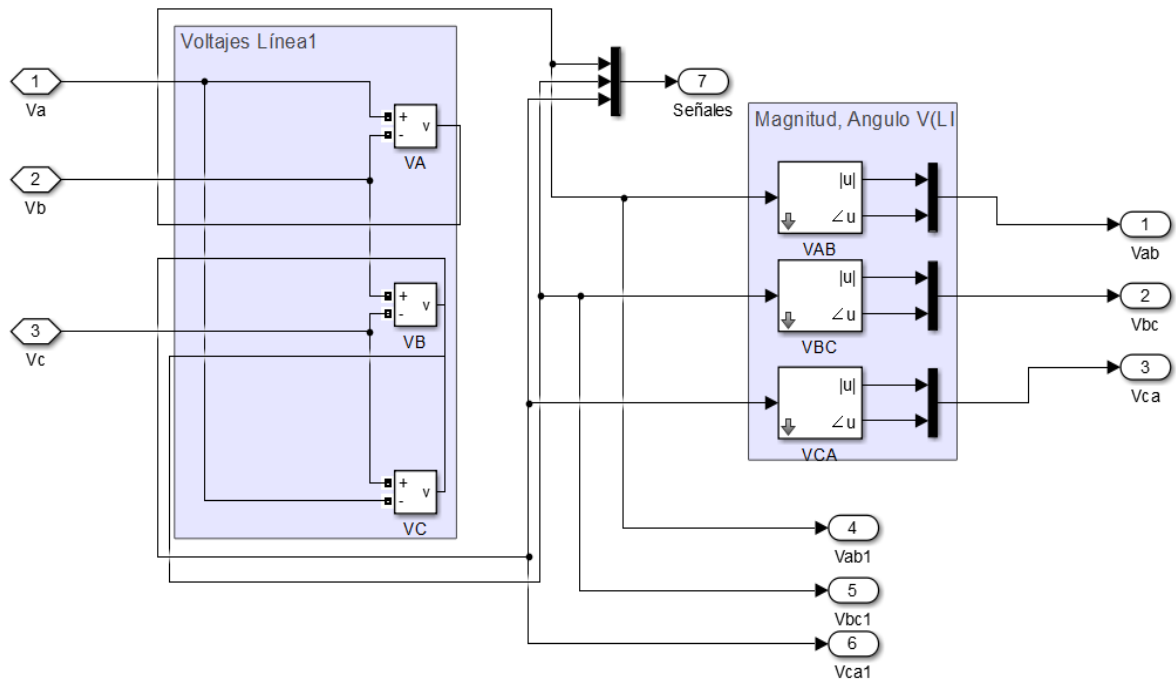


Figura. 9.10 Subsistemas de medición de valores de línea y cuantificación

III. Descomposición del sistema en componentes simétricas.

Según el teorema de Fortescue, un sistema desbalanceado de n fases puede ser descompuesto en n sistemas balanceados de n fases. Para el caso particular de los sistemas trifásicos, estos se descomponen en tres sistemas trifásicos balanceados, uno en secuencia positiva, otro en secuencia negativa y el último en secuencia homopolar; esta descomposición se produce al multiplicar las tensiones del sistema por los operadores "a" y "a²" que equivalen a desfazar la señal 120° y -120° respectivamente. Este desfase debe ser introducido en el bloque de simulink en el dominio del tiempo siendo 1/180 equivalente a 120° a una frecuencia de 60Hz y 2/180 a -120° para la misma frecuencia (estos valores se evidencian en la figura 9.12), posteriormente las señales resultantes se adicionan y este valor resultante es multiplicado por un factor de 1/3 para así completar la onda resultante correspondiente a la respectiva componente simétrica a evaluar.

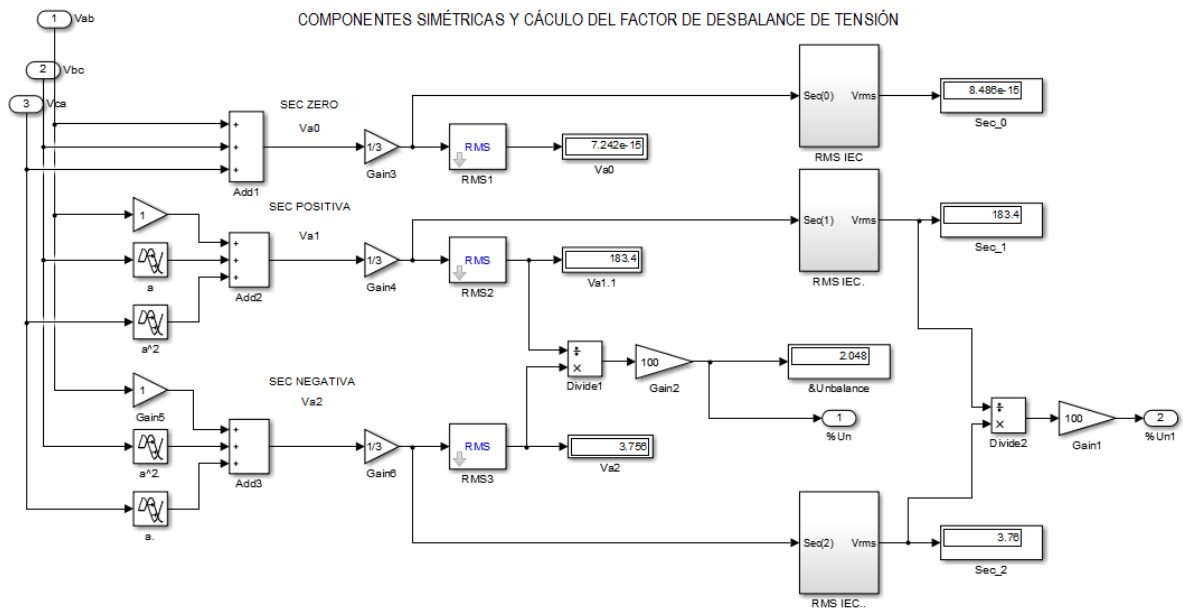


Figura 9.11 Subsistema de componentes simétricas por Teorema de Fortescue y cálculo del factor de desbalance

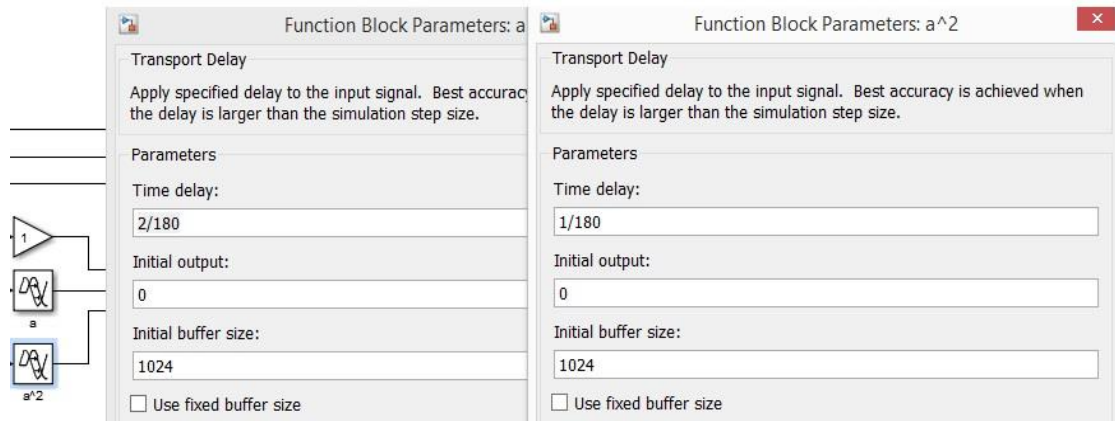


Figura 9.12 Valores de desfase.

IV. Determinación del valor cuadrático medio (rms) de las señales.

En este apartado se diseñó un bloque de programación de autoría propia, dado que este bloque es desarrollado mediante las indicaciones del estándar IEC 61000-4-30 donde se realiza la etapa de muestreo de N muestras en medio ciclo de la señal y empleando una ventana de 12 ciclos para el sistema de 60 Hz, estos valores obtenidos se elevan al cuadrado y seguido se obtiene el valor medio, el resultado es enviado a través del bloque (Saturation to avoid negative) para evitar las raíces negativas y finalmente se obtiene el valor rms, donde este resultado se emplea posteriormente para el cálculo final de desbalance de tensión. Se emplea el bloque de RMS propio de la librería de simulink como parte de la verificación y funcionamiento del bloque de muestreo y cálculo del valor RMS desarrollado.

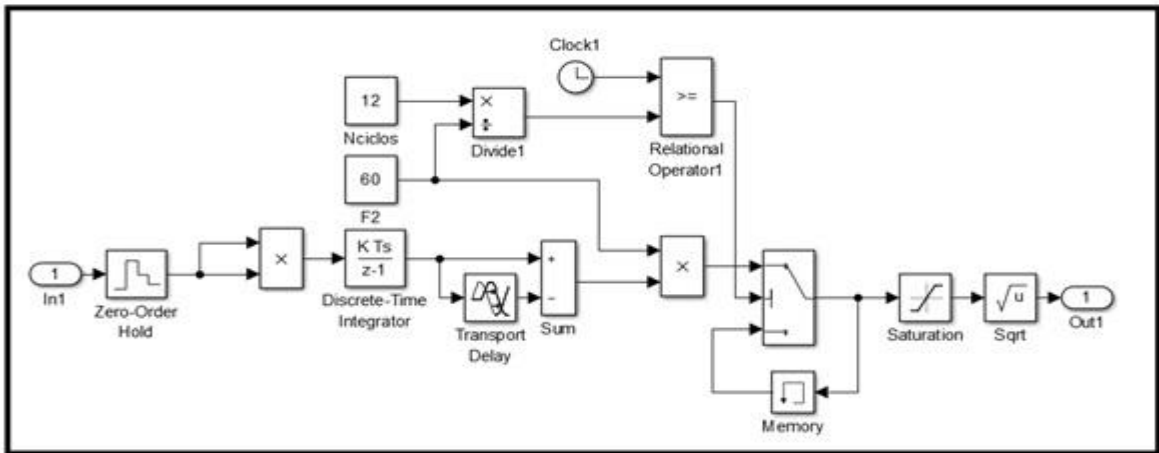


Figura 9.13 Subsistema para la medida del valor RMS desarrollado bajo estándar IEC 61000-4-30

V. Cálculo del porcentaje de desbalance de tensión.

El factor de desbalance en la tensión se cuantifica de acuerdo a la ecuación (8.1.1) como se denota en la zona derecha de la figura 9.11. El desbalance en la tensión puede ser medido en cualquier punto del sistema usando la metodología anteriormente descrita, para el caso puntual de la simulación basta con replicar el subsistema componentes simétricas y cuantificación del desbalance y conectarlo al punto del sistema que se desee evaluar.

9.2 MEDICIÓN DE LAS VARIACIONES DE LA MAGNITUD DEL VOLTAJE (SOBRETENSIONES, SUBTENSIONES).

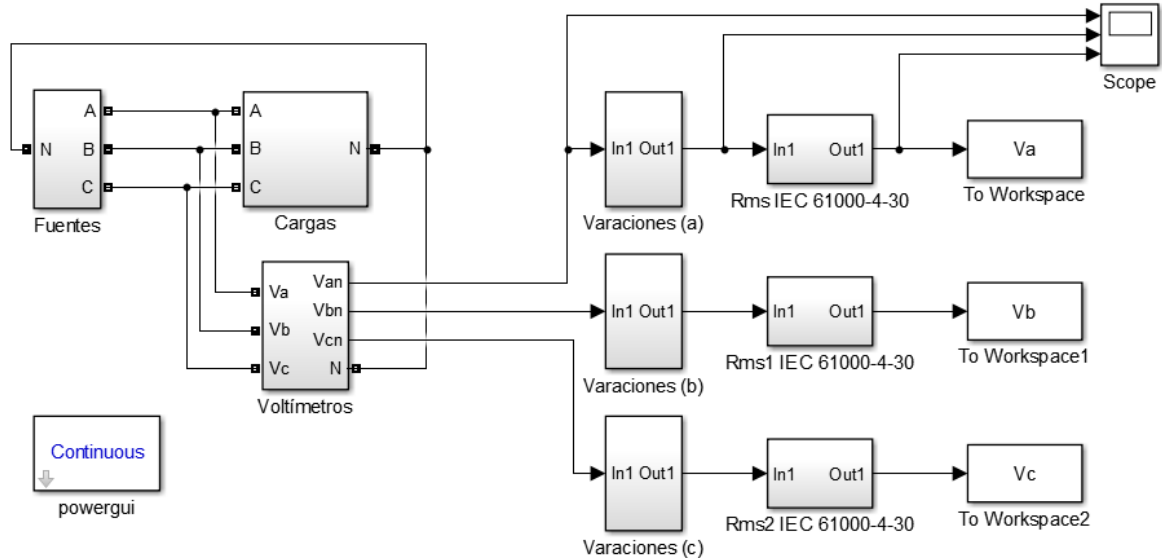


Figura 9.14 Diagrama de bloques del esquema general para medición de las variaciones de la tensión (sobretensiones-subtensiones)

Descripción general del sistema.

La simulación consta de cuatro etapas (ver figura 9.14). La primera etapa está compuesta por los subsistemas “Fuentes”, “cargas” y “voltímetros” visibles en la figura 9.15; su propósito es simular un sistema de fuentes trifásico conectado en estrella que se conecta a un sistema de cargas conectadas en estrella para poder medir las señales de tensión en cada una de las cargas de forma individual.

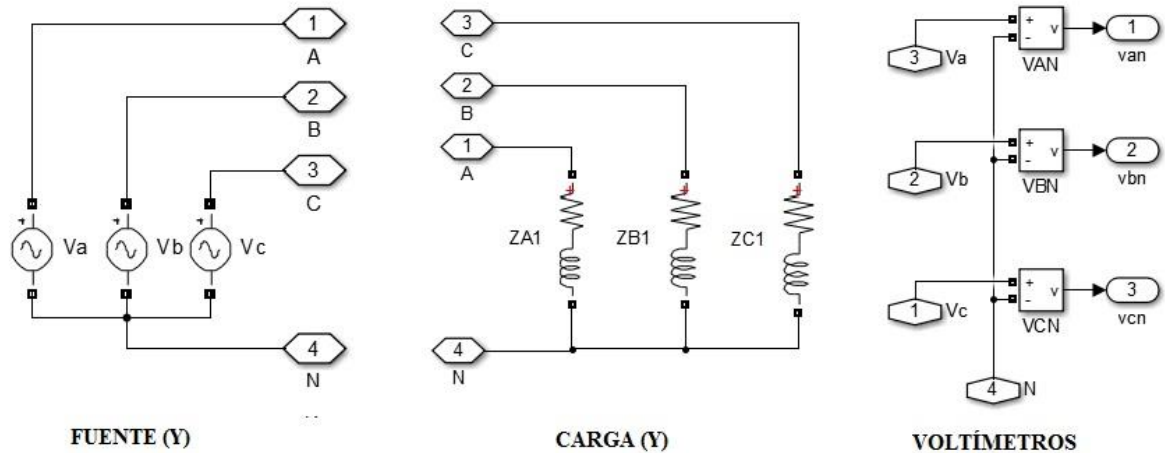


Figura. 9.15 Subsistemas (fuente, carga y voltímetros) respectivamente.

La siguiente etapa corresponde al subsistema “Variaciones” (ver figura 9.16) donde se simulan las variaciones en la amplitud de la señal de tensión del sistema, estas variaciones se generan al multiplicar las señales por un factor de ganancia en dos momentos diferentes de la simulación para poder tener mediciones del sistema en su estado normal, y dos modificaciones adicionales que bien pueden ser empleadas para introducir sobretensiones o subtensiones, según la perturbación que se requiera implementar, esto permite realizar la validación del algoritmo de medida de las sub-desviaciones o sobre-desviaciones en la magnitud del voltaje.

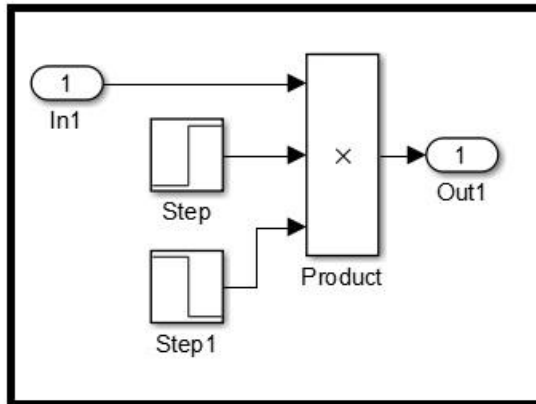


Figura 9.16 Subsistema de variaciones

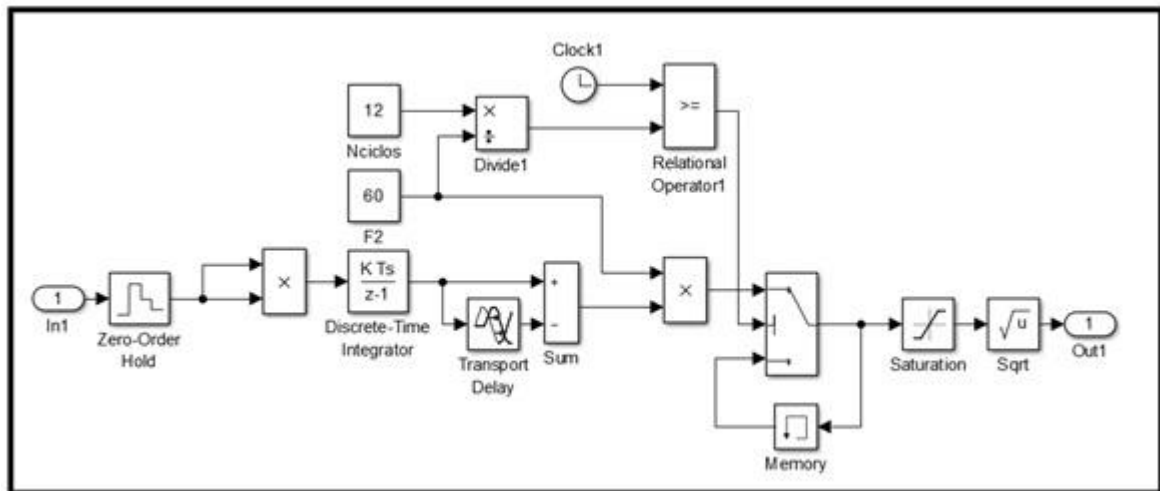


Figura 9.17 Bloque RMS programado bajo estándar IEC 61000-4-30

La figura 9.17 corresponde a los elementos empleados para el desarrollo del algoritmo para la extracción del valor rms de cada una de las fases del sistema, este bloque está compuesto por un function block (Zero-Order Hold) encargado de realizar la discretización (“proceso de transferir funciones continuas, modelos, variables y ecuaciones a contrapartes discretas”). [18] Básicamente a través de este bloque se definen el número de muestras a extraer en cada medio ciclo de la forma de onda muestreada, posterior se debe emplea el multiplicador para elevar al cuadrado cada valor muestreado. El bloque integrador (Discrete-Time) se emplea para obtener el promedio de los valores muestreados, como este valor promedio va a estar creciendo en el tiempo se le resta un valor constante desfasado 60°, seguido se multiplica por la frecuencia del sistema para finalmente sacar la raíz cuadrada a los datos calculados, previamente se ha empleado el bloque de (Saturation to avoid negative), empleado para no tener valores negativos en el bloque de raíz cuadrada. El bloque del reloj junto con el operador condicional y el número de ciclos permite actualizar en el display el valor calculado y almacenar dicho valor en la memoria. [3]

Para el cálculo de los porcentajes de variación en las magnitudes de tensión se emplean los datos exportados de la simulación mediante los bloques “To Workspace”, una vez obtenidos los datos se procede a realizar los cálculos en el Work Space de Matlab siguiendo el código visible a continuación:

```

1   %Cálculo del porcentaje de variación en la magnitud de la tensión para un
2   %sistema trifásico
3   -   clc
4   %Voltaje rms nominal por fase del sistema
5   -   Vsistema=120;
6   %Ingreso de variables desde simulink
7   -   Va(1)=[];
8   -   Vb(1)=[];
9   -   Vc(1)=[];
10  %Corrección del primer dato de valor rms
11  -   Va(1)=Va(2);
12  -   Vb(1)=Vb(2);
13  -   Vc(1)=Vc(2);
14  %cálculo del número de datos
15  -   n=length(Vc);
16  %Validación del periodo mínimo de muestreo
17  -   if n<15
18  -       disp('El periodo de muestreo es insuficiente, menor a 3 segundos')
19  -   else
20  -       %limitación del tiempo de muestreo a 3 minutos
21  -       if n==900
22  -           disp('El periodo de muestreo es de 3 minutos')
23  -       end
24  -       if n>900
25  -           Va=Va(1:900);
26  -           Vb=Vb(1:900);
27  -           Vc=Vc(1:900);
28  -           disp('El periodo de muestreo es superior a 3 minutos')
29  -           n=900;
30  -       end
31
32  %Cálculo del número de intervalos completos de 3 segundos
33  -   m=floor((n)/15);
34  %Estimación del valor promedio de las tensiones del sistema
35  -   st=(Va+Vb+Vc)/3;
36  %Estimación del porcentaje de desviación
37  -   st=((st-Vsistema)/Vsistema)*100;
38  -   t=0;
39  -   c=0;
40  %Estimación del porcentaje de desviación en intervalos de 3 segundos
41  -   for b=1:m
42  -       VAV=[];
43  -       for a=1:15
44  -           VAV(a)=st(a+c);
45  -           t=t+0.2;
46  -       end
47  -       c=c+15;
48  -       DV(1,b)=t;
49  -       DV(2,b)=sqrt(sum(VAV.*VAV)/15);
50  -   end
51  %visualización de resultados
52  -   disp('Tiempo, % de variación en la tensión trifásica en intervalos de 3 segundos')
53  -   DV=DV';
54  -   DV
55  -   disp('Tiempo, % de tensión respecto a la tensión del sistema en intervalos de 3 segundos')
56  -   sobretensiones
57  -   %DV=DV(:,2)=DV(:,2)+100;
58  -   %subtensiones
59  -   %DV(:,2)=100-DV(:,2);
60  -   DV
61  -   end

```

Figura 9.18 Función de Matlab para el cálculo de las variaciones de la magnitud del voltaje.

A través de este código en Matlab se busca llegar al porcentaje de desviación de la magnitud del voltaje. Como se está calculando una perturbación de estado estacionario se emplea inicialmente la ventana de medición básica de la IEC 61000-4-3, (10/12 ciclos) y luego se emplea una ventana de agregación temporal de 3s para luego emplearlo en la validación con un tiempo total de simulación de 3 minutos, con el fin de obtener resultados propios de una desviación del valor nominal para las variaciones de larga duración, objeto de estudio del presente documento.

El código de Matlab también permite crea un límite de muestras de la medición realizada, en este caso 900 valores de datos obtenidos cada 12 ciclos de la señal muestreada, finalmente este permite ir calculando con los valores anteriores cada 15 de estos, que corresponden con la ventana de 3 segundos para ello se emplea la fórmula (7.2.5). Una vez obtenido los valores rms cada 3 segundos se procede a calcular la desviación del V_{rms} medido con respecto al V_{rms} del sistema.

9.3 MEDICIÓN DE LAS VARIACIONES DE LA FRECUENCIA DEL VOLTAJE

Descripción general del sistema.

A través del presente apartado se describe las etapas de programación del algoritmo para medir las variaciones de la frecuencia, consta de dos etapas (ver figura 9.19). La primera etapa está compuesta por los subsistemas “Fuentes”, “cargas” y “voltímetros” visibles en la figura 9.19; su propósito es simular un sistema de fuentes trifásico conectado en estrella que a su vez está conectado a través de un sistema de impedancias de línea con un sistema de carga trifásica conectado en estrella.

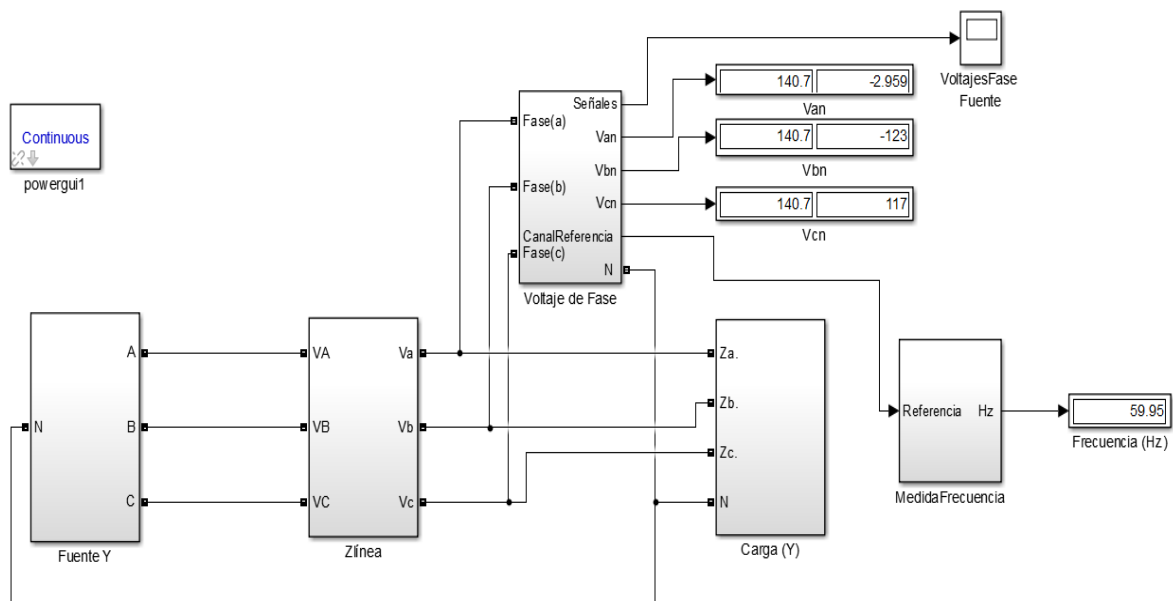


Figura 9.19 Diagrama de bloques del esquema general para medición de las variaciones de la frecuencia

Una vez obtenidas las señales medidas, se debe establecer una fase como referencia de medida de la frecuencia, en este caso se escogió la fase a. Se dispone de la etapa llamada “MedidaFrecuencia” como se indica en la figura (9.20).

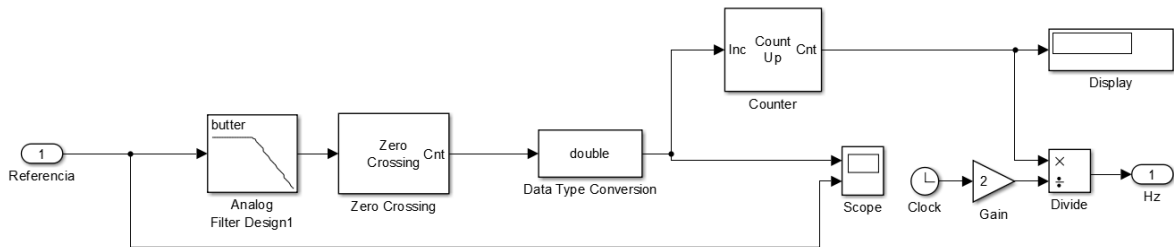


Figura 20 Bloque para estimación de la frecuencia del sistema.

En la figura 9.20 se encuentra el bloque que realiza la medida de la frecuencia empleando el método que indica el estándar IEC 61000-4-30, donde se debe emplear un intervalo de medición de 10s, es decir, una lectura cada 10s, en este bloque también se incluye un filtro pasa bajo que permite filtrar como su nombre lo indica, aquellas frecuencias elevadas debidas a presencia de armónicos e interarmónicos, ya que estas introducen errores en la medida debido a cruces por cero adicionales, seguido se encuentra la etapa del detector de cruces por cero, y una etapa posterior de conteo de los cruces por cero detectados, el último bloque emplea la operación descrita en la ecuación (7.1). Este consiste básicamente en dividir los cruces por cero obtenidos sobre el tiempo acumulado donde se realizó el conteo, se debe dividir por 2 debido a que por cada ciclo se obtienen 2 cruces por cero.

Finalmente a través de la salida 1 se envía al display la frecuencia calculada mediante el algoritmo de medición de la frecuencia en la ventana de 10s.

10.VALIDACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MÉTODOS DE MEDIDA PROGRAMADOS

En el presente capítulo se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los métodos de medida programados y simulados con su respectiva validación.

10.1 MEDICIÓN DEL DESBALANCE DE TENSIÓN EN UN SISTEMA TRIFÁSICO Y-Y

Para validar el método de medida de desbalance, se necesita una referencia, para este caso se dispone de un sistema trifásico con los siguientes valores en la fuente:

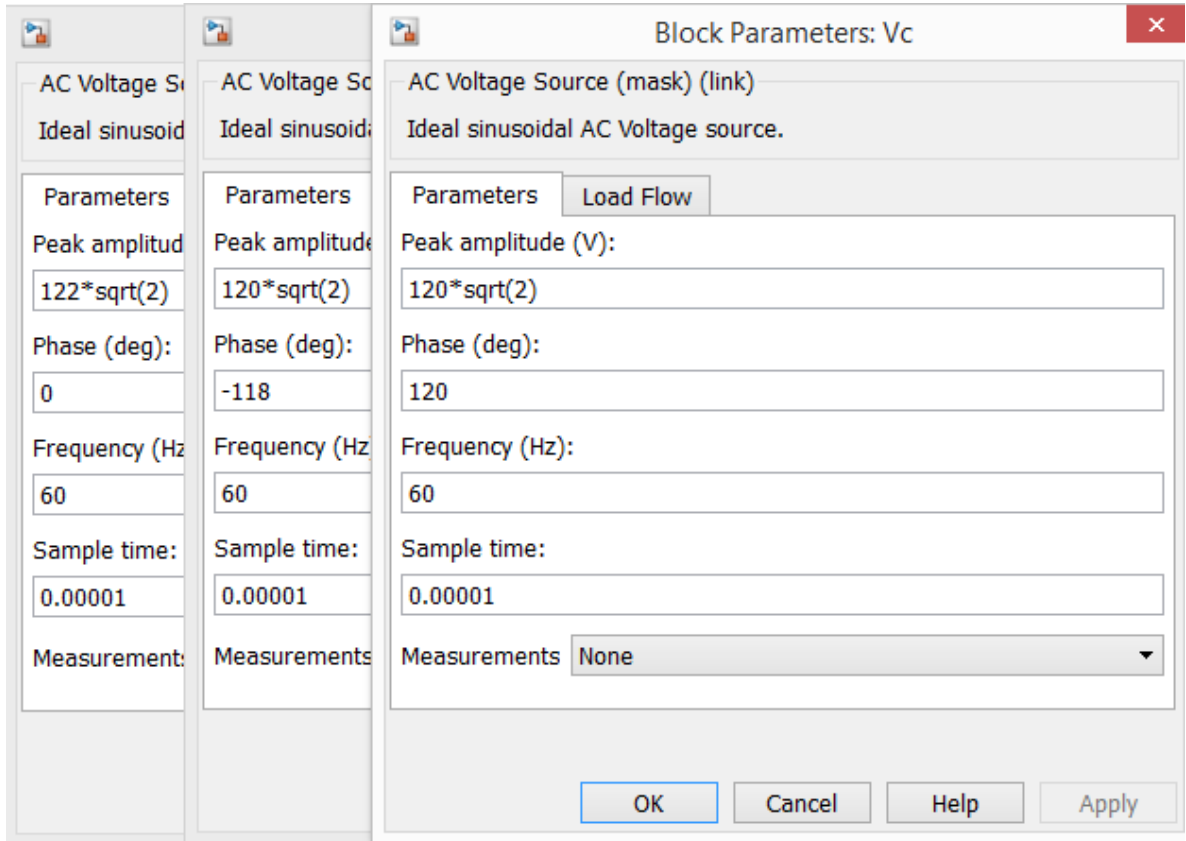


Figura 10.21 Valores de la fuente trifásica en (Y) desbalanceada

Una vez definidos los valores en la fuente, se crea un desbalance también en la carga variando los valores de impedancia como se indica a continuación:

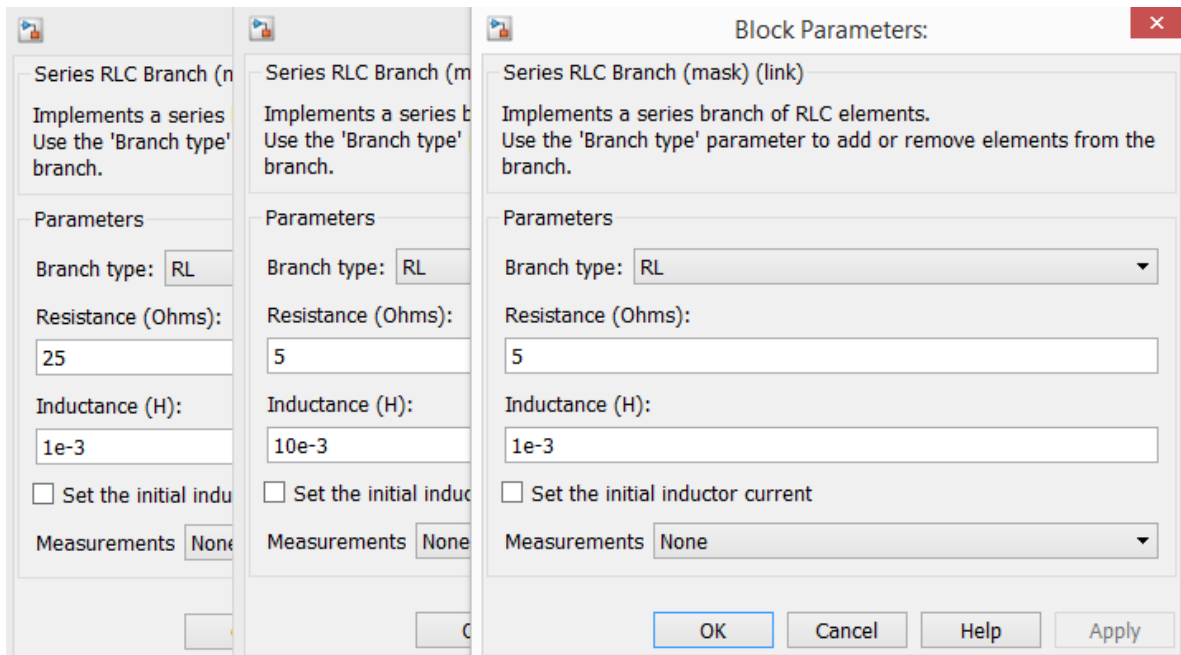


Figura 10.22 Valores de impedancias de la carga

Una vez definido los parámetros anteriores se capturan los voltajes de línea en la carga:

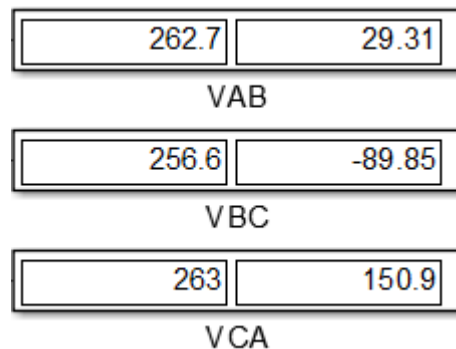


Figura. 10.23 Voltajes de línea en la carga

Con estos voltajes de línea se procede a resolver la matriz inversa de Fortescue indicada en la ecuación (7.3.3), de acá se obtienen los valores de las magnitudes de las componentes de secuencia negativa y positiva.

$$U^- = 4,1833 \angle -31,99$$

$$U^+ = 260,7498 \angle 30,12$$

De los valores obtenidos se utilizan las magnitudes y se obtiene mediante la ecuación (8.1.1):

$$\%U_n = \frac{4,1833}{260,7498} * 100 = 1,604 \%$$

Contando con el valor de referencia se procede a obtener el factor de desbalance con el método programado bajo el estándar IEC 61000-4-30.

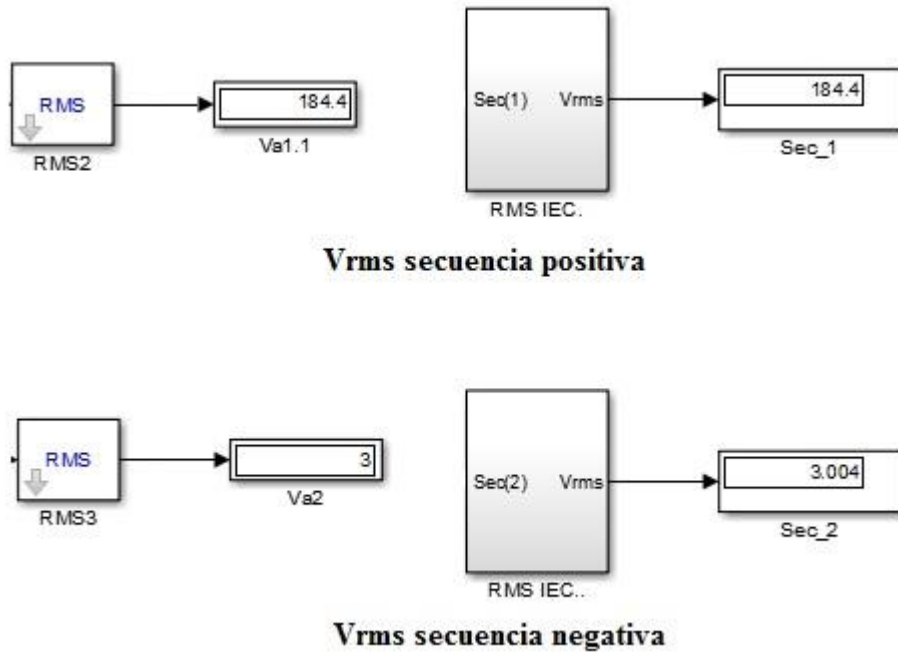


Figura 10.24 Valores RMS de las secuencias positiva y negativa obtenidas por el método IEC 61000-4-30

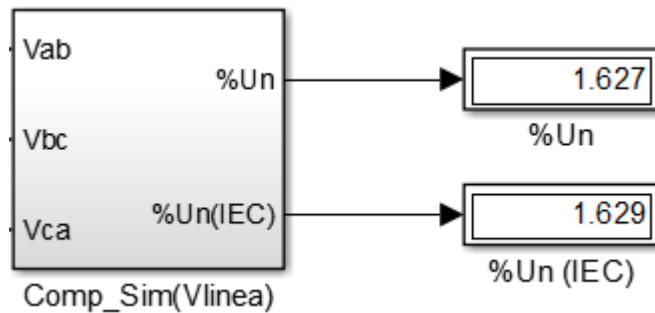


Figura 10.25 Resultados del factor de desbalance mediante método IEC 61000-4-30

En la figura 10.25 se observan los resultados del factor de desbalance, donde %Un es el factor de desbalance empleando el bloque RMS de la toolbox de Power System en el blockset de Simulink como mecanismo de validación ante el bloque desarrollado, el valor de %Un (IEC) empleando el valor RMS obtenido por muestreo indicado por el estándar. Como se evidencia los factores obtenidos mediante la simulación del algoritmo de medida es bastante aproximado al valor de referencia, la discrepancia se debe a los valores de decimales empleados en los cálculos a mano, donde el error relativo es de aproximadamente 1%.

10.2 MEDICIÓN DE LAS VARIACIONES DE LA MAGNITUD DEL VOLTAJE (SOBRE-TENSIONES, SUB-TENSIONES)

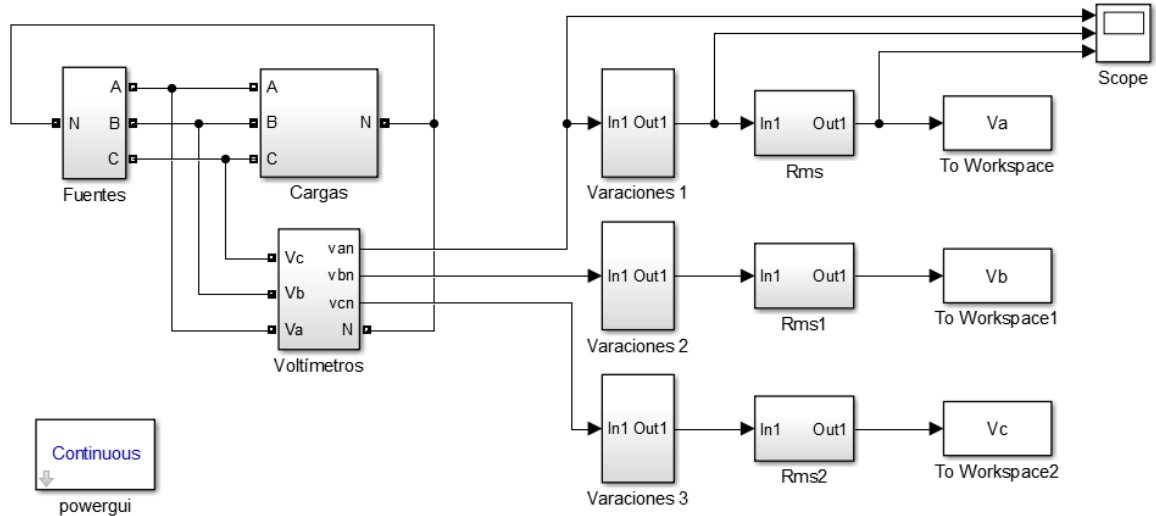


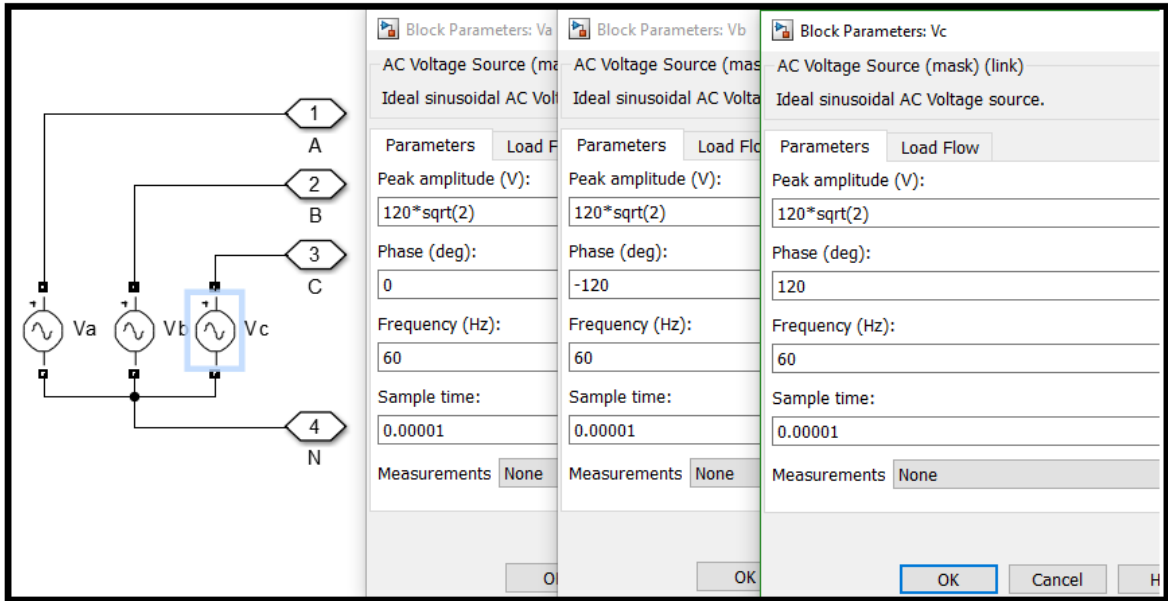
Figura 10.26 Diagrama general para validación de las desviaciones de la magnitud del voltaje

La validación de resultados consta de dos partes, la primera corresponde a los resultados obtenidos en la simulación mediante simulink, visibles a través del bloque “Scope” que representa gráficamente la señal obtenida por la sonda de tensión conectada a la fase A del sistema, la señal modificada por el subsistema “Variaciones” y por último el valor obtenido por el subsistema “Rms” para esta última señal, permitiendo validar el correcto funcionamiento de las etapas de la simulación.

Los resultados de la segunda parte son los obtenidos de la ejecución del algoritmo en el Work Space de Matlab que corresponden a dos matrices, la primera representa la primera columna midiendo el tiempo en segundos mientras que la segunda a los resultados obtenidos de la estimación de la desviación en la magnitud de tensión en intervalos completos de 3 segundos.

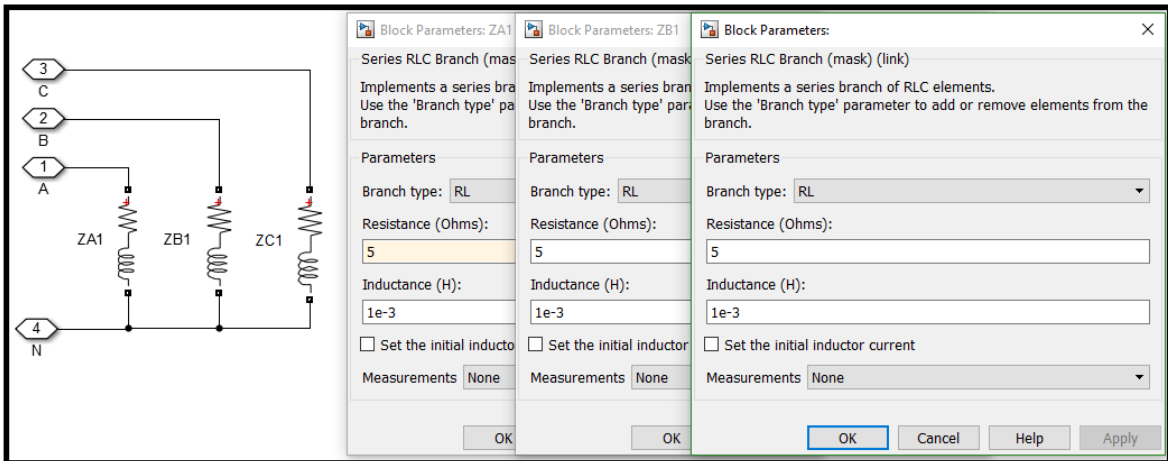
Configuraciones generales.

Para la simulación los distintos subsistemas se disponen de tal forma que representen un sistema trifásico balanceado conectado en configuración estrella-estrella (Y-Y) con una tensión de fase nominal de 120v rms a una frecuencia de 60 Hz (ver figura 10.26) y una de carga de 5Ω en serie a una inductancia de 1mH por cada fase (ver figura 10.28).



Fuentes

Figura 10.27 Configuración del subsistema de fuentes.



Cargas

Figura 10.28 Subsistema de cargas y sus valores.

En el caso de los subsistemas denominados “Variaciones” se le ingresan alteraciones a la amplitud de las señales de tensión de forma simultánea en las tres fases medidas, esto en dos momentos de la simulación o más si se requiere.

10.2.1 CASO I: Sobre-tensiones

Para el primer escenario de simulación, se dispuso de un tiempo de 3 minutos, con alteraciones en las señales de tensión correspondientes a ganancia de 1 para los primeros tres segundos de simulación, de 1.10 (correspondiendo al 110% de la señal inicial) para los siguientes 42 segundos de simulación, a partir de los 45 segundos un incremento del

18% de desviación, otra variación con el 12% en el tiempo de 90 segundos hasta 150 segundos y finalmente una alteración de sobredesviación del 14% en el instante de 150 segundos hasta finalizar la simulación (ver figura 10.29).

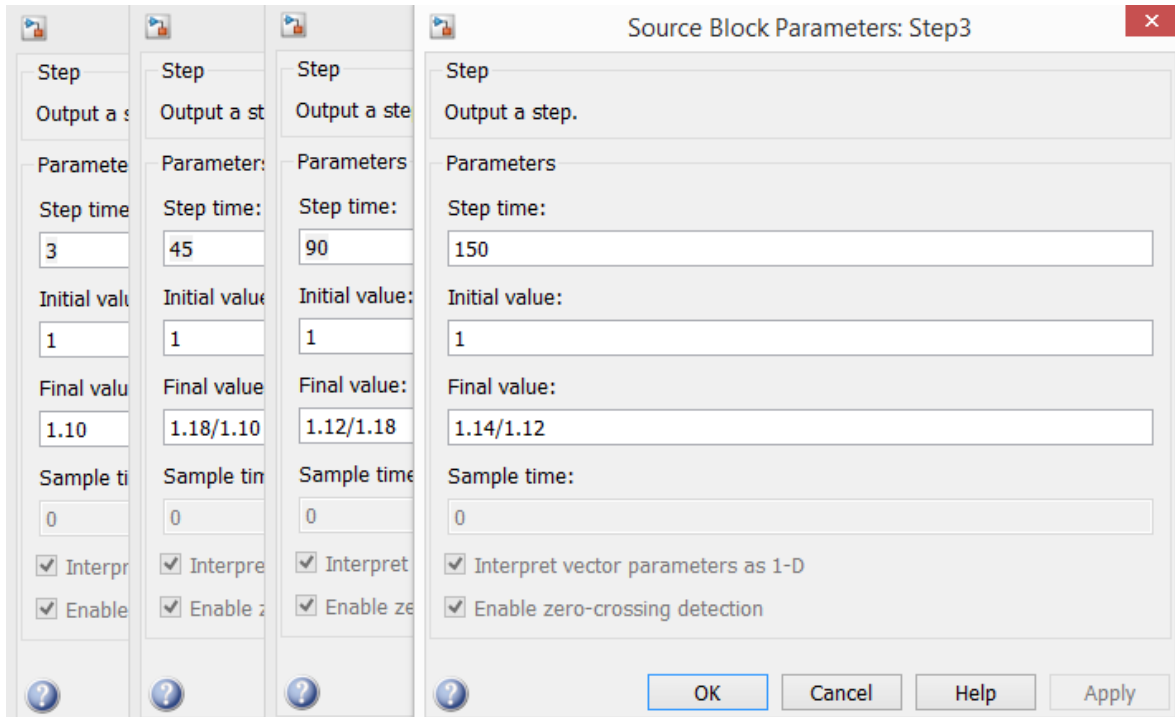


Figura 10.29 Configuración de bloque de variaciones.

Los resultados del tratamiento de señales se evidencian en las figuras 10.31 donde se denotan:

- Señal azul: Señal modificada por el subsistema “variaciones”
- Señal naranja: El valor rms determinado por el subsistema “rms”

La figura 10.32 corresponde a todos los cambios aplicados al sistema eléctrico, en este se observa la señal azul indicando las alteraciones para el caso de los primeros 3 segundos con magnitud normal, seguido el incremento del 10% del valor nominal, y así sucesivamente como se describe más adelante, cabe resaltar que la señal de color naranja representa los valores rms calculados a partir del método del estándar IEC 61000-4-30.

De forma más precisa a través de la figura 10.29 se observa el cambio en el nivel de tensión, producto del incremento del 10% de sobretensión aplicada mediante el primer step.

En la figura 10.31 se puede observar la presencia de la señal original del sistema de color amarillo, que tiene una amplitud de 169,70 V, la señal de color azul corresponde a las variaciones introducidas en el sistema mediante los steps, y la señal de color naranja corresponde al cambio en el voltaje RMS calculado a partir de los bloques desarrollados para tal fin.

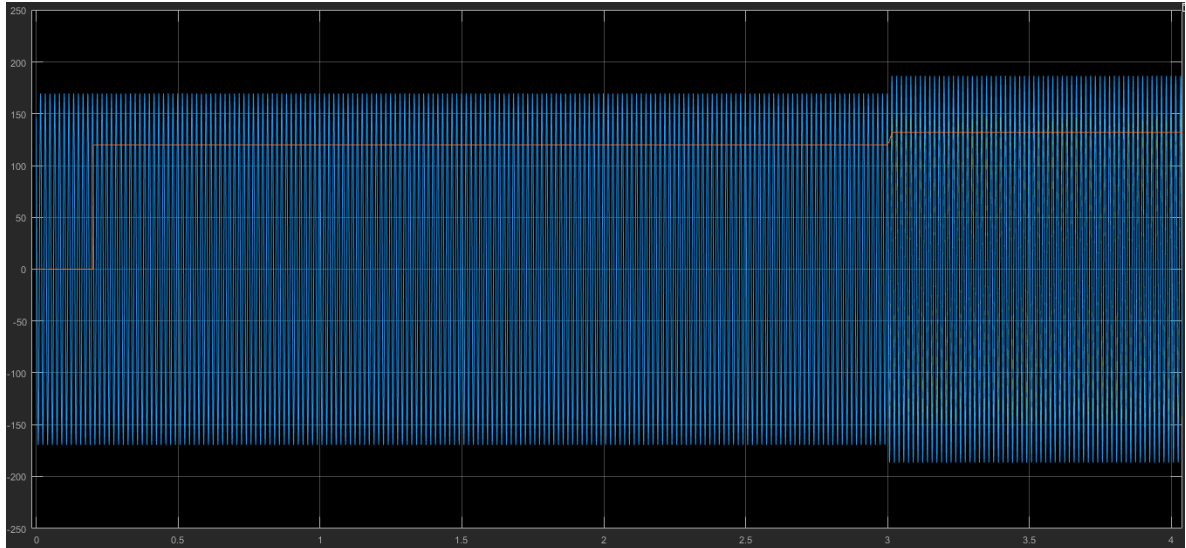


Figura 10.30 Transición desde el inicio hasta el 3er segundo y el incremento del 10% seguido.

Una vez concluida la simulación se procedió a ejecutar el código (“Calculo_Variaciones.m”) ingresando en este el valor nominal de la tensión rms del sistema por fase como 120V en la quinta línea del código (ver código de matlab) obteniendo los resultados visibles en la figura 10.33 expresando los intervalos de tiempo evaluados así como los porcentajes de desviación en las tensiones que corresponden con los valores de las ganancias descritas para el subsistema “variaciones” para los periodos comprendidos entre:

- Segundo 0 hasta segundo 3 de simulación como 0% de variación en la tensión, teniendo esta señal un valor del 100% de la tensión nominal rms por fase del sistema.
- Segundo 3 hasta segundo 45 de simulación como 10% de variación en la tensión, teniendo esta señal un valor del 110% de la tensión nominal rms por fase del sistema.
- Segundo 45 hasta segundo 90 de simulación como 18% de variación en la tensión, teniendo esta señal un valor del 118.00% de la tensión nominal rms por fase del sistema.
- Segundo 90 hasta el segundo 150 de simulación como 12% de variación en la tensión, obteniendo así un valor del 112% de la tensión nominal rms por fase del sistema.

- Segundo 150 hasta terminar la simulación, es decir, segundo 180 de simulación como 14% de variación en la tensión, obteniendo así un valor del 114% de la tensión nominal rms por fase del sistema.

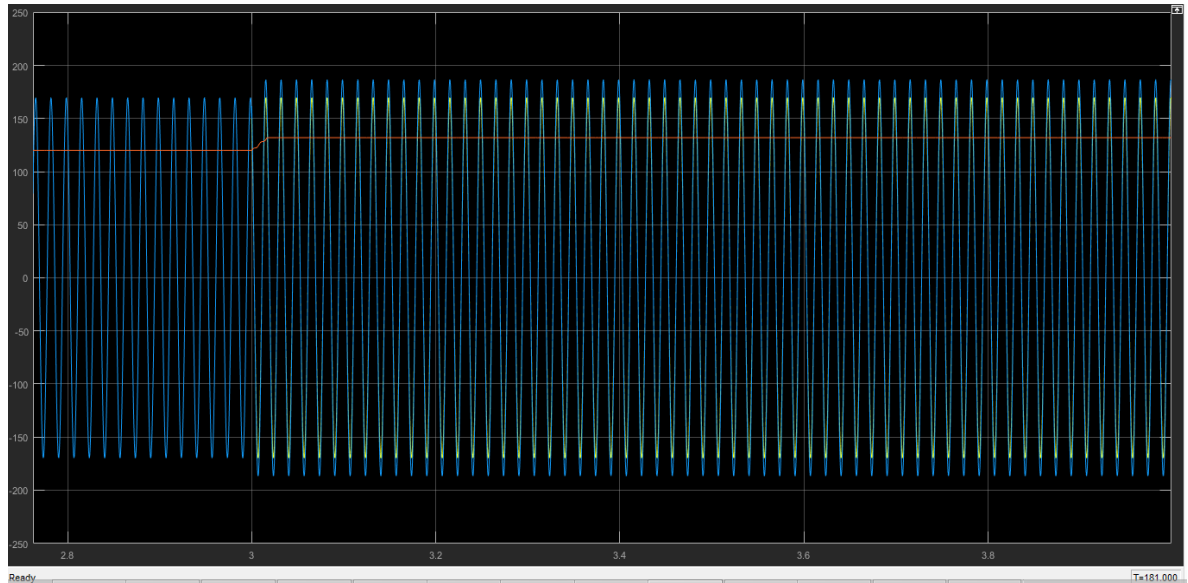


Figura 10.31 Intervalo de desviación del 10% del valor nominal del sistema



Figura. 32 Transiciones del sistema de forma general durante 3 minutos.

Tiempo, % de tensión respecto a la tensión del sistema en intervalos de 3 segundos

DV =

3.0000	100.0000
6.0000	110.0000
9.0000	110.0000
12.0000	110.0000
15.0000	110.0000
18.0000	110.0000
21.0000	110.0000
24.0000	110.0000
27.0000	110.0000
30.0000	110.0000
33.0000	110.0000
36.0000	110.0000
39.0000	110.0000
42.0000	110.0000
45.0000	110.0000
48.0000	118.0000
51.0000	118.0000
54.0000	118.0000
57.0000	118.0000
60.0000	118.0000
63.0000	118.0000
66.0000	118.0000
69.0000	118.0000
72.0000	118.0000
75.0000	118.0000
78.0000	118.0000
81.0000	118.0000
84.0000	118.0000
87.0000	118.0000
90.0000	118.0000
93.0000	112.0000
96.0000	112.0000
99.0000	112.0000
102.0000	112.0000
105.0000	112.0000
108.0000	112.0000
111.0000	112.0000
114.0000	112.0000
117.0000	112.0000
120.0000	112.0000
123.0000	112.0000
126.0000	112.0000
129.0000	112.0000
132.0000	112.0000
135.0000	112.0000
138.0000	112.0000
141.0000	112.0000
144.0000	112.0000
147.0000	112.0000
150.0000	112.0000
153.0000	114.0000
156.0000	114.0000
159.0000	114.0000
162.0000	114.0000
165.0000	114.0000
168.0000	114.0000
171.0000	114.0000
174.0000	114.0000
177.0000	114.0000
180.0000	114.0000

Figura 10.33 Valores de sobre desviación en porcentaje con respecto a la valor de referencia del sistema

En la figura 10.33 se evidencia la correspondencia entre las desviaciones configuradas en el simulink, ya que estos son los valores de sobretensiones calculados por la función ("Cálculo_Variaciones.m"), desarrollada en Matlab. En este caso se simuló un total de 3 minutos para poder visualizar la duración de la perturbación en la magnitud del voltaje que debe ser mayor a 1 minuto para considerarse una variación en estado estacionario.

10.2.2 CASO II: Sub-tensiones

Para el segundo escenario de simulación se realizó una serie de cambios, donde el valor de las ganancias en los subsistemas "Variaciones" se modificaron para ser de 1 para el periodo comprendido desde el inicio de la simulación hasta el segundo 5, de 0.85 para el periodo comprendido desde el segundo 5 hasta el segundo 75 y de 0.8 para el periodo restante desde el segundo 75 hasta el segundo 100 y esta vez sólo se realiza la simulación durante 100 segundos, y su respectiva configuración se observa en la figura 10.34.

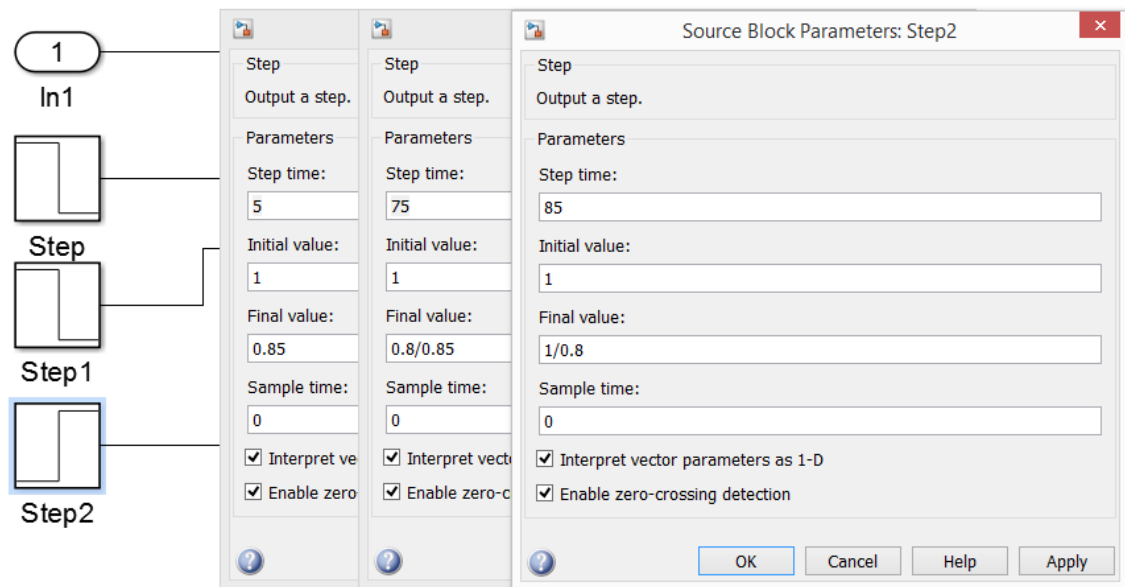


Figura 10.34 Subsistema "variaciones" para el caso de sub-tensiones

Los resultados en las señales se observan de forma general en la figura 10.35.

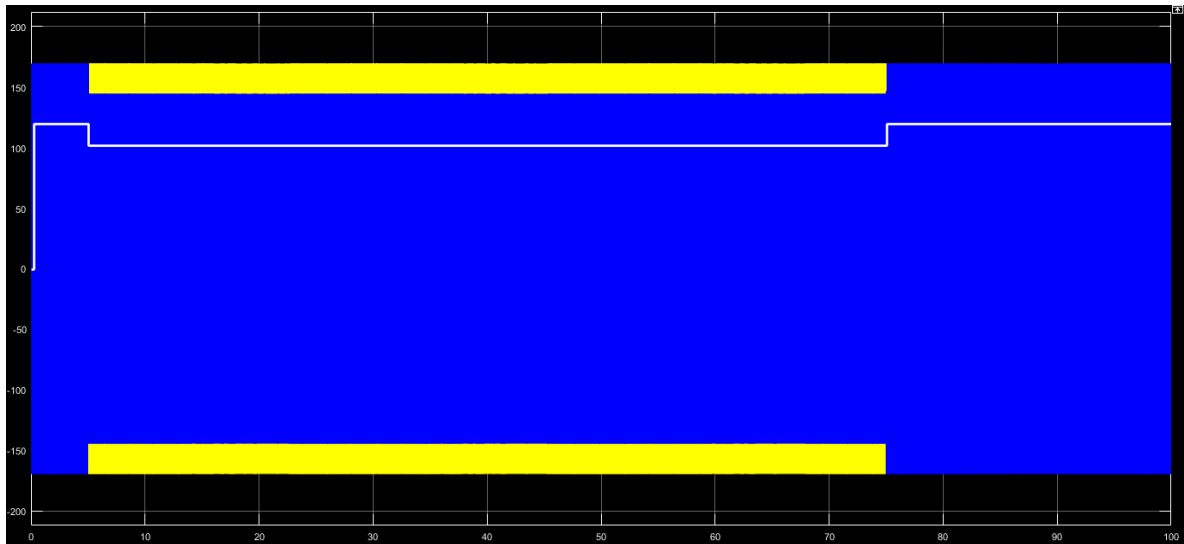


Figura 10.35 Visualización general para una subtensión de duración de 1 minuto y 10 segundos

En la figura 10.35 se observa una subtensión de duración de 70 segundos, de color azul indica la perturbación asociada a los steps, y la señal amarilla es la medida de la magnitud del voltaje de referencia del sistema, la señal de color blanco indica los voltajes RMS calculados mediante el bloque RMS IEC 61000-4-30.

Para la visualización correcta de los resultados en el programa ejecutado en el Workspace de Matlab es necesario el agregar un signo “%” al inicio de la línea número 57 del código y a su vez eliminar el signo “%” de la línea número 59 del mismo (ver figura 10.37) dado que este caso se trata de modificaciones que disminuyen la amplitud de la onda con respecto a su valor nominal. Los resultados son evidentes en la figura 13 siendo esto valores congruentes con las ganancias seleccionadas en el subsistema “Variaciones” para este caso cumpliendo con los resultados en los intervalos de tiempo asignados:

- Segundo 0 hasta segundo 5 de simulación como 0% de variación en la tensión, teniendo esta señal un valor del 100% de la tensión nominal rms por fase del sistema.
- A partir del segundo 5 hasta el segundo 75 de simulación como 15% de variación en la tensión, teniendo esta señal un valor del 85% de la tensión nominal rms por fase del sistema.
- A partir del segundo 85 hasta el segundo 100 de simulación como 0% de variación en la tensión.

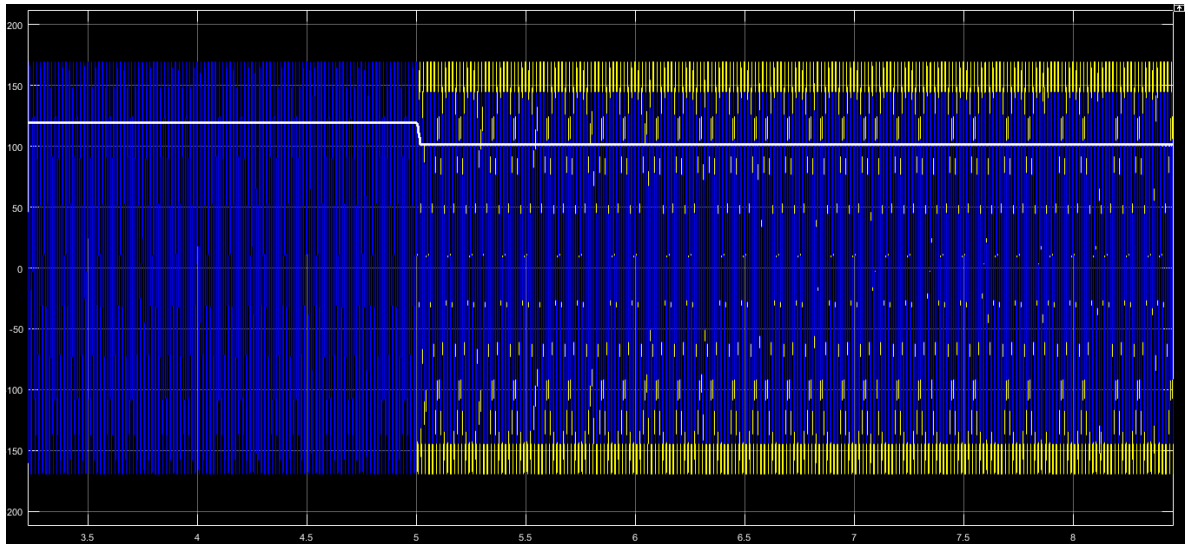


Figura 10.36 Intervalo de cambio de nivel de tensión normal a subtensión.

Se puede apreciar el momento de transición de cambio de la señal en estado normal a un nivel de subtensión, esto a partir del segundo 5, en este caso la señal (azul) representa las variaciones del sistema, también se observa el cambio en el valor rms que es de aproximadamente 102 V rms y se puede apreciar en la figura 10.36.

A través de la figura 10.37 se presentan los resultados obtenidos de subtensión que se corresponden con las subtensiones programadas en simulink.

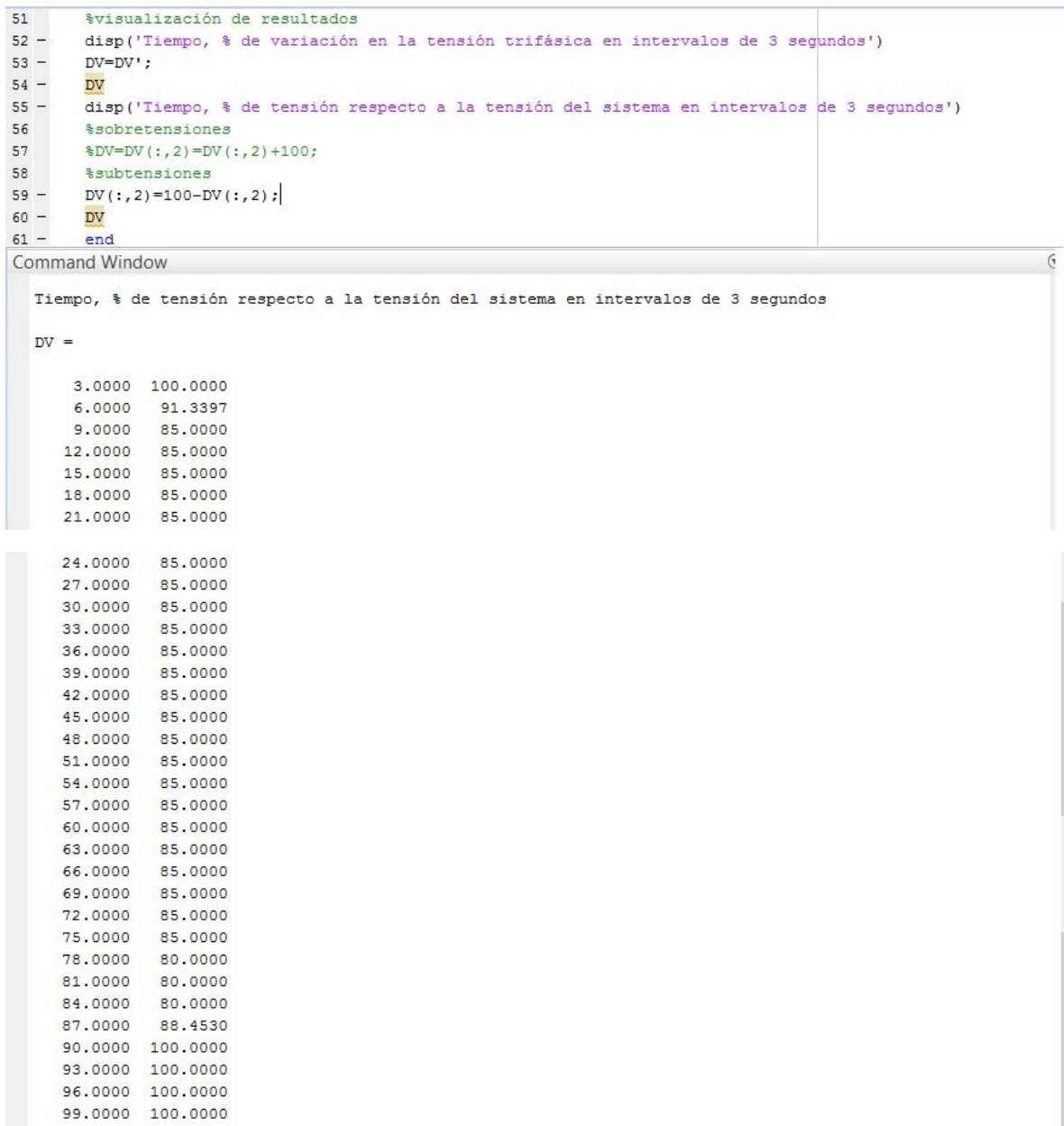


Figura 10.37 Resultados obtenidos para caso de subtensión con duración de 80 segundos

10.2.3 CASO III: Ventanas de simulación insuficientes.

Para el último escenario de simulación se dispuso de un tiempo de simulación menor al tiempo establecido para el procedimiento (3 segundos) manteniendo las ganancias y tiempos de acción del subsistema “Variaciones” del caso anterior.

Los resultados en las señales son representados en la Figura 10.39, donde se evidencia que el cálculo del valor rms solo es válido después de un periodo de

200ms de medición, momento en el cual los datos empiezan a ser exportados por el bloque "rms". Las señales azul y amarilla se encuentran sobrepuestas dado que en este periodo de tiempo no se introducen variaciones de magnitud en la tensión del sistema.

Dado que el tiempo de simulación es inferior a tres segundos, el código ejecutado en el Workspace de Matlab refleja un mensaje de error evidente en la figura 15 dado que el tiempo de simulación fue de solo 0.6 segundos.

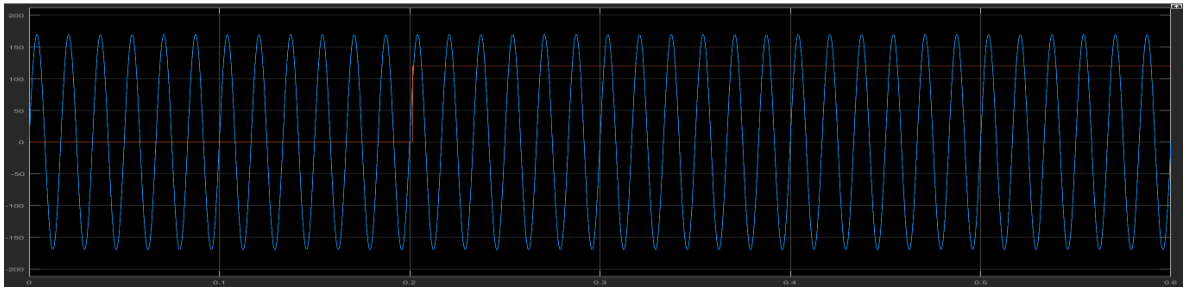


Figura 38 Señales resultantes tercer caso de simulación.

```
1 %Cálculo del porcentaje de variación en la magnitud de la tensión para un
2 %sistema trifásico
3 clc
4 %Voltaje rms nominal por fase del sistema
5 Vsistema=120;
6 %Ingreso de variables desde simulink
7 Va(1)=[];
8 Vb(1)=[];
9 Vc(1)=[];
10 %Corrección del primer dato de valor rms
11 Va(1)=Va(2);
12 Vb(1)=Vb(2);
13 Vc(1)=Vc(2);
14 %cálculo del número de datos
```

Command Window

El periodo de muestreo es insuficiente, menor a 3 segundos

fx >>

Figura 10.39 Resultados del código ejecutado con datos insuficientes

10.3 MEDICIÓN DE LAS VARIACIONES DE LA FRECUENCIA

Para llevar a cabo la validación del bloque que mide la frecuencia diseñado bajo el estándar se comparó la medida obtenida con la que arroja las herramientas propias de simulink "Bilevel Measurements", donde esta herramienta indica la frecuencia del sistema de manera precisa.

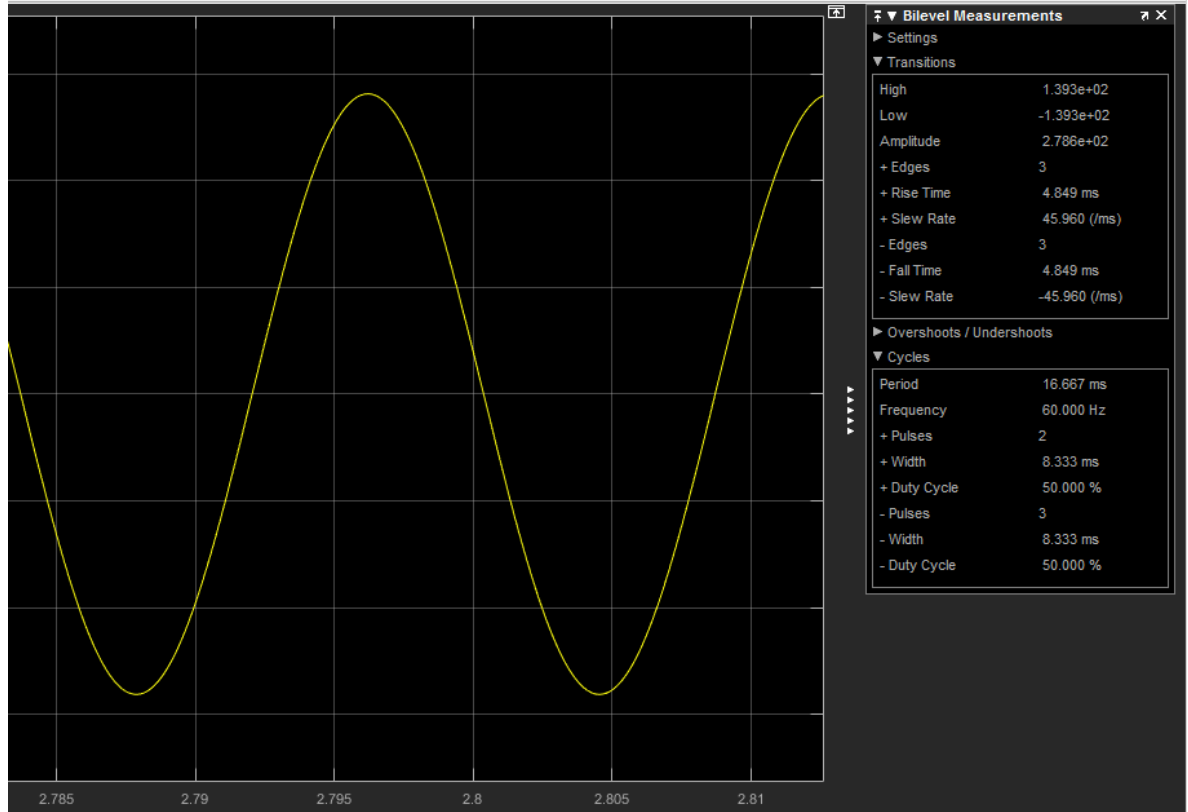


Figura 10.40 Medida de la frecuencia por simulink

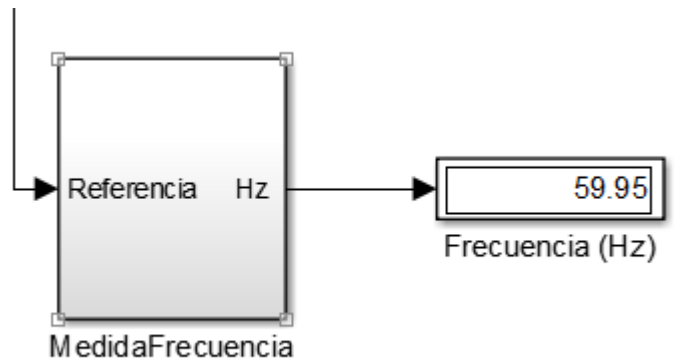


Figura 10.41 Medida de la frecuencia por método del estándar

Como se observa las medidas se corresponden y existe un %error del 0.08% que es bastante cercano al valor medido directamente por las herramientas de simulink.

9. CONCLUSIONES

- ✓ Como estrategia de validación del método de medida de desbalance se comparó la medición del valor RMS de las componentes simétricas empleando el bloque RMS propio de simulink y el bloque RMS IEC 61000-4-30 diseñado bajo estándar dando como porcentaje de error del 1%.
- ✓ Para la determinación del valor RMS de la señal muestreada no es necesario el filtro de señales armónicas e interarmónicas debido a que la ventana de medición no está definida por un conteo de cruces por cero sino por intervalos fijos de tiempo, lo que permite no tener interferencias en las medidas por causa de los cruces por cero adicionales producto de otros fenómenos de la calidad de la energía.
- ✓ El método de cálculo del factor de desbalance sólo contempla la componente de secuencia negativa por ser más representativa, dado que generalmente la componente de secuencia homopolar es bastante pequeña con respecto a la de secuencia negativa.
- ✓ El algoritmo desarrollado en Matlab permite diferenciar entre una sobretensión y una subtensión al momento de exportar los resultados en intervalos de 3 segundos, sin embargo, es capaz de determinar esta diferencia en cada dato de forma individual, es decir, en los datos recibidos desde simulink en intervalos de 0.2 segundos, siendo estos resultados de signo positivo cuando se trata de una sobretensión y negativo cuando se trate de una subtensión.
- ✓ En el método de medida de las variaciones de la frecuencia se debe emplear un filtro pasa bajo para evitar cruces por cero adicionales generando con ello cálculos errados, producto de señales armónicas e interarmónicas o ruidos de alta frecuencia presentes en la señal.
- ✓ El primer dato obtenido a partir del bloque RMS IEC 61000-4-30 da como resultado cero (0), hasta que se cumpla el tiempo de muestreo mínimo de 12 ciclos para un sistema de 60 Hz, este debe ser descartado para el primer dato de V_{rms} calculado.

10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] E. Águila, R. Sohr, C. Parker, and J. Zanelli, *Energía y medio ambiente. Una ecuación difícil para América Latina: los desafíos del crecimiento y desarrollo en el contexto del cambio climático*. 2011.
- [2] M. H. J. Bollen and I. Y. H. Gu, "Signal Processing of Power Quality Disturbances," *Signal Process. Power Qual. Disturbances*, pp. 1–861, 2005, doi: 10.1002/0471931314.
- [3] IEC Electromagnetic compatibility (EMC), *Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods*. 2015.
- [4] X. D. Yuan, B. Chen, Q. Li, and Z. Wang, "Measurement method of harmonics and inter-harmonics with nonsynchronous sampling in IEC framework," *China Int. Conf. Electr. Distrib. CICED*, vol. 2014-Decem, no. Ciced, pp. 123–128, 2014, doi: 10.1109/CICED.2014.6991678.
- [5] G. Anne, M. Jan, and R. Sarah, "Comparison of Measurement Methods for the Frequency Range 2-150 kHz (Supraharmonics)," *9th IEEE Int. Work. Appl. Meas. Power Syst. AMPS 2018 - Proc.*, pp. 818–822, 2018, doi: 10.1109/AMPS.2018.8494879.
- [6] M. Bollen, M. Olofsson, A. Larsson, S. Rönnerberg, and M. Lundmark, "Standards for supraharmonics (2 to 150 kHz)," *IEEE Electromagn. Compat. Mag.*, vol. 3, no. 1, pp. 114–119, 2014, doi: 10.1109/MEMC.2014.6798813.
- [7] E. Dorxml, D. Student, V. Hvwlpdwlrqv, R. I. Iolfnhu, V. Ydoxhv, and R. Iurp, " / Ljkw) Olfnhu (Ydoxdwlrq 8Vlqj," pp. 6–9.
- [8] N. M. Rodrigues, F. M. Janeiro, and P. M. Ramos, "Low-Cost Embedded Measurement System for Power Quality Frequency Monitoring," *Proc. - 2020 IEEE 14th Int. Conf. Compat. Power Electron. Power Eng. CPE-POWERENG 2020*, pp. 236–239, 2020, doi: 10.1109/CPE-POWERENG48600.2020.9161673.
- [9] M. Angel and S. Cortés, "Instituto Tecnológico de Puebla Calidad de la Energía Eléctrica," 2009.
- [10] S. D. Douglas *et al.*, *IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment*, vol. 2005. 2005.
- [11] IEEE Power and Energy Society, *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, vol. 2019. 2009.
- [12] C. Sankaran, *[Calidad de la potencia] Power Quality*. USA, 2002.

- [13] E. Harper, *El ABC de la calidad de la energía*, Editorial. 2012.
- [14] IEC Electromagnetic compatibility (EMC), *Part 1: General-Section 1: Application and interpretation of fundamental definitions and terms*. 1992.
- [15] J. Schlabbach, D. Blume, and T. Stephanblome, *Voltage Quality in Electrical Power Systems*. 2001.
- [16] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, "Análisis de Sistemas de Potencia_Grainger.pdf." p. 743, 1985.
- [17] R. Seeber and A. Ulrici, "Analog and digital worlds: Part 1. Signal sampling and Fourier Transform," *ChemTexts*, vol. 2, no. 4, pp. 1–12, 2016, doi: 10.1007/s40828-016-0037-1.
- [18] Y. N. Lazo and V. S. Tutygin, "Digital Method for Determining the Initial Phase of a Harmonic Signal at a Sampling Frequency Less Than the Nyquist Frequency," *Meas. Tech.*, vol. 62, no. 7, pp. 636–640, 2019, doi: 10.1007/s11018-019-01671-5.
- [19] M. El Achkar, R. Mbayed, G. Salloum, and E. Monmasson, "New voltage compensation of a standalone CDFIG supplying unbalanced loads," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 124, no. May 2020, p. 106396, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106396.
- [20] J. E. Calle, "Medición de variables eléctricas utilizando señales digitalizadas," no. 24, pp. 37–41, 2004.
- [21] K. Camacho Celis and A. Pavas, "Trazabilidad en mediciones de Calidad de Potencia," pp. 1–128, 2013.
- [22] D. Ramírez, J. Vanegas, F. Santamaria, and C. Trujillo, "Diseño de un Prototipo para el Monitoreo de Armónicos y Parámetros de Estado Estable en Redes de Tensión Menor a 1 kV," pp. 1–2, 2017.
- [23] A. E. Lagarreta, J. A. Bortolin, and J. H. Figueroa, "An IEC 61000-4-30 Class A - Power Quality Monitor," *Electr. Power Qual. Util. (EPQU)*, 2011 11th Int. Conf., 2011.
-