

UCUENCA

Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Análisis de la calidad de energía entregada por los paneles solares de la Microrred de la Universidad de Cuenca


Trabajo de titulación previo a la
obtención del título de Ingeniero
Eléctrico

Autor:

Michael Francisco Villa Avila

Tutor:

Claudio Esteban Albornoz Vintimilla

ORCID:  0009-0002-4811-2020

Cuenca, Ecuador

2023-03-22

Resumen

El creciente uso de cargas no lineales en las redes de distribución, provocan que estas se vuelvan más sensibles y menos tolerantes a las fluctuaciones de energía, por lo que, la calidad de la misma cobra una gran relevancia para que los equipos no se vean afectados.

La energía solar fotovoltaica, es una energía renovable que no tiene un gran impacto ambiental y se está implementando cada vez con el fin de obtener un cambio positivo en la matriz energética, por lo que, la calidad de energía eléctrica que se pueda obtener a partir de esta fuente debe cumplir con rangos preestablecidos. Este trabajo de titulación realiza un análisis de la calidad de energía eléctrica obtenida a partir del sistema solar fotovoltaico de la Micro-Red del campus Balzay de la Universidad de Cuenca, obteniendo así información sobre los parámetros ligados a la calidad de energía descritos en la regulación ARCERNNR 002/20 que se encuentra vigente actualmente.

Los datos se obtuvieron mediante el analizador de calidad de energía Fluke 435 serie II y se analizaron con la ayuda del software Power Log 430-II, verificando que cada parámetro analizado cumpla con la regulación y las normas IEC e IEEE a las que esta hace referencia y que se han revisado previamente, con el fin de brindar una descripción clara del cumplimiento de la regulación y que se tenga en cuenta las posibles perturbaciones que puedan ocurrir en la Micro-Red en futuras investigaciones por parte de estudiantes o docentes de la Universidad.

Palabras clave: Micro-Red, Fluke 435 serie II, ARCERNNR, IEC, IEEE

Abstract

The increasing use of non-linear loads in the distribution networks causes them to become more sensitive and less tolerant to power fluctuations, therefore, the quality of the power is of great importance so that the equipment is not affected.

Photovoltaic solar energy is a renewable energy that does not have a great environmental impact and is being implemented each time in order to obtain a positive change in the energy matrix, therefore, the quality of electrical energy that can be obtained from this source must comply with pre-established ranges. This degree work carries out an analysis of the quality of electrical energy obtained from the photovoltaic solar system of the Micro-Grid of the Balzay campus of the University of Cuenca, thus obtaining information on the parameters linked to the quality of energy described in the ARCERNNR 002 regulation. /20 that is currently in force.

The data was obtained using the Fluke 435 series II power quality analyzer and analyzed with the help of the Power Log 430-II software, verifying that each parameter analyzed complies with the regulation and the IEC and IEEE standards to which it refers. and that they have been previously reviewed, in order to provide a clear description of compliance with the regulation and that possible disturbances that may occur in the Microgrid be taken into account in future investigations by students or university professors.

Keywords: Micro-Grid, Fluke 435 series II, ARCERNNR, IEC, IEEE

Índice de contenido

1. Generalidades	18
1.1 Introducción	18
1.2 Antecedentes.....	19
1.1. Justificación y Alcance	20
1.2. Objetivos.....	20
1.2.1 Objetivo General.....	20
1.2.2 Objetivos Específicos.....	20
1.3. Metodología.....	21
2. Marco Teórico.....	22
2.1 Energía Solar Fotovoltaica.....	22
2.1.1 Energía solar	22
2.1.2 Radiación, Irradiancia e Irradiación solar	22
2.1.3 Efecto Fotovoltaico	23
2.1.4 Celda Solar.....	23
2.1.5 Módulo y Generador Fotovoltaico	24
2.1.6 Inversor.....	25
2.1.7 Baterías Solares	26
2.1.8 Sistema solar fotovoltaico off-grid (aislado).....	27
2.1.9 Sistema solar fotovoltaico on-grid (conectado a la red).....	27
2.1.10 Sistema solar fotovoltaico híbrido	29
2.2 Microrredes.....	30
2.2.1 ¿Qué es una Microrred?	30
2.2.2 Importancia de la implementación de Microrredes	31
2.2.3 Ventajas de las Microrredes.....	31
2.2.4 Desventajas de las Microrredes.....	32
2.2.5 Tipos de Microrredes	32
2.2.6 Estrategias de Control	33
2.3 Calidad de energía.....	34

2.3.1	Concepto de calidad de energía	34
2.3.2	Perspectivas de la calidad de energía	36
2.3.3	Definiciones asociadas a la calidad de energía.....	36
2.3.4	Disturbios que afectan la calidad de energía	38
2.4	Analizador de calidad de energía Fluke 435-II	54
2.4.1	Introducción	54
2.4.2	Características.....	54
2.4.3	Información de la pantalla	55
2.4.4	Osciloscopio y fasor.....	57
2.4.5	Fluctuaciones y armónicos.....	58
2.4.6	Desequilibrio	60
2.4.7	Transitorios y parpadeos	61
2.4.8	Supervisión de la calidad de energía eléctrica	61
2.4.9	Registrador	63
2.4.10	Configuración del analizador.....	63
3.	Metodología.....	67
3.1	Introducción	67
3.2	Normas IEC	68
3.2.1	Norma IEC 61000-4-7.....	68
3.2.2	Norma IEC 61000-4-11.....	70
3.2.3	Norma IEC 61000-4-15.....	72
3.2.4	Norma IEC 61000-4-30.....	73
3.3	Normas IEEE	74
3.3.1	Norma IEEE Std. 519-2014.....	75
3.3.2	Norma IEEE Std 929-2000.....	76
3.4	Norma EN 50160	76
3.5	Regulación ARCERNR 002/20.....	77
3.5.1	Calidad del producto (Responsabilidad de la empresa distribuidora)	78
3.5.2	Calidad responsabilidad del consumidor.....	81

3.5.3	Regulación ARCERNNR 002/21	82
3.5.4	Regulación ARCONEL 004/15.....	83
4.	Resultados y Análisis	86
4.1	Micro-Red del campus Balzay	86
4.2	Sistema solar fotovoltaico del campus Balzay.....	88
4.3	Puntos de medición de la calidad de energía.....	92
4.4	Medición de la calidad de energía en el inversor GPTech correspondiente a los paneles solares policristalinos.....	93
4.4.1	Análisis del nivel de voltaje	94
4.4.2	Análisis de las perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)	96
4.4.3	Análisis del desequilibrio de voltaje.....	98
4.4.4	Análisis de la frecuencia	99
4.4.5	Análisis de los armónicos de voltaje	100
4.4.6	Análisis de armónicos de corriente	103
4.5	Medición de la calidad de energía en el inversor GPTech correspondiente a los paneles solares monocristalinos	107
4.5.1	Análisis del nivel de voltaje	108
4.5.2	Análisis de las perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)	110
4.5.3	Análisis del desequilibrio de voltaje.....	112
4.5.4	Análisis de la frecuencia	113
4.5.5	Análisis de los armónicos de voltaje	114
4.5.6	Análisis de armónicos de corriente	117
4.6	Medición de la calidad de energía en el inversor FRONIUS correspondiente a los paneles solares policristalinos móviles	122
4.6.1	Análisis del nivel de voltaje	124
4.6.2	Análisis de las perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)	126
4.6.3	Análisis del desequilibrio de voltaje.....	128
4.6.4	Análisis de la frecuencia	129
4.6.5	Análisis de los armónicos de voltaje	130
4.6.6	Análisis de armónicos de corriente	133

4.7	Medición de la calidad de energía correspondiente a la barra de conexión común de los equipos del laboratorio	138
4.7.1	Análisis del nivel de voltaje	139
4.7.2	Análisis de las perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)	141
4.7.3	Análisis del desequilibrio de voltaje.....	143
4.7.4	Análisis de la frecuencia	144
4.7.5	Análisis de los armónicos de voltaje	145
4.7.6	Análisis de armónicos de corriente	148
5.	Conclusiones y Recomendaciones.....	154
5.1	Conclusiones	154
5.2	Recomendaciones	156
6.	Referencias.....	157
7.	Anexos.....	160
	Anexo A: Comportamiento de la corriente a lo largo del periodo de medición.	160

Índice de figuras

Figura 2.1: Tipos de radiación solar.	22
Figura 2.2: Celda solar, partes y funcionamiento.	23
Figura 2.3: Partes de un módulo fotovoltaico	24
Figura 2.4: Esquema de un generador fotovoltaico.	24
Figura 2.5: a) Topología con inversor central. b) Topología con inversor string. c) Topología con inversor multi-string. d) Topología con micro-inversor.	26
Figura 2.6: Componentes de un sistema solar fotovoltaico off-grid.	27
Figura 2.7: Sistema solar fotovoltaico on-grid.....	28
Figura 2.8: Sistema solar fotovoltaico híbrido.....	29
Figura 2.9: Ejemplo de microrred conectada a la red.	30
Figura 2.10: Forma de onda del parpadeo (flicker).....	39
Figura 2.11: Caídas de tensión en la red eléctrica de distribución.....	40
Figura 2.12: Rangos de voltaje establecidos por la norma ANSI C84.1.....	40
Figura 2.13: Forma de onda de un Sag.....	42
Figura 2.14: Operación típica de un reconector de una subestación.	43
Figura 2.15: Forma de onda de una elevación permanente de voltaje.	43
Figura 2.16: Forma de onda de un Swell.....	44
Figura 2.17: Interrupción de la onda de voltaje.....	45
Figura 2.18: Transitorio de voltaje en un alimentador provocado por una descarga atmosférica.	46
Figura 2.19: Transitorio causado por la energización y desenergización de un banco de capacitores.	47
Figura 2.20: a) Transitorio tipo impulso. b) Transitorio tipo oscilatorio.....	47

Figura 2.21: Onda de voltaje afectada por hendiduras (notching).	48
Figura 2.22: a) Onda fundamental de voltaje a 60 Hz. b) Quinto armónico de voltaje. c) Señal de voltaje producida.	50
Figura 2.23: Distribución asimétrica de cargas en la red eléctrica.	52
Figura 2.24: Desequilibrio de voltaje en magnitud y ángulo en un sistema trifásico.	52
Figura 2.25: Señal de voltaje alterada por ruido.	53
Figura 2.26: Variación de frecuencia en una onda de voltaje.	53
Figura 2.27: Tipos de pantallas del analizador de calidad de energía Fluke.	55
Figura 2.28: Conexión del analizador de calidad de energía en un sistema trifásico.	56
Figura 2.29: Pantalla del osciloscopio.	57
Figura 2.30: Pantalla de fasor.	57
Figura 2.31: Pasos para acceder a la pantalla de tendencias de fluctuaciones.	59
Figura 2.32: Pasos para acceder a la pantalla de fasor de desequilibrio.	60
Figura 2.33: Pantalla de gráfico de barras para la supervisión de calidad de energía.	62
Figura 2.34: Pasos para acceder al menú de configuración USER PREFERENCES.	64
Figura 2.35: Pasos para acceder al menú de configuración MANUAL SETUP.	65
Figura 2.36: Pasos para acceder a la configuración de límites de voltaje.	66
Figura 4.1: Diagrama unifilar de la Micro-Red de la Universidad de Cuenca.	87
Figura 4.2: Topología del sistema solar fotovoltaico de la Micro-Red.	88
Figura 4.3: Inversores GPTech conectados a paneles policristalinos (izquierda) y a paneles monocristalinos (derecha).	89
Figura 4.4: Inversor FRONIUS conectado a paneles policristalinos móviles de 1 y 2 ejes.	89
Figura 4.5: Disposición de los paneles solares en la Micro-Red.	92

Figura 4.6: Conexión del analizador de calidad de energía en el inversor GPTech.....	93
Figura 4.7: Comportamiento del voltaje L-L RMS a lo largo del periodo de medida en el inversor IFV1.	96
Figura 4.8: Índices de severidad de corto y largo plazo en el inversor IFV1.	97
Figura 4.9: Desbalance de voltaje en el inversor IFV1.	99
Figura 4.10: Comportamiento de la frecuencia en el inversor IFV1.	100
Figura 4.11: THD a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV1.	102
Figura 4.12: Factor de distorsión armónica individual de voltaje en el inversor IFV1.	102
Figura 4.13: Comportamiento de TDD a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV1.	105
Figura 4.14: Factor de distorsión armónico individual de corriente en el inversor IFV1. ..	107
Figura 4.15: Inversor conectado al conjunto de paneles solares monocristalinos.....	108
Figura 4.16: Comportamiento del voltaje L-L RMS a lo largo del periodo de medida en el inversor IFV2.....	110
Figura 4.17: Índices de severidad de corto y largo plazo en el inversor IFV2.	112
Figura 4.18: Desbalance de voltaje en el inversor IFV2.	113
Figura 4.19: Comportamiento de la frecuencia en el inversor IFV2.	114
Figura 4.20: THD a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV2.	116
Figura 4.21: Factor de distorsión armónica individual de voltaje en el inversor IFV2.	116
Figura 4.22: Comportamiento de TDD a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV2.	120
Figura 4.23: Factor de distorsión armónico individual de corriente en el inversor IFV2. ..	122
Figura 4.24: Conexión del analizador de calidad de energía en el inversor FRONIUS (IFV3).....	123
Figura 4.25: Elementos internos del inversor IFV3.....	124

Figura 4.26: Comportamiento del voltaje L-L RMS a lo largo del periodo de medida en el inversor IFV3.....	126
Figura 4.27: Índices de severidad de corto y largo plazo en el inversor IFV3.	128
Figura 4.28: Desbalance de voltaje en el inversor IFV3.	129
Figura 4.29: Comportamiento de la frecuencia en el inversor IFV3.	130
Figura 4.30: THD a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV3.....	132
Figura 4.31: Factor de distorsión armónica individual de voltaje en el inversor IFV3.....	132
Figura 4.32: Comportamiento de TDD a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV3.	136
Figura 4.33: Factor de distorsión armónico individual de corriente en el inversor IFV3. ..	138
Figura 4.34: Conexión del analizador de calidad de energía con la barra principal de la Micro-Red.	139
Figura 4.35: Comportamiento del voltaje L-L RMS a lo largo del periodo de medida en la barra principal.	141
Figura 4.36: Índices de severidad de corto y largo plazo en la barra principal.....	143
Figura 4.37: Desbalance de voltaje en la barra principal.	144
Figura 4.38: Comportamiento de la frecuencia en la barra principal.....	145
Figura 4.39: THD a lo largo del periodo de medición en la barra principal.....	147
Figura 4.40: Factor de distorsión armónica individual de voltaje en la barra principal.....	147
Figura 4.41: Comportamiento de TDD a lo largo del periodo de medición en la barra principal.	151
Figura 4.42: Factor de distorsión armónico individual de corriente en la barra principal. .	153
Figura 7.1: Comportamiento de la corriente a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV1.	160

Figura 7.2: Comportamiento de la corriente a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV2. 160

Figura 7.3: Comportamiento de la corriente a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV3. 161

Figura 7.4: Comportamiento de la corriente a lo largo del periodo de medición en la barra principal. 161

Índice de tablas

Tabla 2.1: Clasificación de las interrupciones de voltaje.....	35
Tabla 2.2: Clasificación de los Sags según la norma IEEE 1159.....	42
Tabla 2.3: Clasificación de los Swells según la norma IEEE 1159.....	44
Tabla 2.4: Clasificación de los transitorios de voltaje.....	46
Tabla 3.1: Requisitos de precisión para las medidas de la corriente, voltaje y potencia. ...	69
Tabla 3.2: Niveles de prueba y duración para caídas de voltaje.	71
Tabla 3.3: Niveles de prueba y duraciones recomendadas para interrupciones breves.	71
Tabla 3.4: Duración de las variaciones de voltaje.....	72
Tabla 3.5. Límites de distorsión armónica de corriente en sistemas de 120 V a 69 kV.	75
Tabla 3.6. Límites de distorsión armónica de voltaje.....	76
Tabla 3.7. Límites según la norma EN 50160.	77
Tabla 3.8. Puntos de medición para la calidad del producto.	78
Tabla 3.9. Límites del índice nivel de voltaje.....	79
Tabla 3.10. Límites de armónicos de voltaje en porcentaje del voltaje nominal según ARCERRNR 002/20.	81
Tabla 3.11. Límites máximos de los armónicos de voltaje según ARCONEL 004/15.....	84
Tabla 3.12. Límites máximos de los indicadores de severidad del parpadeo (flicker).	85
Tabla 4.1: Características técnicas del inversor GPTech de 15 kW.....	90
Tabla 4.2: Características técnicas del inversor FRONIUS de 5 kW.....	91
Tabla 4.3: Valores de voltaje RMS en la salida del inversor IFV1.....	94
Tabla 4.4: Variaciones del nivel de voltaje (máximas y mínimas) del inversor IFV1.....	95
Tabla 4.5: Índices de severidad de la largo y corto plazo del inversor IFV1.....	96

Tabla 4.6: Desbalances de voltaje en el inversor IFV1.	98
Tabla 4.7: Valores de frecuencia entrega por el inversor IFV1.	99
Tabla 4.8: Factor de distorsión armónico THD en el inversor IFV1.	100
Tabla 4.9: Valores del factor de distorsión armónica individual de voltaje en el inversor IFV1.	103
Tabla 4.10: TDD en el inversor IFV1.	104
Tabla 4.11: Valores del factor armónico individual de corriente en el inversor IFV1.	106
Tabla 4.12: Valores de voltaje RMS en la salida del inversor IFV2.	109
Tabla 4.13: Variaciones del nivel de voltaje (máximas y mínimas) del inversor IFV2.	109
Tabla 4.14: Índices de severidad de la largo y corto plazo del inversor IFV2.	111
Tabla 4.15: Desbalances de voltaje en el inversor IFV2.	112
Tabla 4.16: Valores de frecuencia entrega por el inversor IFV2.	113
Tabla 4.17: Factor de distorsión armónico THD en el inversor IFV2.	115
Tabla 4.18: Valores del factor de distorsión armónica individual de voltaje en el inversor IFV2.	117
Tabla 4.19: TDD en el inversor IFV2.	119
Tabla 4.20: Valores del factor armónico individual de corriente en el inversor IFV2.	121
Tabla 4.21: Valores de voltaje RMS en la salida del inversor IFV3.	125
Tabla 4.22: Variaciones del nivel de voltaje (máximas y mínimas) del inversor IFV3.	125
Tabla 4.23: Índices de severidad de corto y largo plazo en el inversor IFV3.	127
Tabla 4.24: Desbalances de voltaje en el inversor IFV3.	128
Tabla 4.25: Valores de frecuencia entrega por el inversor IFV3.	129
Tabla 4.26: Factor de distorsión armónico THD en el inversor IFV3.	131

Tabla 4.27: Valores del factor de distorsión armónica individual de voltaje en el inversor IFV3.	133
Tabla 4.28: TDD en el inversor IFV3.	135
Tabla 4.29: Valores del factor armónico individual de corriente en el inversor IFV3.	137
Tabla 4.30: Valores de voltaje RMS en la salida de la barra principal.....	140
Tabla 4.31: Variaciones del nivel de voltaje (máximas y mínimas) en la barra principal. .	140
Tabla 4.32: Índices de severidad de corto y largo plazo en la barra principal.	142
Tabla 4.33: Desbalances de voltaje en la barra principal.....	143
Tabla 4.34: Valores de frecuencia en la barra principal.	145
Tabla 4.35: Factor de distorsión armónico THD en la barra principal.....	146
Tabla 4.36: Valores del factor de distorsión armónica individual de voltaje en la barra principal.	148
Tabla 4.37: TDD en la barra principal.	150
Tabla 4.38: Valores del factor armónico individual de corriente en la barra principal.	152

Agradecimiento

Agradezco a Dios por brindarme salud y bendiciones para seguir adelante, a mi familia que con su apoyo hoy puedo estar un paso más cerca de convertirme en un profesional.

Agradezco al Laboratorio de Micro-Red de la Universidad de Cuenca por permitirme realizar el trabajo de titulación en sus instalaciones y facilitarme todos los equipos necesarios para lograr llevar a cabo este trabajo.

Agradezco al Ing. Esteban Albornoz por su colaboración y disponibilidad en el desarrollo de ese trabajo de titulación.

Dedicatoria

Dedico el presente trabajo de titulación a mi familia, que siempre me ha apoyado incondicionalmente a lo largo de este trayecto universitario y en cada etapa de mi vida, pues sin su apoyo y comprensión hoy no estaría tan cerca de ver mis objetivos cumplidos.

Glosario de términos

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers.

IEC International Electrotechnical Commission.

EN Comité Europeo de Normalización

AC Corriente Alterna

DC Corriente Continua

ARCONE Agencia de Regulación y Control de Electricidad

ARCERNNR Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables

S.I. Sistema Internacional

RMS Valor Eficaz

THD Factor de Distorsión Armónica Total de Voltaje

TDD Factor de Demanda Total

UPS Uninterruptible Power Supply

1. Generalidades

1.1 Introducción

En la actualidad, la energía eléctrica se ha convertido en una necesidad vital para la sociedad, esto es debido a que ese tipo de energía permite realizar un sin número de actividades en la gran mayoría de los campos de desarrollo y bienestar humano, que de otra manera no se podrían llevar a cabo.

El aumento de la demanda de energía eléctrica como respuesta al incremento de la población, conlleva un mayor uso de equipos que cada vez son más sensibles a las variaciones de los parámetros eléctricos. Para satisfacer esta demanda creciente se busca continuamente nuevas formas de generar electricidad mediante fuentes renovables además, con los continuos avances tecnológicos como ya se mencionó los equipos son cada vez más sensibles a las deformaciones de onda de voltaje y corriente generadas por el uso cada vez más abundante de controladores y sistemas electrónicos en las nuevas tecnologías, de modo que se requiere que la calidad de la energía eléctrica sea mejor, con el fin de evitar problemas ligados con la misma, como los daños o averías de equipos electrónicos altamente sensibles o disminución de la vida útil de motores, conductores eléctricos, entre otros.

El análisis de la calidad de energía realizado en este trabajo en el sistema solar fotovoltaico del laboratorio de la Micro-Red del campus Balzay de la Universidad de Cuenca, recoge los datos de los parámetros relevantes de la calidad eléctrica que deforman las ondas de voltaje y corriente que se describen en la regulación nacional vigente.

En primera instancia, se identifican las diferentes perturbaciones que afectan la forma de onda de voltaje y los parámetros con los que se pueden medir, para realizar los análisis de estos eventos en la red, en el caso de las ondas de corriente se analizan los factores ligados con los armónicos que se producen por el uso de elementos semiconductores en equipos eléctricos y electrónicos.

Para la adquisición de los datos correspondientes se utilizará el equipo medidor de calidad de energía eléctrica Fluke 435 serie II, que es capaz de presentar gráficos a través del tiempo y diagramas de barras estadísticos que facilitan el análisis de los valores de los parámetros de la calidad de energía. Los puntos de medición seleccionados con el fin de realizar las mediciones pertinentes de los diferentes parámetros que afectan la calidad de energía en el laboratorio de la Micro-Red corresponden a las salidas de energía generada por el sistema solar fotovoltaico.

Los datos obtenidos serán analizados principalmente en función de la regulación ARCERNR 002/20, emitida por la Agencia de Regulación y Control de Energías y Recursos Naturales No

Renovables, que se encuentra vigente, además de las normas internacionales IEC, IEEE y EN encargadas de determinar los rangos en los que los parámetros de la calidad de energía deben encontrarse.

1.2 Antecedentes

La energía proveniente del sol ha sido utilizada y aprovechada directa e indirectamente por la humanidad desde la antigüedad, pero apenas en 1839 se descubre el efecto fotovoltaico con lo cual se puede obtener energía eléctrica a partir de la energía solar mediante ciertos materiales que absorben la luz; en 1956 se descubre que el silicio es un elemento con el que se puede aprovechar de mejor manera el efecto fotovoltaico y los paneles solares se empiezan a fabricar de forma comercial con una eficiencia bastante baja, por lo que sus primeras implementaciones fue en el campo de la exploración espacial. Luego de varios años de investigación se creó la primera granja solar en la década de los ochentas (80s), siendo capaz de generar un megavatio en operación normal. En los dos mil (2000) se populariza el uso de paneles para la generación eléctrica y actualmente se utilizan frecuentemente en modelos de generación distribuidas como las microrredes.

Tradicionalmente, los sistemas eléctricos se han caracterizado por su generación centralizada, en donde las centrales son de gran tamaño y se encuentran alejadas a una distancia considerable de los consumidores, lo que produce pérdidas de energía en el transporte de la misma. Sin embargo, en la actualidad se ha empezado a implementar sistemas eléctricos distribuidos en el que las fuentes de generación se encuentran próximas a los consumidores, por lo que estas centrales son más pequeñas y por lo general utilizan energías renovables no convencionales en su funcionamiento.

La Micro-Red del campus Balzay de la Universidad de Cuenca se inicia con la creación del proyecto de centro científico, tecnológico y de investigación Balzay en el año 2012 y se logra obtener la financiación para el mismo en el año 2013, la Micro-Red entra en funcionamiento con la generación eléctrica fotovoltaica en el año 2019 permitiendo a los estudiantes la posibilidad de desarrollar diferentes proyectos de investigación y trabajos de titulación que permitan contribuir al cambio de la matriz energética e innovación de la misma.

Por otra parte, los equipos eléctricos por los avances tecnológicos requieren de energía eléctrica más confiable por lo que la calidad de energía de la red toma un papel importante al momento de alimentar a las cargas que cada vez utilizan más componentes no lineales que deforman las formas de onda del voltaje y corriente por lo que se han desarrollado una serie de normas y regulaciones que se encargan de establecer los rangos de los diferentes parámetros de la calidad de energía eléctrica para que los equipos puedan funcionar

correctamente sin ningún inconveniente. La regulación nacional vigente actualmente es la ARCERNNR 002/20 que se apoya en las normas internacionales IEC 61000-4 y las normas IEEE, en las cuales se describen varios fenómenos que pueden afectar la calidad de energía de la red eléctrica.

1.1. Justificación y Alcance

Gracias a la energía eléctrica se pueden realizar un sin número de actividades que antiguamente se creían imposibles o poco viables, siendo esta energía un elemento clave para el crecimiento económico, el avance tecnológico y la mejora en la calidad de vida, por lo que esta debe satisfacer cierto estándar de calidad con el fin de cubrir las necesidades de la forma más segura, eficiente y barata posible.

La Micro-Red del campus Balzay produce energía mediante su sistema solar fotovoltaico, que se encarga de alimentar los diferentes equipos que se utilizan en los proyectos de investigación de la Facultad de Ingeniería, los excedentes generados se envían a la red de distribución y cubren parte de la demanda de las cargas cercanas.

Para garantizar un funcionamiento óptimo de las cargas conectadas a la Micro-Red se verificará que los parámetros de calidad de energía cumplan con la regulación vigente en el país y con las normas internacionales IEC e IEEE a las que se hace referencia en dicha regulación. El trabajo de titulación presente analizará la calidad de energía proveniente del sistema solar fotovoltaico de la Micro-Red con el que se podrá brindar una descripción técnica sobre los niveles de voltaje, parpadeos (flicker), armónicos, etc. De modo que los equipos usados en las investigaciones de la Micro-Red y los datos obtenidos de estas sean confiables y no se vean afectados por una posible energía eléctrica deficiente, además de que los usuarios sientan seguridad y confianza al utilizar sus equipos eléctricos y electrónicos.

1.2. Objetivos

1.2.1 Objetivo General

- Analizar la calidad de energía eléctrica que entrega la Microrred del campus Balzay de la Universidad de Cuenca a la red pública.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Revisar los aspectos más importantes de la regulación ARCERNNR 002/20, las normas IEC 61000-4-7/-11/-15/-30 y la norma IEEE Std. 519.
- Realizar mediciones de energía eléctrica mediante el analizador de calidad de energía eléctrica.

- Analizar los datos obtenidos del medidor de calidad de energía eléctrica (armónicos, frecuencia, voltaje y corriente) y verificar que se encuentren dentro de los límites permitidos en la regulación ARCERNR 002/20.

1.3. Metodología

Existen varios parámetros que pueden afectar la calidad de energía eléctrica en la red de distribución, los cuales se rigen mediante normas y regulaciones que ayudan a mantener una energía segura y confiable para su uso, por lo cual, se realiza una revisión teórica sobre dichos parámetros con el fin de tener un conocimiento más profundo sobre los eventos que pueden afectar la calidad de energía y tener un mejor desenvolvimiento al momento de realizar el análisis.

Además de la revisión teórica de los parámetros ligados a la calidad de energía eléctrica se realiza una revisión de la regulación nacional vigente y las normas a las que dicha regulación hace referencia, de modo que se pueda tener conocimiento de los rangos en los cuales deben encontrarse los valores de los parámetros y el período de tiempo en el que deben tomarse las medidas para que sean consideradas válidas.

La toma de medidas se realizará en la salida de cada inversor del sistema solar de la Micro-Red y en la barra principal que se conecta a la red de distribución mediante el analizador de la calidad de energía que registrará los valores de voltaje, flickers, armónicos, desbalance de voltaje y frecuencia. Posteriormente se realizará el análisis de los datos obtenidos utilizando el programa Power Log 430-II que da una mayor facilidad a la visualización de datos de forma que se pueda verificar fácilmente si se encuentran dentro de los rangos establecidos en la regulación vigente y en las normas ligadas a esta.

Mediante el análisis se podrá establecer si la calidad de energía que genera el sistema solar de la Micro-Red es adecuada o si puede causar problemas a las cargas y a la red de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur S.A.

2. Marco Teórico

2.1 Energía Solar Fotovoltaica

2.1.1 Energía solar

Es la energía que produce el Sol como resultado de los procesos de fusión nuclear de sus átomos de hidrógeno, que libera una gran cantidad de energía radiante que llega a la Tierra en forma de fotones (luz) e interactúan con la atmósfera y la superficie terrestre (Orbegozo & Arivilca, 2010). Energías renovables como la energía eólica, la energía hidráulica o la biomasa son energías que se obtienen de forma indirecta a partir de la energía entregada por el Sol.

2.1.2 Radiación, Irradiancia e Irradiación solar

La radiación solar es la radiación proveniente del Sol en forma de ondas electromagnéticas que atraviesa el espacio en todas direcciones. Al pasar por la atmósfera terrestre la radiación se ve afectada debido a procesos de reflexión, atenuación y difusión (Perpiñán, 2013); por lo que se distinguen tres tipos de radiación:

Radiación directa: es una porción de la radiación solar que incide directamente sobre la superficie terrestre (Perpiñán, 2013).

Radiación difusa: es la porción de la radiación solar que se dispersa al llegar a la atmosfera terrestre y por tanto depende del lugar de procedencia (Perpiñán, 2013).

Radiación reflejada o albedo: es la porción de la radiación solar que se refleja en el suelo o masas de agua como el mar (Perpiñán, 2013).

Los tres tipos de radiación descritas anteriormente se pueden comprender de mejor manera observando la Figura 2.1, en donde se aprecia claramente cada tipo de radiación.

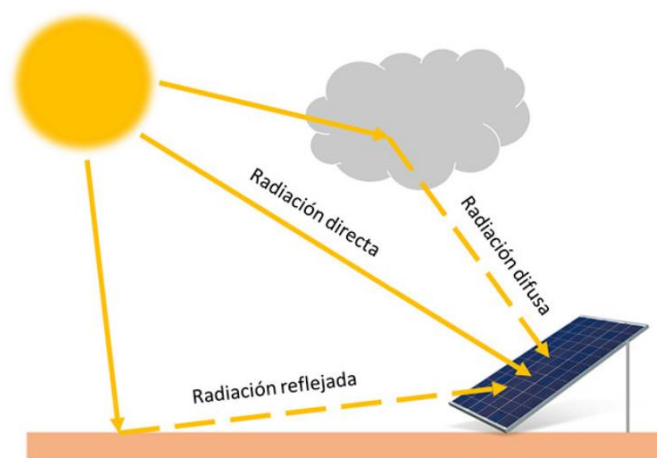


Figura 2.1: Tipos de radiación solar (Narva, 2020).

La irradiancia solar es una magnitud usada para referirse a la potencia de la radiación solar por unidad de área incidente cuyas unidades en el S.I. son W/m^2 (Perpiñán, 2013).

La irradiación solar es una magnitud que mide la energía de radiación solar por unidad de área incidente en un tiempo determinado cuyas unidades en el S.I. son Wh/m^2 (Perpiñán, 2013).

2.1.3 Efecto Fotovoltaico

Es un efecto que transforma la energía solar en energía eléctrica, esto se da cuando los fotones procedentes de la radiación solar inciden sobre una celda solar y son absorbidos por la misma; los fotones absorbidos liberan electrones que se encuentra en el interior de la celda produciendo una corriente eléctrica (Orbegozo & Arivilca, 2010). Esto se puede apreciar en la Figura 2.2, en donde se ve el funcionamiento de una celda solar el cual se basa en el efecto fotovoltaico.

2.1.4 Celda Solar

La celda solar es un dispositivo que usa el efecto fotovoltaico para transformar la energía solar en energía eléctrica, este dispositivo está compuesto de silicio tipo p (silicio dopado con fósforo) que posee electrones extra y de silicio tipo n (silicio dopado con boro) el cual carece de electrones, dejando huecos en su estructura (Perpiñán, 2013). La unión de estos materiales, unión p-n, desplaza los electrones debido a la energía adquirida por medio de los fotones incidentes en la celda solar (efecto fotovoltaico), (Perpiñán, 2013). Las partes de la celda solar y su funcionamiento se ilustran en la Figura 2.2.

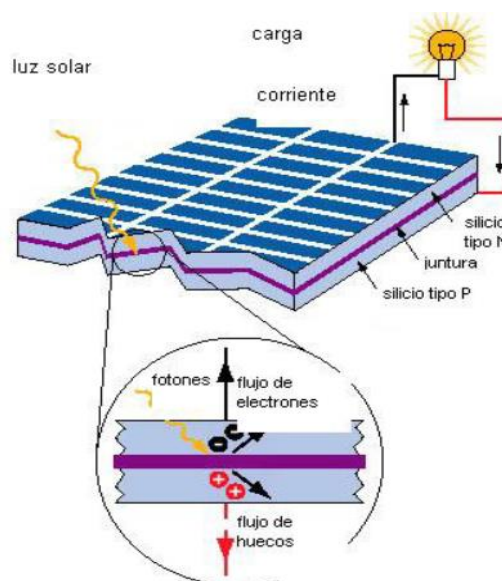


Figura 2.2: Celda solar, partes y funcionamiento (Mercado Eléctrico, 2012).

Factores externos como la temperatura ambiental y la iluminación incidente, tienen una influencia directa en la producción de electricidad en la celda. Al aumentar la temperatura del ambiente se reduce el voltaje en circuito abierto, mientras que al aumentar la iluminación incidente se aumenta la corriente producida, es decir la corriente producida es proporcional a la radiación de la iluminación incidente (Perpiñán, 2013).

2.1.5 Módulo y Generador Fotovoltaico

Las celdas solares por si solas no son capaces de alimentar las cargas eléctricas convencionales, por lo que se debe realizar agrupaciones en serie y paralelo para entregar la corriente y voltaje necesarios (Perpiñán, 2013). Un módulo fotovoltaico es la agrupación de varias celdas solares en un solo cuerpo que se encarga de proteger y aislar de forma eléctrica y mecánica del exterior (Orbegozo & Arivilca, 2010; Perpiñán, 2013). Las partes de un módulo fotovoltaico se pueden observar en la Figura 2.3.



Figura 2.3: Partes de un módulo fotovoltaico (Seguí, s.f.).

Un generador fotovoltaico es una configuración de varios módulos fotovoltaicos que deben cubrir las necesidades de la aplicación que se desee implementar (Perpiñán, 2013). Un esquema de una asociación de módulos fotovoltaicos que conforman un generador fotovoltaico se puede apreciar en la Figura 2.4.

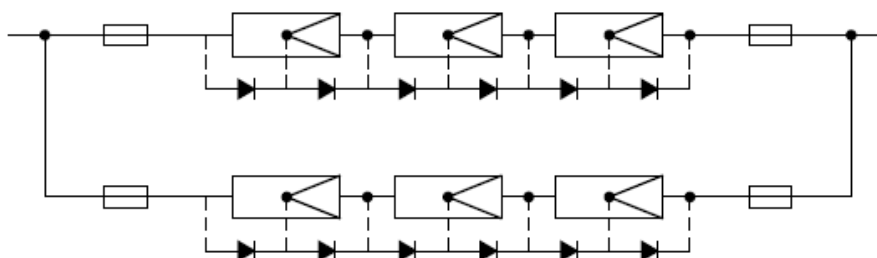


Figura 2.4: Esquema de un generador fotovoltaico (Perpiñán, 2013).

2.1.6 Inversor

La potencia suministrada por el generador fotovoltaico es de corriente continua DC por lo que debe ser transformada a corriente alterna AC para suministrar energía a las cargas, debido que estas funcionan tradicionalmente en corriente alterna (Orbegozo & Arivilca, 2010), por lo que se necesita de un inversor, el cual es un elemento que transforma la corriente continua en corriente alterna. Los inversores frecuentemente tienen incluido algoritmos de búsqueda del punto de máxima potencia que busca maximizar la generación eléctrica con la radiación solar presente a lo largo del día (Perpiñán, 2013). La salida de un inversor puede ser monofásica (potencia inferior a 5 KW) o trifásica.

Dependiendo del tipo de conexión con el generador fotovoltaico, existen varias clases de topologías para sistemas conectados a la red, las cuales se enlistan a continuación:

Inversor central: Un solo inversor encargado de convertir la corriente DC en corriente AC proveniente de un generador o conjunto de generadores fotovoltaicos, (ver Figura 2.5a) permiten minimizar costes y maximizar la eficiencia, son recomendables en instalaciones de medio o gran tamaño (Perpiñán, 2013). Sin embargo, presentan algunas complicaciones al transportar las corrientes sumamente altas del sistema, por lo que se requiere aumentar la sección de los conductores complicando la instalación (Cossoli, Firman, Cáceres, & Bussi, 2015).

Inversor orientado a rama (String): Un inversor se encarga de transformar la corriente en cada rama del generador (ver Figura 2.5b), (Perpiñán, 2013). Es útil en sistemas de integración arquitectónica por su fácil adaptabilidad a las condiciones de funcionamiento;

Inversor multi-rama (Multi-String): Esta topología usa un convertidor DC-DC por cada rama del generador, (ver Figura 2.5c) cuya ventaja es la de reducir el nivel de voltaje en los bornes de la rama, este voltaje será llevado hacia un inversor que realizará las conversiones correspondientes para alimentar a las cargas (Cossoli, Firman, Cáceres, & Bussi, 2015).

Inversor modulo AC (Micro-inversor): Un inversor conectado a un módulo del generador fotovoltaico (ver Figura 2.5d), (Perpiñán, 2013). Estos se utilizan en pequeños sistemas de entornos urbanos, en donde se aprovechan estructuras o edificios existentes, lo que favorece el acoplamiento arquitectónico y facilita una ampliación posterior del sistema (Cossoli, Firman, Cáceres, & Bussi, 2015).

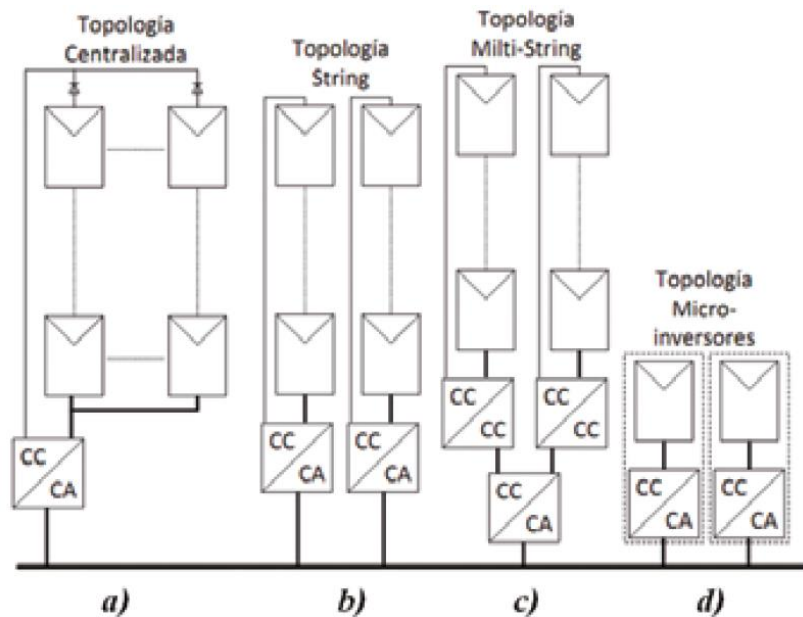


Figura 2.5: a) Topología con inversor central. b) Topología con inversor string. c) Topología con inversor multi-string. d) Topología con micro-inversor (Cossoli, Firman, Cáceres, & Bussi, 2015).

En el caso de sistemas aislados de la red, es necesario un inversor si se requiere alimentar cargas de corriente alterna, este equipo se conectará en el regulador y su funcionamiento es similar al de los inversores con conexión a la red (Perpiñán, 2013).

El principal elemento que compone un inversor es el puente de conmutación, el cual posee un conjunto de transistores de potencia (MOSFETs o IGBTs, principalmente) que, al estar conectados a una fuente de voltaje continua, se conmutan de forma controlada y se pueden obtener ondas alternas de voltaje y corriente en la salida del equipo (Perpiñán, 2013).

2.1.7 Baterías Solares

Una batería solar es un acumulador electroquímico capaz de almacenar la energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico, mediante una conversión en energía electroquímica y suministrarla a las cargas cuando estas lo necesiten (Orbegozo & Arivilca, 2010; Perpiñán, 2013). Las baterías ayudan a tener un buen funcionamiento y estabilizar el sistema fotovoltaico evitando fluctuaciones dañinas para las cargas; además de brindar autonomía al sistema, al satisfacer la demanda de las cargas independientemente de la generación (Perpiñán, 2013).

El objetivo de las baterías en un sistema solar fotovoltaico es almacenar el excedente de energía producido en el día y tener una reserva que provea de energía en caso de existir poca generación eléctrica por una radiación solar baja (días nublados), (Orbegozo & Arivilca, 2010).

2.1.8 Sistema solar fotovoltaico off-grid (aislado)

Un sistema solar off-grid es un sistema de generación eléctrica fotovoltaica que no se encuentra conectado a una red eléctrica, es decir la generación eléctrica solo depende de los generadores fotovoltaicos y de la radiación solar existente en el lugar en el que se encuentre el sistema (López & López, 2022; Orbegozo & Arivilca, 2010; Perpiñán, 2013). Estos sistemas aislados se utilizan en áreas rurales remotas en donde no se puede conectar a la red eléctrica.

Los principales elementos que componen este tipo de sistemas solares fotovoltaicos son: el generador fotovoltaico (módulos fotovoltaicos), baterías (elementos de acumulación de energía eléctrica), regulador de carga (equipo de control), inversor (convertidor DC/AC) y cargas (radio, TV, luminarias, etc.), (Orbegozo & Arivilca, 2010), estos elementos se pueden apreciar en la Figura 2.6, en donde se puede observar el orden en el que los equipos deben ser conectados.

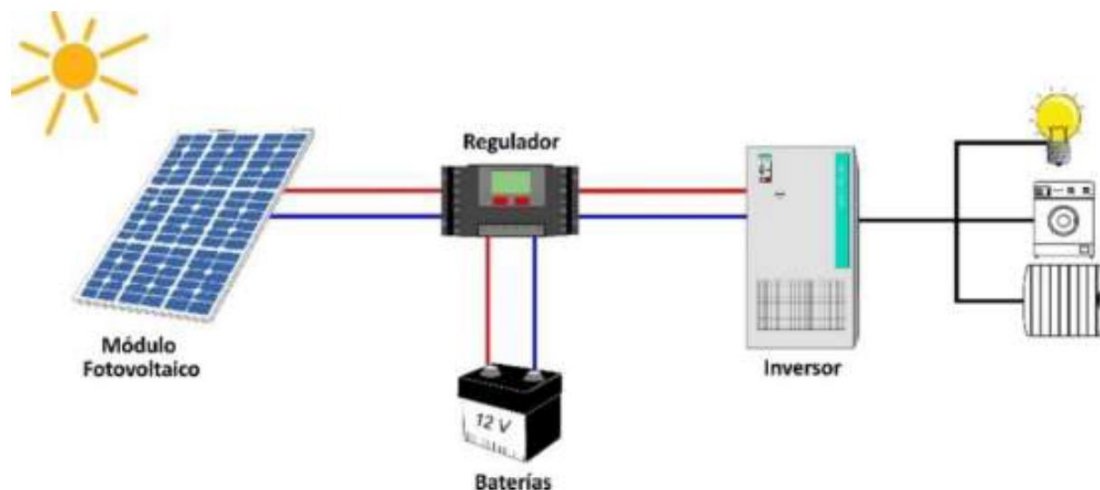


Figura 2.6: Componentes de un sistema solar fotovoltaico off-grid (López & López, 2022).

En este tipo de sistemas las baterías son las encargadas de almacenar la energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico, para que esta puede ser utilizada en cualquier momento del día y no solo cuando exista una cantidad de radiación solar adecuado para la generación eléctrica (Orbegozo & Arivilca, 2010).

2.1.9 Sistema solar fotovoltaico on-grid (conectado a la red)

Un sistema solar on-grid es un sistema de generación eléctrica fotovoltaica que debe producir energía en condiciones adecuadas debido a que, se encuentra conectado a la red eléctrica de distribución (Perpiñán, 2013), razón por la cual este tipo de sistemas no requieren de baterías para su funcionamiento y son capaces de inyectar o extraer energía de la red en función del excedente o déficit de energía generada. La conexión de este sistema se puede

observar en la Figura 2.7, en donde se presenta la conexión de los elementos que componen el sistema solar fotovoltaico on-grid y su interacción con la red eléctrica.

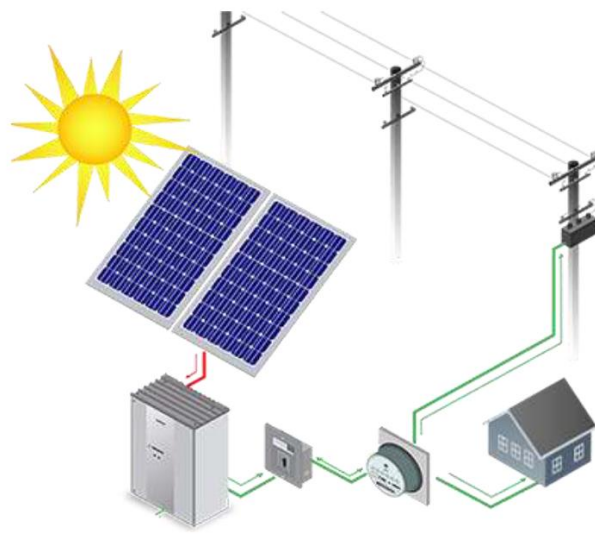


Figura 2.7: Sistema solar fotovoltaico on-grid (López & López, 2022).

Los principales elementos que componen los sistemas fotovoltaicos on-grid son: generador fotovoltaico (módulos fotovoltaicos), inversor (convertidor DC/AC), protecciones eléctricas y medidor bidireccional (López & López, 2022; Perpiñán, 2013).

La energía solar captada por el generador fotovoltaico será convertida en energía eléctrica de corriente continua DC, que dependiendo del tamaño del sistema solar fotovoltaico será enviada a uno o varios inversores que transformaran la corriente continua en alterna AC, la cual debe estar dentro de los valores permitidos por la red eléctrica para alimentar adecuadamente a las cargas e interconectarse con la red (Perpiñán, 2013). Los inversores no se conectan directamente con la red eléctrica, sino mediante un medidor bidireccional que identifica si se ha entregado o consumido energía de la red eléctrica.

Entre los sistemas eléctricos fotovoltaicos on-grid pueden diferenciarse entre los que se encuentran instalados sobre el suelo y los que se encuentran instalados sobre una edificación (Perpiñán, 2013).

Los sistemas instalados sobre el suelo tienen el objetivo de maximizar la producción de energía anual, al menor coste y ocupación de terreno posible; en este caso estos sistemas se pueden clasificar en sistemas estáticos y en sistemas de seguimiento. Los sistemas estáticos son los que poseen una inclinación y orientación que permanece fija e inalterada (Perpiñán, 2013). En cambio, los sistemas de seguimiento buscan la máxima radiación solar incidente y giran los módulos fotovoltaicos en dicha dirección con el fin de generar una mayor

cantidad de energía eléctrica (Perpiñán, 2013). Los sistemas instalados sobre el suelo poseen potencias alrededor de los 100 KW, por lo que suelen entregar la energía generada en rangos de voltaje de media tensión (Perpiñán, 2013).

Los sistemas instalados en una edificación suelen ser más complejos que los instalados en el suelo, debido a que el edificio exige tomar en cuenta varios factores que condicionan la ubicación y configuración del generador fotovoltaico, por lo que no se puede elegir la inclinación y orientación del mismo para maximizar la producción de energía eléctrica, sino que estas se encuentran sujetas a las características de la edificación (Perpiñán, 2013). La energía generada será consumida parcial o totalmente por el edificio en donde se encuentra el sistema de generación y por las cargas cercanas al mismo (Perpiñán, 2013). Usualmente, este tipo de sistemas no superan los 100 KW de potencia y su conexión a la red eléctrica se da con frecuencia en baja tensión (Perpiñán, 2013).

2.1.10 Sistema solar fotovoltaico híbrido

Este sistema funciona de forma similar a un sistema fotovoltaico on-grid, con la diferencia de que se implementa un subsistema de alimentación compuesto por la regulación de carga y las baterías (López & López, 2022). Estos sistemas híbridos han cobrado gran relevancia debido a su uso potencial en zonas urbanas cercanas a la red eléctrica.

Los componentes de los sistemas híbridos son: generador fotovoltaico (módulos fotovoltaicos), convertidores DC/DC, regulador de carga, baterías, inversor (convertidor DC/AC), protecciones eléctricas y medidor bidireccional; lo que se puede observar en la Figura 2.8.

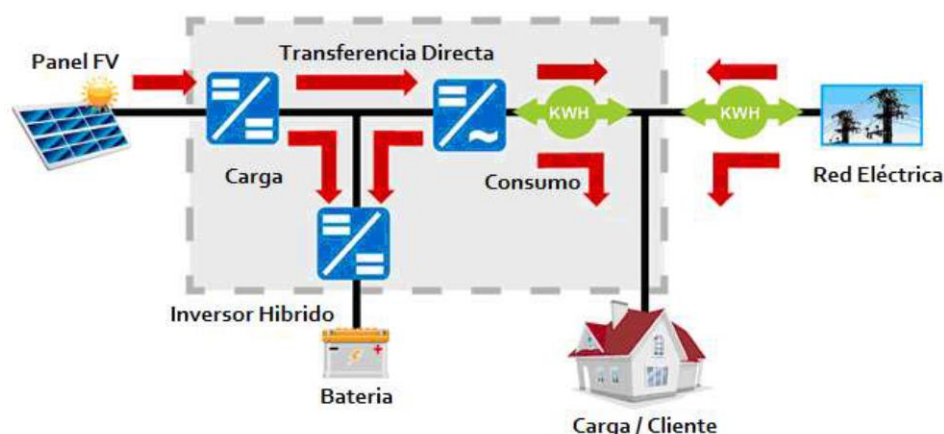


Figura 2.8: Sistema solar fotovoltaico híbrido (López & López, 2022).

2.2 Microrredes

2.2.1 ¿Qué es una Microrred?

El término microrred ha cobrado cada vez más relevancia en la última década, como un sistema eléctrico conformado por diferentes tipos de fuentes de generación, en su gran mayoría renovables con posibilidad de almacenar energía mediante baterías; cuyo objetivo es asegurar la continuidad del servicio, donde la calidad de energía es un factor relevante (González, Cusgüen, Mojica-Nava, & Pavas, 2017; Navarro, 2020). Por lo que, una microrred es un sistema de distribución eléctrica local que está compuesto de varios generadores, cargas y sistemas de almacenamiento en el que la energía se transmite de manera bidireccional, de forma tal, que los consumidores pueden ser generadores y proporcionar energía a la red en determinados casos, permitiendo a la microrred funcionar sin necesidad de conectarse a red eléctrica de distribución (González, Cusgüen, Mojica-Nava, & Pavas, 2017; Navarro, 2020). Esto se ilustra en la Figura 2.9, en donde se muestra un ejemplo de una microrred típica.

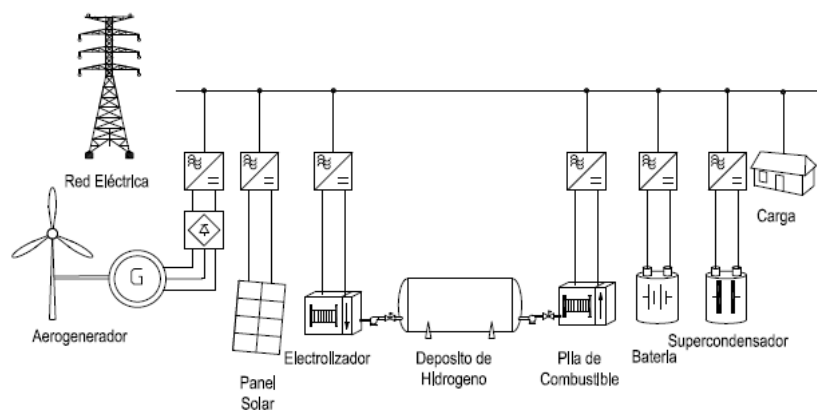


Figura 2.9: Ejemplo de microrred conectada a la red (Bordons, García-Torres, & Valverde, 2015).

La principal característica de una microrred es la de funcionar eficientemente tanto, conectada a la red como, de forma aislada; funcionando la mayor parte del tiempo con conexión a la red (Navarro, 2020). Por lo que, los sistemas de almacenamiento poseen una gran importancia en las microrredes, debido a que aumentan la confiabilidad del sistema eléctrico.

En conexión a la red, la frecuencia y el voltaje son determinados por la red eléctrica de distribución, y la importación y exportación de energía serán determinadas por criterios de operación (control de potencia activa y reactiva) y por criterios económicos (Bordons, García-Torres, & Valverde, 2015). El funcionamiento en modo aislado puede ocasionarse por situaciones de mantenimiento planificado o por calidad de energía deficiente en la red que puede poner en peligro la operación de la microrred (Bordons, García-Torres, & Valverde, 2015).

Para que un sistema sea considerado una microrred (no todos los sistemas conformados de fuentes distribuidas son considerados microrredes), necesita de un subsistema de control y optimización de energía que no puede implementarse en cualquier carga (Navarro, 2020). Sin embargo, los equipos en los que se pueden aplicar técnicas de control y optimización son cada vez más accesibles.

2.2.2 Importancia de la implementación de Microrredes

Los sistemas eléctricos tradicionales se caracterizan por una generación de energía eléctrica centralizada, lo que requiere de centrales de generación y sistemas de transmisión de gran tamaño, produciéndose pérdidas considerables, tanto económicas como energéticas, en la transmisión eléctrica (Navarro, 2020). Por otro lado, las microrredes poseen una generación local de energía eléctrica, es decir, la generación se encuentra en puntos cercanos a los consumidores de forma tal, que las pérdidas disminuyen de forma considerable, en este marco cobra relevancia el uso de energías renovables por parte de las microrredes, que permiten reducir los gases de efecto invernadero (Navarro, 2020).

2.2.3 Ventajas de las Microrredes

2.2.3.1 Eficiencia:

Debido a la cercanía entre los generadores de energía y los consumidores, las pérdidas de transporte son muy pequeñas; además los sistemas de optimización de energía en la microrred aumentan la vida útil de los elementos en la misma mejorando la calidad de energía (Navarro, 2020).

2.2.3.2 Reducción de costos:

En el momento que la microrred se encuentre en funcionamiento es posible optimizar costos y si se encuentra conectada a la red es posible vender energía a la misma, obteniendo beneficios económicos (Navarro, 2020).

2.2.3.3 Disminución de emisiones:

Las microrredes al estar compuestas mayormente de fuentes de generación renovable (generación fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica, etc.), reducen la emisión de gases contaminantes ligados a los generadores eléctricos que usan combustibles fósiles como combustible (Navarro, 2020).

2.2.3.4 Seguridad de suministro:

Una microrred puede entregar energía a consumidores cercanos en caso de un corte de energía en la red eléctrica. Así mismo, al estar conectada a la red ayuda a mantener la frecuencia del sistema estable, y permite controlar los consumos de potencia activa y reactiva (Navarro, 2020).

2.2.3.5 Mejora de la confiabilidad:

La confiabilidad es usualmente evaluada en términos del sistema, promedio de frecuencia de interrupción del servicio al cliente y la duración de la misma (González, Cusgüen, Mojica-Nava, & Pavas, 2017). De este modo, cuando se implementa una microrred los valores de frecuencia promedio de interrupción y duración pueden disminuir significativamente, debido al sistema de control de la microrred que permite una operación aislada de la red eléctrica.

2.2.4 Desventajas de las Microrredes

2.2.4.1 Limitaciones de las energías renovables:

Las energías renovables poseen varias limitaciones como la falta de viento en el caso de la energía eólica o un día nublado en el caso de la energía solar fotovoltaica, razón por la cual, la energía obtenida a través de fuentes renovables no es continuo y se debe implementar algún tipo de equipo de almacenamiento o un sistema con conexión a la red eléctrica con el fin de compensar cualquier deficiencia de energía

2.2.4.2 Desventajas del uso de energías renovables:

Las Microrredes al componerse en su mayoría de fuentes de generación de energía renovable comparten también las desventajas de utilizar fuentes de energía renovable tales como: la dependencia de fenómenos atmosféricos, el uso de una gran cantidad de terreno, requiere mayor inversión inicial, etc.

2.2.4.3 Uso de inversores:

Dado que las Microrredes utilizan energías renovables como la energía solar fotovoltaica y fuentes de almacenamiento de energía, es necesario el uso de inversores que transformen la corriente continua DC en corriente alterna AC con el fin de alimentar a las diversas cargas que se conectan en este circuito. El comportamiento no lineal de los inversores puede afectar negativamente la calidad de energía eléctrica que se entrega a las cargas.

2.2.5 Tipos de Microrredes

2.2.5.1 Off-grid Microgrids:

Son microrredes que no tienen la posibilidad de conectarse a la red eléctrica, funcionando de forma aislada, debido a diferentes factores asociados principalmente a problemas geográficos y económicos (Navarro, 2020).

2.2.5.2 Campus Microgrids:

Son aquellas que se encuentran conectadas a la red eléctrica, pudiendo funcionar también de forma aislada durante cierto tiempo (Navarro, 2020). En este tipo de microrredes la generación y la carga pueden encontrarse en un mismo espacio lo que permite una gestión más eficiente.

2.2.5.3 Community Microgrids:

Estas microrredes se encuentran conectadas a la red eléctrica con el fin de suministrar energía a clientes que se encuentran dentro de una comunidad determinada (Navarro, 2020). Este tipo de microrredes no funcionan de forma aislada.

2.2.5.4 District Energy Microgrids:

Son las que proporcionan tanto energía eléctrica, como energía térmica en sus instalaciones, logrando una mayor eficiencia y optimización de recursos (Navarro, 2020).

2.2.5.5 Nanogrids:

Este tipo de microrredes se encuentran en un solo edificio independiente, razón por la cual deben ser de un tamaño reducido; es decir, es un sistema eléctrico de escala pequeña cuyo objetivo es proporcionar energía a un solo edificio (Navarro, 2020).

2.2.6 Estrategias de Control

El control de una microrred tiene el objetivo de proporcionar energía eléctrica a las cargas mediante el uso de generación y equipos de almacenamiento, de forma eficiente y confiable en condiciones normales y durante contingencias independientes a la conexión a la red (Bordons, García-Torres, & Valverde, 2015).

Las estrategias de control, particularmente en operación aislada, pueden ser técnicas distintas a las usadas en sistemas convencionales de gran potencia, estas estrategias son seleccionadas según las necesidades y los posibles casos de operación (González, Cusgüen, Mojica-Nava, & Pavas, 2017).

Dentro del control jerárquico de la microrred, el control primario se usa para el momento de conexión a la red, este control opera en un tiempo rápido y mantiene estable el voltaje y la frecuencia ante variaciones en la generación o en las cargas; el control secundario establece la arquitectura de control del sistema y se encarga de eliminar cualquier tipo de error introducido por el control primario, además de sincronizar las transiciones de modo aislado a conexión a la red; finalmente el control terciario gestiona el control de los flujos de potencia entre la red de distribución y la microrred para obtener una operación óptima en un tiempo más amplio (Bordons, García-Torres, & Valverde, 2015; González, Cusgüen, Mojica-Nava, & Pavas, 2017).

La arquitectura de control es una organización de un sistema, de sus componentes, las formas en las que estos se relacionan entre sí y los principios de funcionamiento de su diseño (Navarro, 2020). Existen varias arquitecturas de control, de las cuales se destacan la centralizada, descentralizada y distribuida.

La arquitectura de control centralizada posee una mayor precisión, ya que las acciones de control son realizadas por un solo controlador central (González, Cusgüen, Mojica-Nava, & Pavas, 2017), que recibe todas las señales de los diferentes sensores del sistema y envía valores a los actuadores para un correcto funcionamiento (Navarro, 2020).

En cambio, la arquitectura de control descentralizada posee varios controladores para resolver los problemas de control del sistema, con una reducción de recurso computacional, pero también con una reducción en la precisión del controlador dado que los datos de entrada y salida pueden solaparse (González, Cusgüen, Mojica-Nava, & Pavas, 2017; Navarro, 2020).

La arquitectura de control distribuida, es una arquitectura intermedia entre las dos anteriores. En esta topología cada subsistema posee un objetivo de control diferente a los demás y debido a que los problemas de control se encuentran interrelacionados, los subsistemas se pueden coordinar entre sí; requiriendo de un mayor ancho de banda en el sistema de comunicación (Navarro, 2020).

2.3 Calidad de energía

2.3.1 Concepto de calidad de energía

El término “calidad” se entiende como el conjunto de características de un servicio, producto o proceso que le confieren de cierto nivel de excelencia, mientras que la “energía eléctrica” es considerada una magnitud física sujeta a la evaluación de sus atributos (Ramírez & Cano, 2006); por tanto, la calidad de energía eléctrica es la precisión de un conjunto de características eléctricas para el funcionamiento óptimo de un sistema eléctrico (Ramírez & Cano, 2006). Como en cualquier producto, a mejor calidad de energía mayor será el precio del KWh y los costos de operación serán menores, un equilibrio entre estos dos aspectos determina la calidad óptima de energía (Ramírez & Cano, 2006).

Según la regulación ARCERNNR 002/20 la calidad de servicio de energía eléctrica es un conjunto de atributos técnicos y comerciales ligados a la prestación del servicio, las cuales constituyen las condiciones bajo las cuales dicha prestación debe desarrollarse (ARCERNNR, Regulación No. ARCERNNR 002/20. Calidad de servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, 2020); esta regulación considera los siguientes aspectos: calidad del producto (nivel de voltaje, perturbaciones de onda de voltaje), calidad del servicio técnico (frecuencia y duración de las interrupciones) y calidad del servicio comercial (atención de solicitudes, tiempo de respuesta, reclamos de consumidores, etc.), (ARCERNNR, 2020).

El voltaje suministrado a los usuarios se caracteriza por cinco parámetros básicos: magnitud, frecuencia, forma de onda, continuidad y desbalance. Con lo cual la calidad del producto

puede definirse en términos de las variaciones y desviaciones de estos parámetros y de sus valores predeterminados (Ramírez & Cano, 2006). Por tanto, la calidad del producto describe las variaciones de voltaje, principalmente hace referencia a: fluctuaciones de voltaje, perturbaciones rápidas (transitorios) y armónicos (ARCERNNR, 2020; Ramírez & Cano, 2006)

Una interrupción es una pérdida de voltaje durante un intervalo de tiempo que puede clasificarse según su duración, (ver Tabla 2.1). La continuidad de la energía eléctrica está ligada con el número de interrupciones, tiempo promedio de interrupción y frecuencia de la misma; este atributo de la calidad de energía ligada con la continuidad del servicio, lo describe la calidad del servicio técnico (ARCERNNR, Regulación No. ARCERNNR 002/20. Calidad de servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, 2020).

Tabla 2.1: Clasificación de las interrupciones de voltaje (Ramírez & Cano, 2006).

TIPO DE INTERRUPCIÓN	DURACIÓN
Instantánea	0.5 a 30 ciclos
Momentánea	30 ciclos a 2 segundos
Temporal	2 segundos a 2 minutos
Sostenida	Mayor a 2 minutos

Los sistemas eléctricos han sido planificados de modo que los usuarios reciban el mejor servicio posible; sin embargo, la presencia de disturbios y variaciones son inevitables. En la actualidad los dispositivos electrónicos son muy sensibles a los disturbios e interrupciones eléctricas; además de que exhiben una característica no lineal alta que deteriora considerablemente las señales de voltaje en la red (Ramírez & Cano, 2006). Los problemas que pueden ocasionar los disturbios van desde la pérdida de información hasta la avería de los equipos, ocasionando pérdidas económicas.

Para llegar a un nivel adecuado de calidad, es de gran importancia una colaboración estrecha entre usuarios, empresa distribuidora y fabricantes de equipos. El usuario debería operar e instalar los equipos según sus especificaciones, manteniendo en buenas condiciones la red eléctrica (Ramírez & Cano, 2006). Mientras que, los fabricantes de equipos deben conocer las condiciones bajo las cuales funcionarían sus equipos con el fin de evitar los problemas que se pueden presentar (Ramírez & Cano, 2006).

2.3.2 Perspectivas de la calidad de energía

La calidad de energía eléctrica no es unilateral, al estar ligada al tipo de equipos que el usuario conecta a la red eléctrica, y la forma en cómo se operan los mismos; la percepción de calidad de energía puede variar de usuario en usuario (Ramírez & Cano, 2006). De este modo la calidad de energía puede ser vista bajo diferentes perspectivas.

Perspectiva del usuario o consumidor: El usuario puede observar la afección de las variaciones de voltaje en los equipos conectados a la red (Robledo, 2008).

Perspectiva del fabricante de equipos: El fabricante determina un rango de tolerancia en sus equipos, con el fin de evitar daños permanentes (Robledo, 2008).

Perspectiva de la empresa distribuidora: La empresa distribuidora observa las características de las señales de voltaje que llegan al usuario y las posibles afecciones que podrían darse en la red eléctrica (Robledo, 2008).

La calidad de energía participa activamente en la modernización del sector eléctrico e industrial, por lo que es indispensable que los usuarios sean conscientes de proteger adecuadamente sus equipos eléctricos (Robledo, 2008), minimizando los impactos que pueden presentarse debido a los disturbios e interrupciones eléctricas.

2.3.3 Definiciones asociadas a la calidad de energía

Carga lineal: es un tipo de carga en la cual la relación entre voltaje y corriente es lineal, esta relación se basa en una impedancia relativamente constante.

Carga no lineal: es una carga en la cual la relación entre voltaje y corriente no es lineal, dando como resultado una señal distorsionada que puede afectar a los usuarios de la red eléctrica. Este tipo de cargas se asocian con sistemas electrónicos que se componen de varios elementos semiconductores.

Rectificador: es un elemento semiconductor que permite el paso de la corriente en un solo sentido y es utilizado para convertir la corriente alterna AC en corriente continua DC.

Voltaje eficaz (RMS): es un valor cuadrático medio de una onda periódica de voltaje, que se utiliza para designar un valor constante estableciendo un paralelismo entre corriente alterna AC y corriente continua DC.

Rango de voltaje: para un voltaje nominal, los voltajes que se presentan en diversos puntos del sistema eléctrico deben encontrarse dentro de los límites mínimos y máximos preestablecidos. De ahí la importancia del diseño de los equipos eléctricos y el diseño de los

alimentadores, para que su funcionamiento sea satisfactorio en todos los puntos de la red (Muyulema, 2004).

Transitorio: es un cambio indeseable en los valores de corriente y voltaje en un tiempo bastante corto, en términos de calidad de energía, se puede decir que es un pulso de onda de corta duración y amplitud bastante alta, que se sobrepone a la forma de onda normal del voltaje o corriente. Generalmente, la duración de un transitorio no sobrepasa el medio ciclo.

Impulsos por descargas atmosféricas o por maniobra: son transitorios de voltaje o corriente producidos por rayos o por operaciones de cierre y apertura de cargas de la empresa distribuidora y de los usuarios de las mismas.

Estado estacionario: hace referencia al estado alcanzado por los sistemas o procesos en donde sus variables y características permanecen constantes en el tiempo.

Armónico: es un componente de una onda periódica, cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental.

Distorsión armónica: distorsión de la onda periódica del voltaje o corriente (onda seno) con respecto a la onda original suministrada por la empresa de distribución eléctrica.

Factor de distorsión armónica: es la relación entre la raíz media cuadrática de los componentes armónicos de una onda periódica y la raíz media cuadrática de la componente fundamental, cuya frecuencia es denotada como un porcentaje de la frecuencia fundamental (Ramírez & Cano, 2006). Este factor se conoce habitualmente como THD (distorsión total armónica).

Interarmónico: es un componente de una onda periódica, en donde la frecuencia no es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental (Ramírez & Cano, 2006).

Disturbio momentáneo: es una variación en estado estacionario de las formas de onda del voltaje o corriente (Ramírez & Cano, 2006), que resulta de impulsos, caídas de voltaje, encendido y apagado de equipos eléctricos o interruptores de potencia, etc.

Distorsión de voltaje: es una variación de la forma de onda del voltaje nominal de la línea en la red eléctrica.

Caída de voltaje: disminución del voltaje, respecto a su nominal, en una línea eléctrica.

Sobrevoltaje: incremento del voltaje eficaz a frecuencia nominal, con una duración mayor a 2 minutos.

Cortes, salidas o interrupciones: se refieren a una reducción total de voltaje cuya duración puede variar desde 30 ciclos, hasta varias horas o días. Las interrupciones pueden ser temporales o permanentes y son causadas por la operación de fusibles y disyuntores (breakers), (Ramírez & Cano, 2006).

Duración de la interrupción: es el tiempo que transcurre desde el inicio de la interrupción del servicio eléctrico hasta que el servicio sea reestablecido.

Índice de duración de la interrupción: hace referencia a la duración promedio del servicio eléctrico a los consumidores en un tiempo determinado. Se estima dividiendo las duraciones de interrupciones del servicio por el número de interrupciones en un periodo de tiempo dado (Ramírez & Cano, 2006).

Frecuencia de interrupción: es el número promedio de interrupciones por unidad de tiempo (Ramírez & Cano, 2006).

Índice de frecuencia de interrupción: es el número promedio de interrupciones del servicio eléctrico por consumidor y por unidad de tiempo (Ramírez & Cano, 2006). Se obtiene dividiendo el número de interrupciones en un lapso de tiempo dado por el número de consumidores.

Interrupción forzada: esta interrupción se produce por una salida forzada del sistema eléctrico.

Interrupción programada: esta interrupción se produce por una salida programada del sistema eléctrico.

2.3.4 Disturbios que afectan la calidad de energía

2.3.4.1 Parpadeo (Flicker)

Es una fluctuación rápida en la amplitud de la onda del voltaje, cuya duración permite que se observe un cambio de intensidad luminosa en las lámparas, cuyas frecuencias son del orden de 0.5-30 Hz. Este disturbio en el voltaje, aumenta rápidamente con la amplitud y frecuencia de las fluctuaciones (Ramírez & Cano, 2006; Rodríguez & Valdivieso, 2008). Los parpadeos usualmente pueden presentarse debido a la conexión de ciertas cargas como hornos de arco o soldadoras que absorben una potencia fluctuante; por otra parte, también pueden darse al energizar o desenergizar cargas importantes como motores o bancos de capacitores (Rodríguez & Valdivieso, 2008).

Las fluctuaciones de voltaje causadas por las cargas descritas anteriormente conectadas al sistema, no son compensadas por los equipos de regulación de voltaje de la empresa

distribuidora. Por lo que, se pueden generar caídas de voltaje variable y momentáneas a lo largo de los alimentadores del sistema, afectando cargas prácticamente constantes como lo son las cargas domésticas. La Figura 2.10 muestra la forma de onda del parpadeo (flicker).

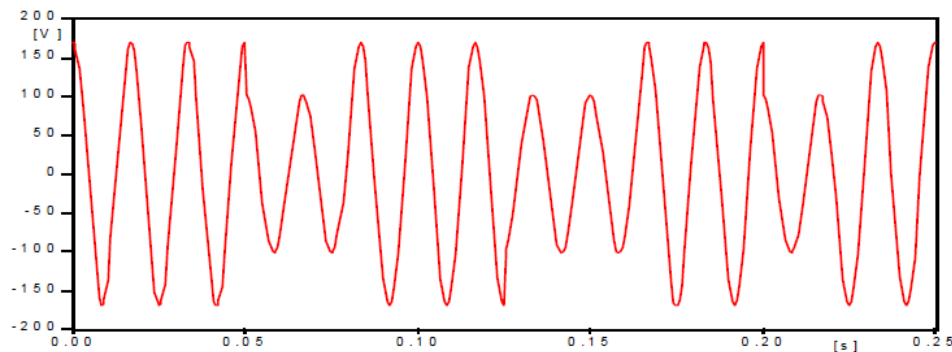


Figura 2.10: Forma de onda del parpadeo (Ramírez & Cano, 2006).

Para medir el grado de afección del parpadeo (flicker) se tomarán datos estadísticos en un intervalo de tiempo determinado para posteriormente calcular el índice de severidad de corta duración P_{st} , el cual mide la severidad de las variaciones periódicas en intervalos de 10 minutos (Rodríguez & Valdivieso, 2008); y el índice de severidad de larga duración P_{lt} , en el caso de que existan cargas que generen disturbios prolongados.

2.3.4.2 Caída permanente de voltaje (Under voltage)

Una caída permanente de voltaje es una disminución del voltaje RMS nominal en estado estacionario a frecuencia normal, cuya duración es mayor a 2 minutos (Ramírez & Cano, 2006).

Debido a las caídas de voltaje en el sistema es imposible entregar a todas las cargas el mismo voltaje nominal por lo que, se considera que los equipos eléctricos operan dentro de un rango de voltaje (Ramírez & Cano, 2006). La caída de voltaje es proporcional a la corriente de la carga que fluye por las impedancias de las líneas del sistema, con lo cual el consumidor que se encuentra en el punto más alejado de la subestación de alimentación tendrá un voltaje más bajo, esto se puede observar en Figura 2.11.

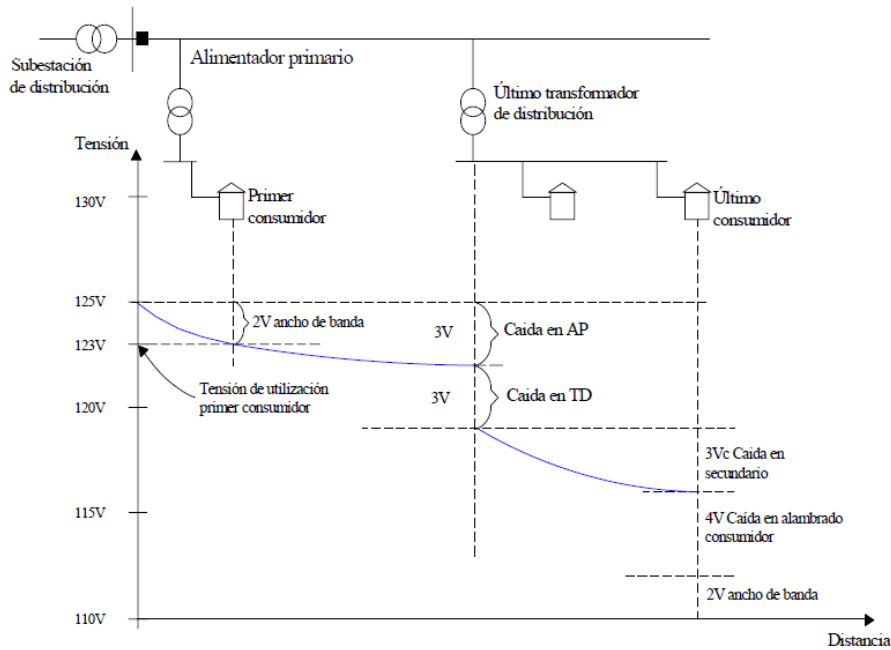


Figura 2.11: Caídas de tensión en la red eléctrica de distribución (Ramírez & Cano, 2006).

Actualmente, las empresas distribuidoras y las fabricantes de equipos y máquinas eléctricas se rigen en base a normas que determinan los límites del rango de voltajes de operación en estado estacionario, que permiten evitar daños en los equipos eléctricos.

La norma ANSI C84.1 establece los rangos de voltaje de servicio que las empresas distribuidoras deben garantizar, además de los rangos de voltaje de utilización que deben ser garantizados por el usuario con la implementación de instalaciones eléctricas adecuadas. Los rangos de voltaje se aprecian en la Figura 2.12.

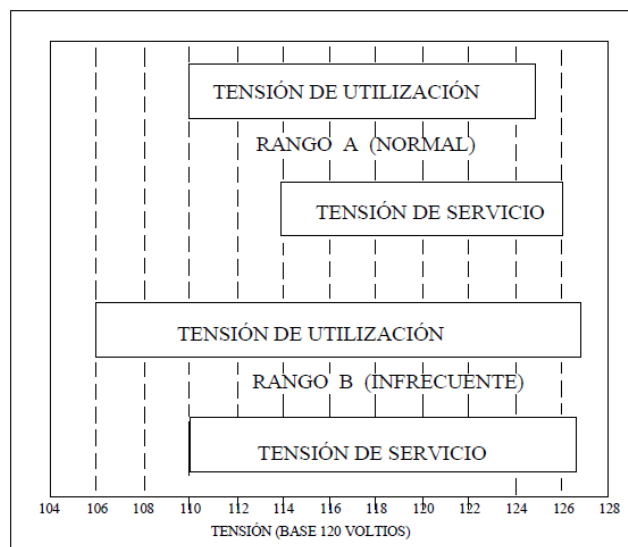


Figura 2.12: Rangos de voltaje establecidos por la norma ANSI C84.1 (Ramírez & Cano, 2006).

El rango A que se observa en la Figura 2.12, hace referencia a la tensión o voltaje de servicio y de utilización cuando el sistema se encuentre en operación normal; mientras que el rango B incluye voltajes fuera del rango A en donde se deben tomar acciones correctivas para mejorar el voltaje y mantenerlos dentro del rango A (Ramírez & Cano, 2006). En el caso de que el voltaje salga fuera de los límites del rango B se debe analizar factores como localidad y naturaleza de la carga para tomar acciones correctivas de forma urgente (Muyulema, 2004).

En el sistema eléctrico suelen presentarse desviaciones del voltaje RMS nominal, debido a diferentes operaciones como:

- Caídas de voltaje en alimentadores y transformadores
- Cambios de derivaciones (cambios de Taps)
- Compensación de potencia reactiva
- Cortocircuitos remotos
- Maniobras en elementos de interrupción
- Cambios de carga y generación, etc.

En el sistema de distribución eléctrica, el control de voltaje se realiza mediante cambiadores de derivación (Taps), bancos de capacitores y reguladores de voltaje. Este control no es inmediato y no asegura una tensión constante, solo mantiene el voltaje dentro del rango preestablecido (Ramírez & Cano, 2006).

Los reguladores de voltaje usualmente operan con un retraso de 30s a 40s y corrigen los valores de voltaje que se encuentren fuera del rango establecido, los cambios de Taps usualmente son utilizados en alimentadores primarios con el fin de obtener un voltaje de estado estacionario óptimo y los bancos de capacitores suministran potencia reactiva al sistema (Ramírez & Cano, 2006), que reducen los requerimientos de cargas inductivas (motores) y; además reduce las caídas de voltaje.

Los equipos de regulación y control de voltaje no son capaces de compensar las elevaciones y caídas momentáneas de voltaje, ni interrupciones de energía (Ramírez & Cano, 2006).

2.3.4.3 Caída momentánea de voltaje (Sag)

Las caídas momentáneas de voltaje (Sag), también conocidas como valles o huecos de voltaje; son disminuciones del voltaje eficaz en estado estable por debajo de entre el 10% y el 90% del voltaje RMS a frecuencia nominal y su duración puede ser de varios segundos, pero no mayor a un minuto (Ramírez & Cano, 2006; Rodríguez & Valdivieso, 2008). Los Sags se pueden observar en la Figura 2.13 y están asociados a fallas en el sistema de transmisión o distribución, arranque de cargas grandes, arranque de motores de gran potencia,

energización de transformadores de potencia y mala operación del sistema (Castro & Mazzeo, 2004; Rodríguez & Valdivieso, 2008).

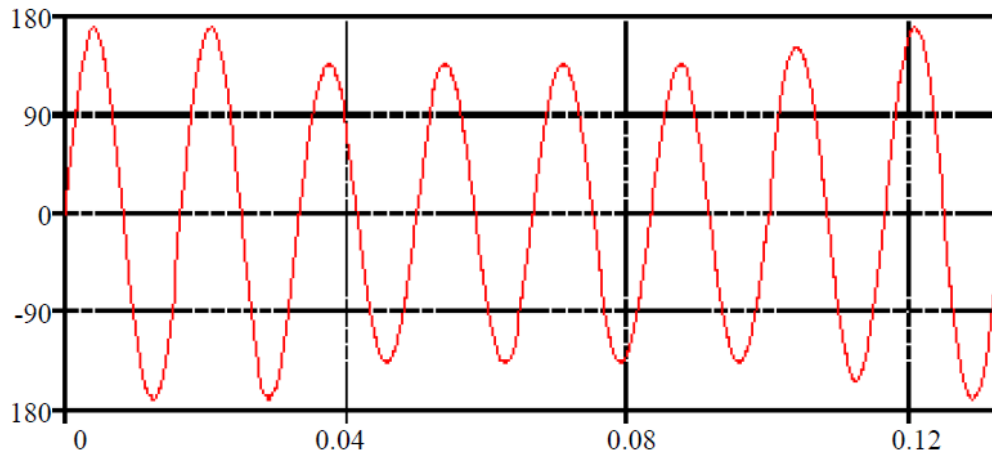


Figura 2.13: Forma de onda de un Sag (Ramírez & Cano, 2006).

Los Sags y las interrupciones de potencia son los fenómenos más importantes que afectan la calidad de energía, pues ocasionan problemas en consumidores industriales y comerciales (Ramírez & Cano, 2006). Los Sags se presentan con más frecuencia en el sistema eléctrico en comparación con las interrupciones de potencia.

Los Sags presentados en el sistema de transmisión suelen ser más prologados que los que se presentan en el sistema de distribución, esto es debido a que, las fallas en el sistema de transmisión son despejadas muy rápidamente, gracias a la gran cantidad de energía existente al momento de una falla (Ramírez & Cano, 2006).

De acuerdo con la norma IEEE 1159 los Sags pueden clasificarse según su duración, esta clasificación se observa en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2: Clasificación de los Sags según la norma IEEE 1159 (Castro & Mazzeo, 2004).

Tipo de Sag	Duración
Instantáneo	0.5 ciclos- 30 ciclos
Momentáneo	30 ciclos- 3 segundos
Temporal	3 segundos- 1 minuto

En la Figura 2.14 se aprecia la operación de cierres y recierres de un reconectador de una subestación en donde se producen varias caídas momentáneas de voltaje con duraciones de 2 a más de 10 ciclos.

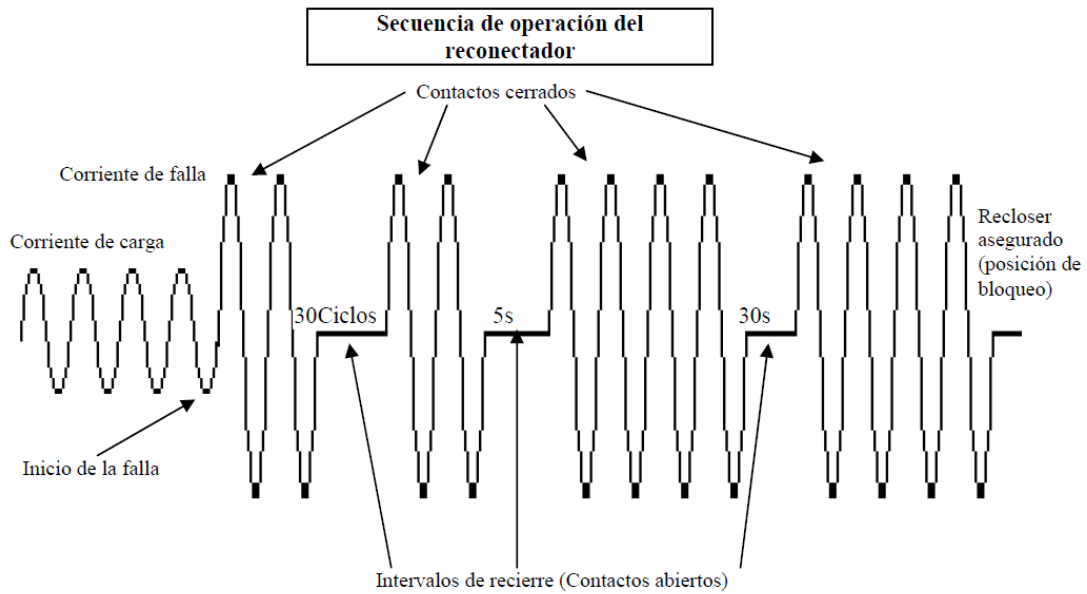


Figura 2.14: Operación típica de un reconectador de una subestación (Ramírez & Cano, 2006).

2.3.4.4 Elevaciones permanentes de voltaje

En ciertas ocasiones, usualmente en condiciones de baja carga, los bancos de capacitores y reguladores de voltaje crean un sobrevoltaje por sobrecompensación que puede durar desde unos segundos hasta varias horas y puede aumentar el voltaje nominal en un 10% o 20% (Ramírez & Cano, 2006). En la Figura 2.15 se muestra el efecto, en la forma de onda del voltaje, después de colocar un banco de capacitores en un sistema de baja carga que eleva un voltaje por encima del rango permitido.

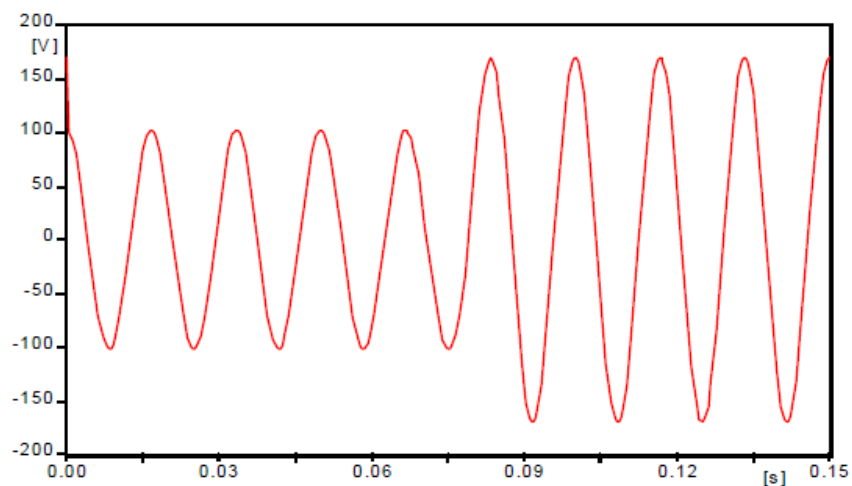


Figura 2.15: Forma de onda de una elevación permanente de voltaje (Ramírez & Cano, 2006).

2.3.4.5 Elevaciones momentáneas de voltaje (Swells)

Una elevación momentánea de voltaje, Swells o cresta consiste en un aumento del voltaje RMS por encima del rango permitido a frecuencia nominal, cuya duración es mayor a medio ciclo y menor a un minuto (Ramírez & Cano, 2006; Rodríguez & Valdivieso, 2008).

Los Swells no son tan comunes como los Sags y se asocian a fallas en el sistema, por ejemplo, la elevación del voltaje en las fases no falladas de un sistema trifásico durante una falla fase-tierra que se puede observar en la Figura 2.16.

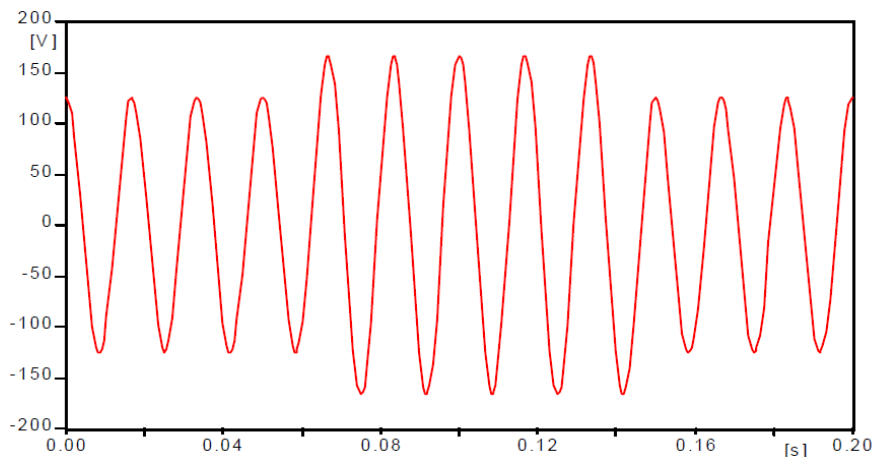


Figura 2.16: Forma de onda de un Swell (Ramírez & Cano, 2006).

El incremento en el voltaje está comprendido entre el 10% y el 80% del voltaje RMS nominal. La duración de los Swells depende del tiempo de respuesta de los elementos protectores del sistema eléctrico y según la norma IEEE 1159 pueden clasificarse como se indica en la Tabla 2.3; (Castellanos López, 2019; Ramírez & Cano, 2006).

Tabla 2.3: Clasificación de los Swells según la norma IEEE 1159 (Ramírez & Cano, 2006).

Tipo de Swell	Duración
Instantáneo	0.5 ciclos- 30 ciclos
Momentáneo	30 ciclos- 3 segundos
Temporal	3 segundos- 1 minuto

Los Swells pueden producir un deterioro o mal funcionamiento de los equipos electrónicos, deterioro del aislamiento de los conductores y disminución de la vida útil en los equipos eléctricos.

2.3.4.6 Interrupciones de voltaje

Hace referencia a la pérdida del voltaje por debajo del 10% del voltaje RMS nominal en la carga durante un intervalo de tiempo, esto se aprecia en la Figura 2.17. La interrupción puede producirse por fallas en el sistema, fallas en el equipo o mal funcionamiento de los sistemas de control (Holguin & Gomezcoello, 2010).

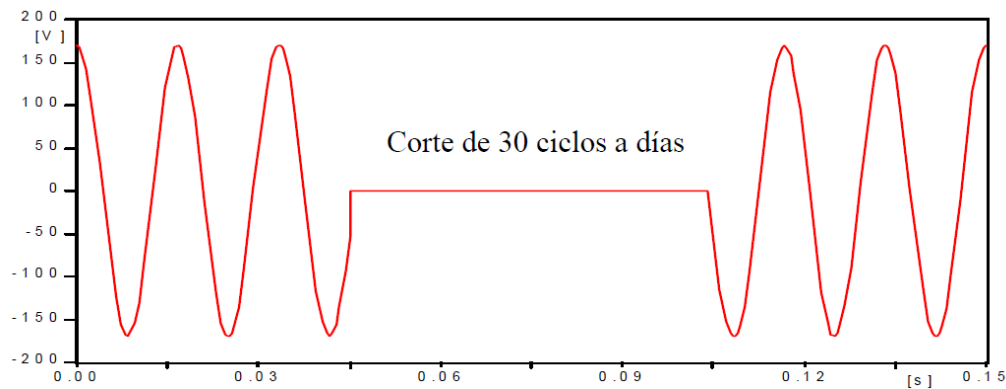


Figura 2.17: Interrupción de la onda de voltaje (Ramírez & Cano, 2006).

Las interrupciones de voltaje pueden clasificarse según su duración como se indica en la Tabla 2.1. Generalmente esta clase de eventos causan daño o mal funcionamiento de los equipos electrónicos.

2.3.4.7 Transitorios de voltaje

Los transitorios de voltaje son pulsos de corta duración (menor a medio ciclo) y amplitud muy grande en la onda de voltaje. Los problemas causados por los transitorios son comúnmente vistos por computadores, ocasionando pérdidas de datos, falsos disparos y fallos de equipo (Ramírez & Cano, 2006). Existen dos tipos de transitorios, los cuales se describen en la Tabla 2.4 y cuya naturaleza y duración dependen de su fuente de origen.

Tabla 2.4: Clasificación de los transitorios de voltaje (Ramírez & Cano, 2006).

Tipo de transitorio		Frecuencia	Duración	Magnitud
Impulso	Nanosegundos	-	Menor a 50 ns	-
	Microsegundos	-	50 ns a 1 ms	-
	Milisegundos	-	Mayor a 1 ms	-
Oscilatorio	Baja frecuencia	Menor a 5 KHz	0.3 a 50 ms	0 a 400% de Vrms nominal
	Frecuencia media	5 a 500 KHz	20 ms	0 a 800% de Vrms nominal
	Alta frecuencia	0.5 a 5 MHz	5 ms	0 a 400% de Vrms nominal

Los transitorios tipo impulso pueden ser producidos por descargas atmosféricas en la red, encendido y apagado de equipos y por los equipos eléctricos de los consumidores (Ramírez & Cano, 2006). Las descargas atmosféricas pueden darse directamente en los alimentadores primarios o secundarios causando transitorios que atraviesan los transformadores de distribución como se muestra en la Figura 2.18. Esto puede causar salidas momentáneas o caídas momentáneas de voltaje por fallas fase-fase o fase-tierra que podrían derivar en salidas o caídas permanentes.

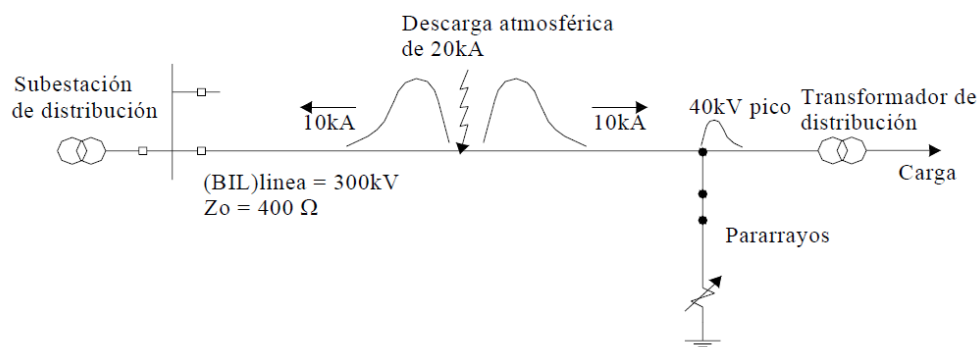


Figura 2.18: Transitorio de voltaje en un alimentador provocado por una descarga atmosférica (Ramírez & Cano, 2006).

Los transitorios vistos por cargas sensibles, se dan en la red de distribución y en las instalaciones eléctricas del consumidor al encender o apagar los equipos eléctricos como aires acondicionados; ocasionando transitorios de voltaje por el cambio rápido de la inductancia a través del cableado (Ramírez & Cano, 2006).

La fuente más común de transitorios de tipo oscilatorio se da por encendido o apagado de equipos; la energización y desenergización de bancos de capacitores produce transitorios cuyo efecto en la forma de onda del voltaje se ilustra en la Figura 2.19.

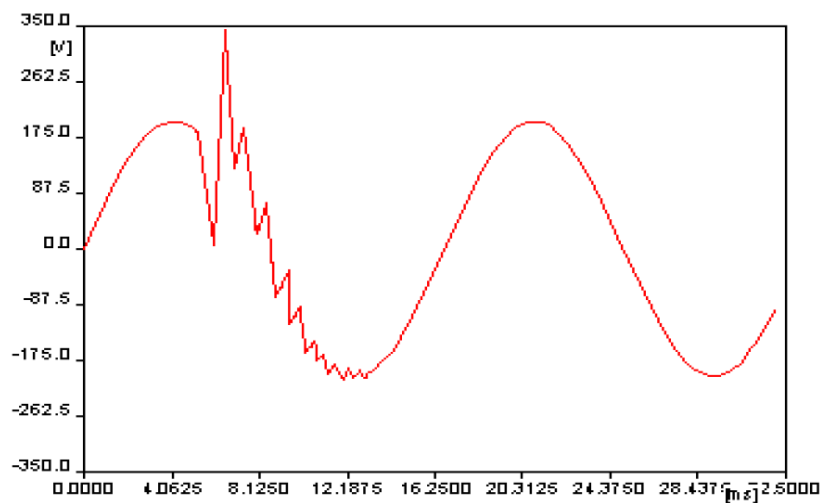


Figura 2.19: Transitorio causado por la energización y desenergización de un banco de capacitores (Ramírez & Cano, 2006).

En general, un cambio repentino en el circuito eléctrico producirá transitorios gracias a la energía almacenada en las inductancias y capacitancias del circuito, por lo que la amplitud y duración del transitorio depende los valores de la capacitancia, inductancia y la forma de onda aplicada (Ramírez & Cano, 2006). La forma de onda de los dos tipos de transitorios muestra en la Figura 2.20.

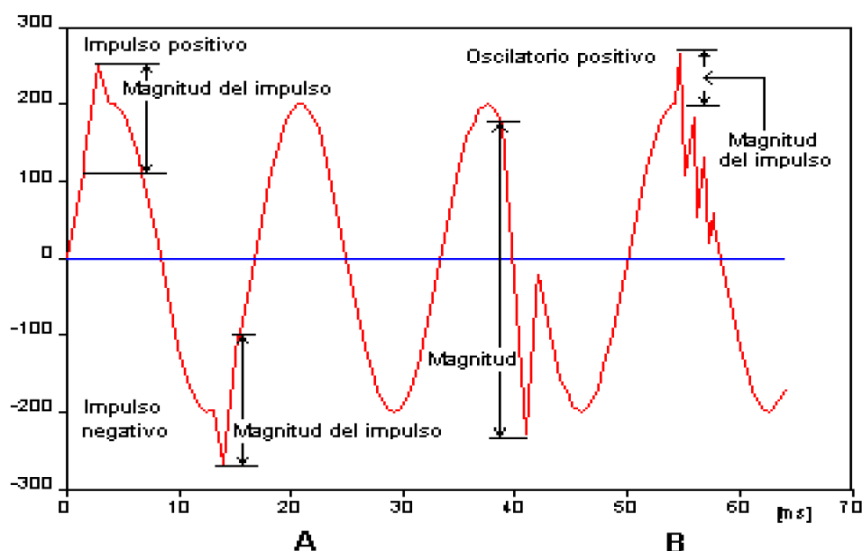


Figura 2.20: a) Transitorio tipo impulso b) Transitorio tipo oscilatorio (Ramírez & Cano, 2006).

Los transitorios de tipo impulso se caracterizan por tener una elevación rápida de la amplitud que decrece suavemente y puede durar hasta 200 microsegundos, no provoca alteraciones

en estado estable y su polaridad es unidireccional (Holguin & Gomezcoello, 2010; Ramírez & Cano, 2006). No se propagan a puntos lejanos de su lugar de origen debido a su falta de frecuencia por lo que son atenuados rápidamente por la resistencia de los componentes del sistema (Holguin & Gomezcoello, 2010). Si el impulso se adiciona a la onda senoidal es un pico y si se resta se conoce como hendidura.

Los transitorios de tipo oscilatorio son prolongados temporalmente y sus oscilaciones decaen exponencialmente, su duración es de un ciclo entero o mayor (Ramírez & Cano, 2006), con una frecuencia que va desde KHz hasta varios MHz, su polaridad cambia continuamente y pueden causar daños en los equipos eléctricos y electrónicos.

2.3.4.8 Hendidura (notching)

Este fenómeno consiste en transitorios sustractivos de voltaje, en ciertos casos la forma de onda puede perderse totalmente hasta por medio ciclo. Las causas de los notching se deben a la conmutación de los transistores y semiconductores en elementos convertidores de voltaje (Ramírez & Cano, 2006). En la Figura 2.21 se muestra la forma de onda de voltaje afectada por notching.

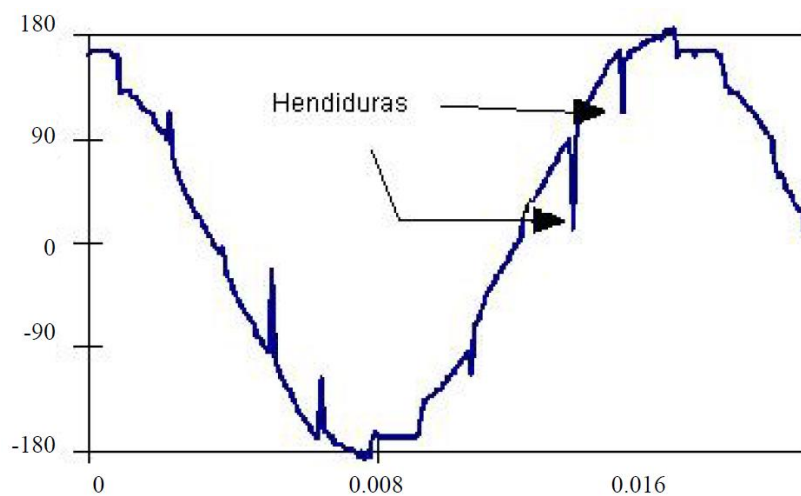


Figura 2.21: Onda de voltaje afectada por hendiduras (Ramírez & Cano, 2006).

2.3.4.9 Armónicos

Idealmente en un sistema eléctrico, las formas de onda de voltaje y corriente que se suministran a las cargas son ondas senoidales perfectas; sin embargo, en la práctica las formas de onda se ven afectadas por frecuencias distorsionadas (Ramírez & Cano, 2006). Estas frecuencias distorsionadas, múltiplos enteros de la componente fundamental, son componentes de la onda senoidal que se denominan armónicos y se producen principalmente por cargas no lineales.

La desviación de la onda senoidal pura por la presencia de armónicos se expresa mediante la distorsión armónica de las formas de onda de voltaje y corriente (Ramírez & Cano, 2006). Generalmente, los componentes de los sistemas eléctricos se diseñan para alimentar cargas lineales cuya distorsión armónica es mínima; pero debido al aumento de usos de los convertidores de corriente, la generación de armónicos se ha incrementado, así como, sus efectos negativos sobre las cargas.

Las principales fuentes de generación de armónicos son:

- Equipos de cómputo
- Sistemas de potencia ininterrumpida (UPS)
- Cargadores de baterías
- Alternadores electrónicos
- Rectificadores
- Convertidores de frecuencia
- Contactores vibratorios
- Circuitos magnéticos saturables, etc.

Un armónico son voltajes o corrientes presentes en un sistema eléctrico a un múltiplo de la frecuencia fundamental. Cada armónico se expresa en función de su orden de esta manera para un sistema de 60 Hz, los armónicos de segundo, tercer y quinto orden, tienen frecuencias de 120, 180 y 300 Hz respectivamente. En la Figura 2.22 se observa la onda senoidal pura a 60 Hz y una onda senoidal a 300 Hz referido al quinto armónico que dan como resultado una onda distorsionada.

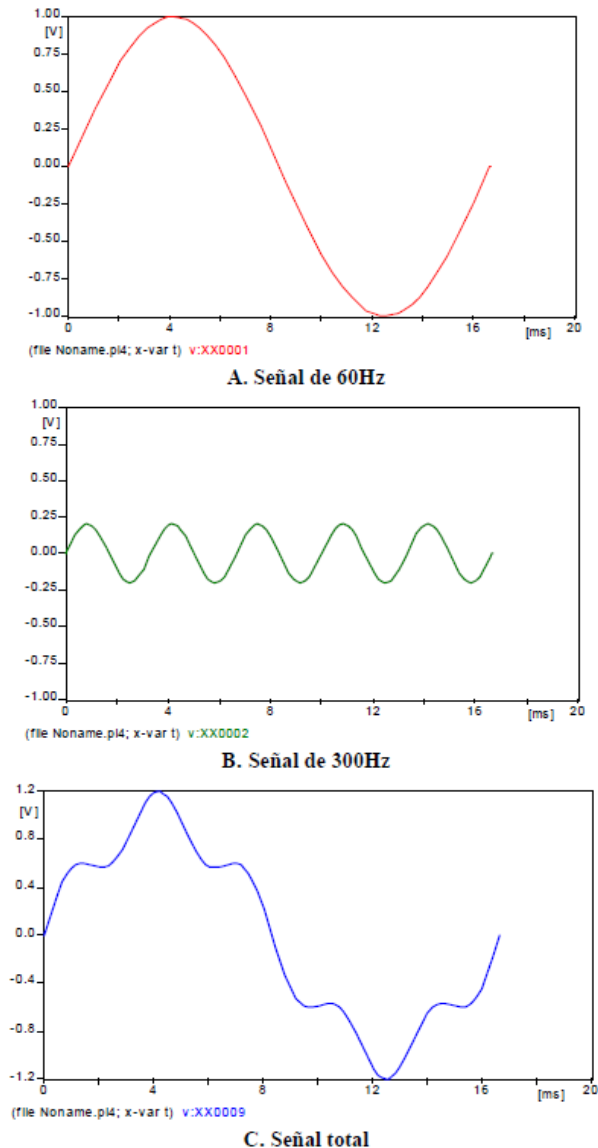


Figura 2.22: a) Onda fundamental de voltaje a 60 Hz b) Quinto armónico de voltaje c) Señal de voltaje producida (Ramírez & Cano, 2006).

El teorema de Fourier demuestra que las funciones periódicas pueden ser descompuestas en la suma de funciones senoidales puras de diferentes frecuencias, siendo la primera función senoidal de la misma frecuencia que la función original y el resto de frecuencias múltiplos exactos de la frecuencia fundamental, esto se pudo apreciar en la Figura 2.22. (Esparza, Jesús Alejandro, & Castañeda, 2006)

Usualmente los armónicos de tercero, quinto y séptimo orden poseen mayor influencia en los sistemas eléctricos de potencia. Se denominan armónicos pares a los componentes que poseen frecuencias múltiplos de dos, mientras que los demás son denominados impares (Esparza, Jesús Alejandro, & Castañeda, 2006). La ecuación de Fourier usada para analizar las funciones periódicas no senoidales se describe a continuación:

$$f(t) = \sum_{k=0}^{\infty} a_k \cos(k\omega t) + b_k \text{sen}(k\omega t) \quad (2.1)$$

Donde:

$$a_k = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cos(k\omega t) dt \quad (2.2)$$

$$b_k = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \text{sen}(k\omega t) dt \quad (2.3)$$

La señal fundamental se da cuando $k = 1$, mientras que sus armónicos aparecen cuando $k > 1$.

La distorsión armónica THD es una medida del valor efectivo de las componentes armónicas, de modo que el valor eficaz de los armónicos relativos a la componente fundamental es una forma de obtener el contenido armónico de voltaje o corriente de una señal periódica y cuya expresión matemática es:

$$\%THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} M_h^2}}{M_1} * 100 \quad (2.4)$$

Donde M_h representa el valor RMS del componente armónico h de la cantidad M que generalmente se refiere al valor de la componente fundamental. Esta distorsión armónica puede clasificarse en: distorsión armónica de estado estable que es causada por la operación continua de la carga y distorsión armónica de estado transitorio que se genera por cortocircuitos, descargas atmosféricas y operación de interruptores (Esparza, Jesús Alejandro, & Castañeda, 2006).

Las consecuencias de armónicos en la red son:

- Sobrecalentamiento y daño de conductores
- Sobrecalentamiento y disminución de la vida útil de transformadores
- Reducción de la eficiencia y vida útil de motores
- Distorsión del voltaje de línea en alimentadores y circuitos ramales
- Disparos indeseados en relés y elementos de protección
- Sobrecalentamiento y sobrecarga de generadores de emergencia
- Fallos en bancos de capacitores
- Inducción de ruido en las líneas
- Errores en equipos de medición
- Aumento de pérdidas en conductores
- Interferencia telefónica, etc.

2.3.4.10 Desequilibrio de Voltaje

El desequilibrio o desbalance de voltaje es un disturbio de estado estable que se encuentra con frecuencia al analizar la calidad de energía eléctrica de un sistema de distribución. Este desequilibrio puede producirse por la asimetría de las impedancias en las líneas de transmisión y distribución o por una distribución desigual de las cargas monofásicas en un sistema trifásico (Jami, 2003).

En sistemas residenciales, es donde se presenta el mayor porcentaje de desequilibrio de voltaje debido a la variación de las cargas y a los continuos cambios en la configuración de las redes eléctricas (Jami, 2003). En la Figura 2.23 se observa una distribución asimétrica de cargas en la red eléctrica, en donde la mayoría de las cargas están conectadas a la fase C.

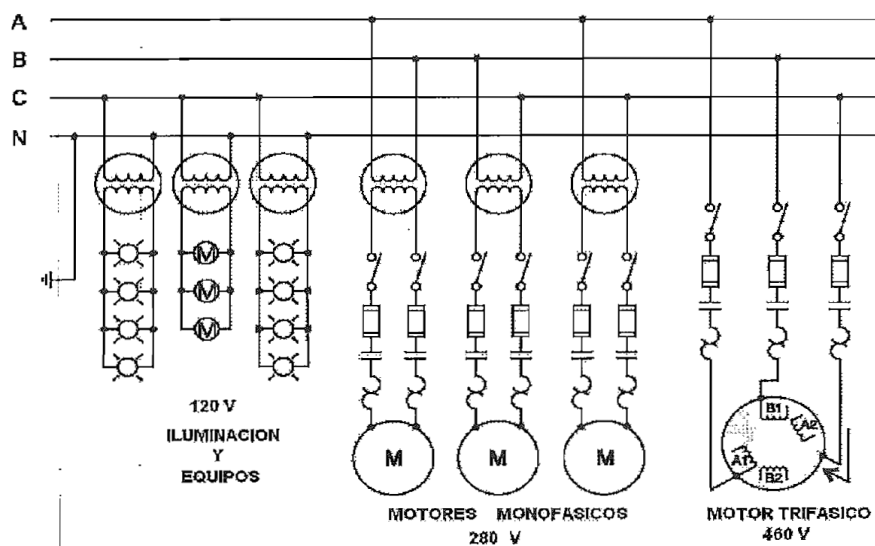


Figura 2.23: Distribución asimétrica de cargas en la red eléctrica (Jami, 2003).

El desequilibrio de voltaje en un sistema trifásico se da cuando las magnitudes de las fases son diferentes entre sí, y/o los ángulos entre fases difieren de las condiciones de balance, lo que se ilustra en la Figura 2.24.

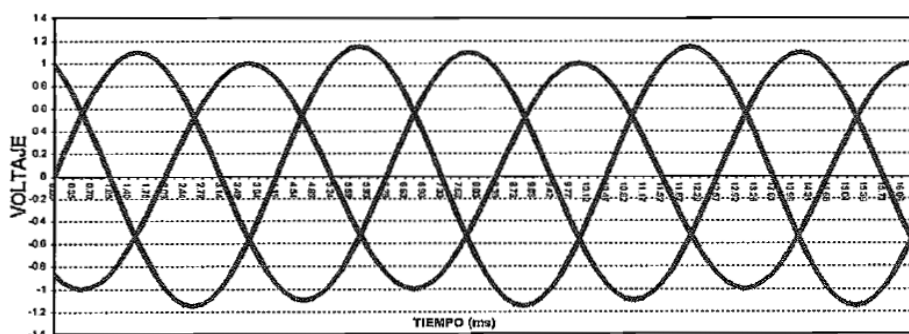


Figura 2.24: Desequilibrio de voltaje en magnitud y ángulo en un sistema trifásico (Jami, 2003).

2.3.4.11 Ruido

El ruido es un fenómeno indeseable de baja intensidad y de frecuencia amplia no mayor a 200 kHz, que se superpone a la señal de corriente o voltaje en los conductores de las fases y el neutro. Generalmente, el ruido se produce por operaciones defectuosas de equipos eléctricos o por instalaciones inadecuadas por parte de las empresas distribuidoras o por parte de los usuarios, causando efectos impredecibles en equipos sensibles (Jami, 2003; Ramírez & Cano, 2006). La Figura 2.25 muestra una señal de voltaje con ruido.

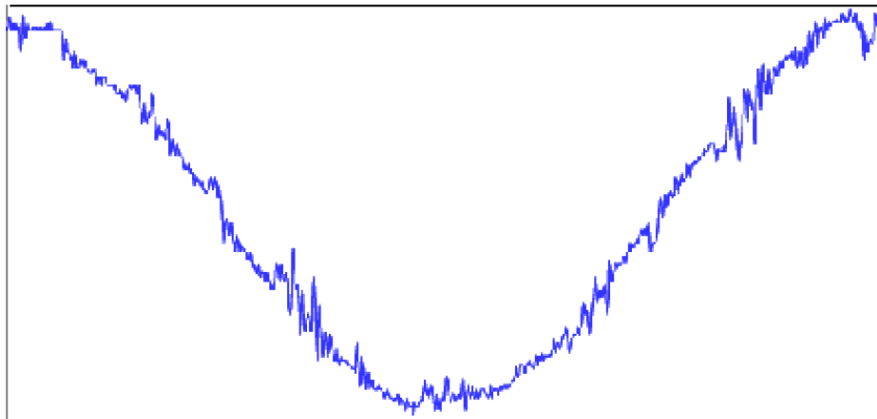


Figura 2.25: Señal de voltaje alterada por ruido (Ramírez & Cano, 2006).

2.3.4.12 Variaciones de frecuencia

Las variaciones de frecuencia hacen referencia a la desviación de la frecuencia fundamental de su valor nominal, como se aprecia en la Figura 2.26. La frecuencia se encuentra estrechamente relacionada con la velocidad de rotación del generador y su estabilidad depende del balance entre la generación y la demanda de las cargas. Cuando este balance cambia se producen pequeños cambios en la frecuencia, cuya duración depende de la respuesta del sistema de generación a los cambios de carga (López & Elvia, 2019).

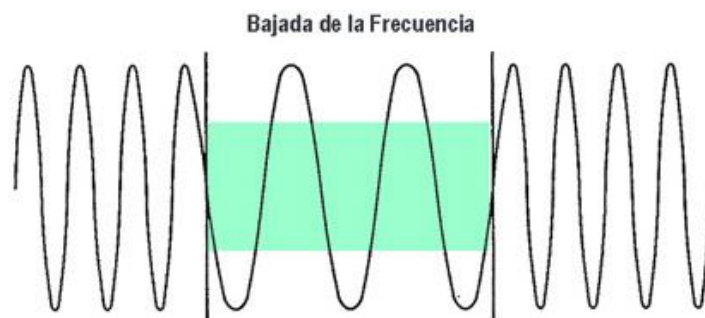


Figura 2.26: Variación de frecuencia en una onda de voltaje (SALICRU, s.f.).

El funcionamiento de las máquinas giratorias o procesos que derivan de su sincronización, pueden verse afectados por las variaciones de la frecuencia; aunque actualmente en los sistemas de energía interconectados no es común que suceda (López & Elvia, 2019).

2.4 Analizador de calidad de energía Fluke 435-II

2.4.1 Introducción

Debido a la importancia de la calidad de energía eléctrica, como un conjunto de características que garantizan un funcionamiento óptimo del sistema, es de gran importancia medir y analizar las magnitudes y parámetros, presentes en el sistema eléctrico que afectan la calidad de energía del mismo.

Un analizador de calidad de energía es un instrumento que se encarga de medir y registrar la calidad de energía eléctrica que se distribuye a las cargas en un punto determinado.

El analizador de calidad Fluke 435-II está diseñado para medir simultáneamente varios parámetros y describe rápidamente el estado de la calidad de energía eléctrica (Fluke Corporation, s.f.). Los datos obtenidos mediante este equipo se pueden tabular para realizar un análisis posterior de modo que se puedan hallar inmediatamente los problemas que experimenta la red (Fluke Corporation, s.f.). Además, el analizador puede elaborar un resumen en tiempo real del estado de la calidad de energía mediante gráficas (Fluke Corporation, s.f.), que ayuda a encontrar rápidamente los inconvenientes que pueden tener las cargas con la energía eléctrica que se suministra.

2.4.2 Características

El analizador de calidad de energía Fluke 435-II ofrece una serie completa de medidas que ayudan a comprobar el correcto funcionamiento de la red eléctrica. Una vez activada una medida determinada, se debe esperar 10 segundos para iniciar a medir, durante el tiempo de espera aparecerá un símbolo U (unstable o inestable) en el encabezado de la pantalla, el periodo inestable no se da en medidas con inicio temporizado (Fluke, 2012). Entre las funciones del analizador se tiene la medida de parpadeos, transitorios, onda de potencia, transmisión de señales, evento de onda, evento RMS y precisión de entrada de tensión del 0.1% (Fluke, 2012).

Antes de realizar las medidas, se debe comprobar el correcto funcionamiento de los cables de tensión y pinzas amperimétricas mediante el osciloscopio convencional y el osciloscopio fasorial del equipo. La función monitor brinda una impresión general de la calidad de energía en la red por medio de un gráfico de barras que presenta los aspectos más importantes de la calidad de energía (Fluke, 2012).

Los parámetros que puede medir el analizador de calidad de energía son: Voltajes de fase que deben ser próximas al valor nominal con una onda senoidal pura, Corrientes de fase, Factor de Cresta, Armónicos, Parpadeos, Fluctuaciones de Voltaje, Frecuencia, Desequilibrio de Fases que no deben superar el 1% de la media de las tres, entre otros.

El registro de las medidas máximas, mínimas y promedio se guardan con un tiempo promedio ajustable, cuando se detiene la medida los datos se guardan en la tarjeta de memoria SD, al reanudar las medidas se podrá configurar el tiempo medio, la duración y el momento de inicio de la nueva medida (Fluke, 2012).

2.4.3 Información de la pantalla

Existen cinco tipos de pantallas que se utilizan para mostrar los resultados de las medidas. Esto se puede observar en la Figura 2.27, en donde se aprecia de forma general los tipos de pantalla existentes.

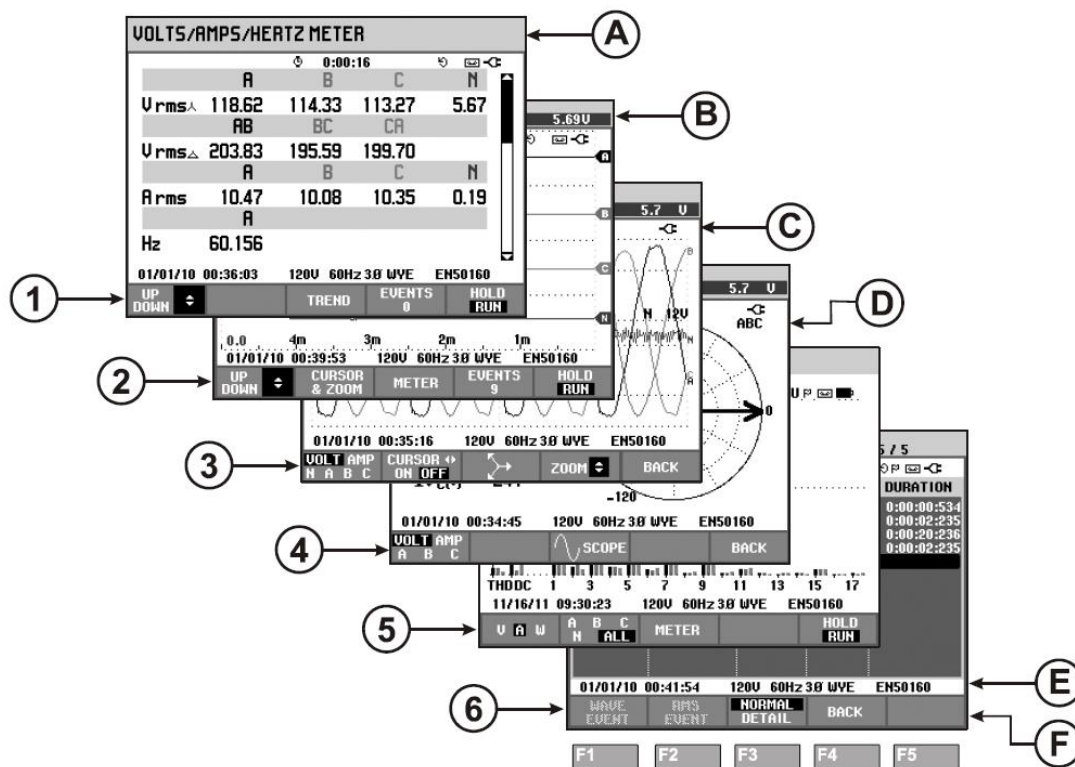


Figura 2.27: Tipos de pantallas del analizador de calidad de energía Fluke (Fluke, 2012).

A continuación, se describe brevemente la función de cada pantalla, que se ha sido mostrada en la Figura 2.27.

- 1) Pantalla de multímetro: enseña de forma general e instantánea una gran cantidad de medidas que se registran activamente mientras se recolectan los datos, cuando la medida se detiene los datos obtenidos se almacenan en la memoria (Fluke, 2012). No se puede utilizar en los casos de supervisión y en las medidas de onda de potencia.
- 2) Pantalla de tendencia: es la encargada de mostrar las variaciones en las medidas de la pantalla del multímetro en un periodo de tiempo.

3) Pantalla de formas de onda: su función es mostrar las formas de onda de las señales de corriente y voltaje como si fuera un osciloscopio convencional, en donde el canal de referencia es el canal A. Esta pantalla se usa como osciloscopio convencional para visualizar transitorios y ondas de potencia.

4) Pantalla de fasor: presenta la relación de fase entre corrientes y voltajes en un gráfico de vectores. El vector del canal A de referencia corresponde a la dirección horizontal positiva y su amplitud determina el tamaño de la retícula de medida, esta pantalla es usada como osciloscopio fasorial y para la medida del desequilibrio entre fases (Fluke, 2012).

5) Pantalla de gráfico de barras: muestra la densidad de cada parámetro medido en forma de porcentaje utilizando un gráfico de barras. Se utiliza en la medida de armónicos y en la supervisión de la calidad de energía (Fluke, 2012).

6) Lista de eventos: realiza una lista de los eventos ocurridos en la medida con datos como: hora y fecha de inicio, fase y duración. Esta pantalla es utilizada en todas las medidas, excepto en la onda de potencia (Fluke, 2012).

Para obtener los datos de medición que se presentan en las pantallas es necesario conocer como conectar correctamente el analizador a la red eléctrica. El analizador posee 4 entradas para pinzas amperimétricas y 5 entradas para voltajes. Para un sistema trifásico la conexión se realiza como se muestra en la Figura 2.28.

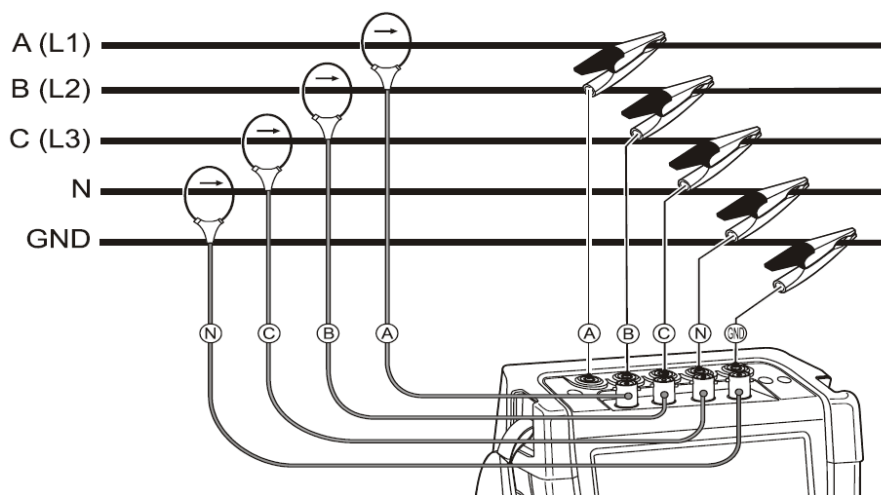


Figura 2.28: Conexión del analizador de calidad de energía en un sistema trifásico. (Fluke, 2012).

En primera instancia, se deben colocar las pinzas amperimétricas alrededor de los conductores de fase, ubicando correctamente sus polaridades. Las conexiones de voltaje deben comenzar por la conexión a tierra, al que le sigue el conductor neutro N y las fases A, B y C (Fluke, 2012). Para que los datos de medidas obtenidos sean correctos siempre se debe conectar la entrada de conexión a tierra del analizador.

Para un sistema monofásico, se debe utilizar la entrada de corriente A y las entradas de voltaje de conexión a tierra, neutro N y fase A. En todas las medidas la fase de referencia es la de la entrada A (Fluke, 2012).

2.4.4 Osciloscopio y fasor

La función de osciloscopio permite observar al usuario las formas de onda del voltaje y corriente del sistema eléctrico, de igual forma el equipo entrega los valores de los voltajes de fase, corrientes de fase, frecuencia, y ángulos de fase entre voltaje y corriente (Fluke, 2012).

La pantalla del osciloscopio presenta las formas de onda de corriente y voltaje con una rápida velocidad de actualización de valores del parámetro medido. El equipo muestra solo cuatro ciclos del comportamiento de la onda, usando como referencia el canal A (Fluke, 2012). Para acceder a la función de osciloscopio en el analizador se usa la tecla SCOPE, como se ilustra en la Figura 2.29.

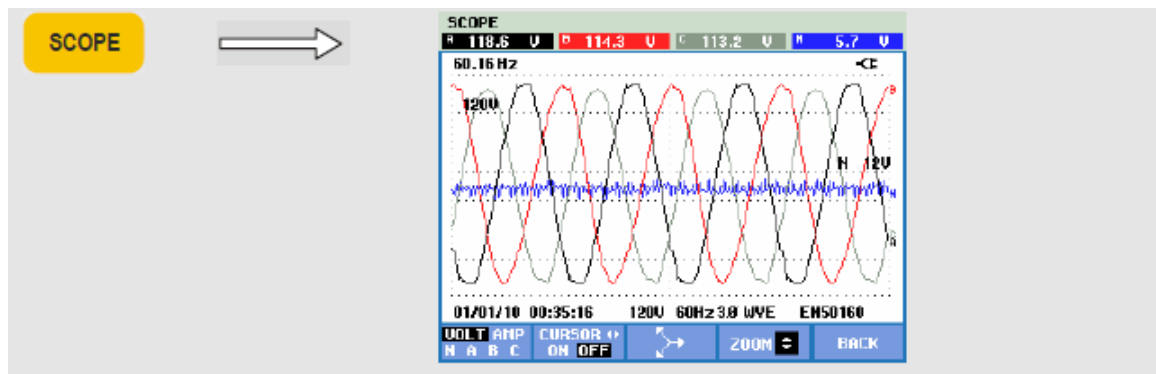


Figura 2.29: Pantalla del osciloscopio (Fluke, 2012).

La función de la pantalla de fasor es la encargada de mostrar las relaciones entre las fases de voltajes y corrientes en un diagrama fasorial. El fasor de referencia del canal A se orienta en dirección horizontal positiva. Para acceder a la pantalla de fasor se presiona la tecla F3 como se aprecia en la Figura 2.30.

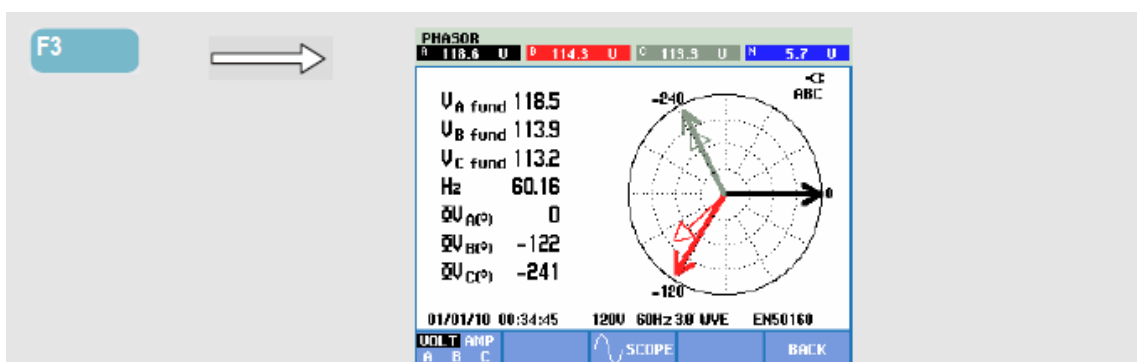


Figura 2.30: Pantalla de fasor (Fluke, 2012).

La pantalla del osciloscopio y del fasor pueden utilizarse para comprobar el correcto funcionamiento de los cables de voltaje y las pinzas amperimétricas. En la pantalla del osciloscopio los voltajes medidos deben ser uniformes y estar muy próximos a sus valores nominales, mientras que, en la pantalla de fasor, los fasores de voltaje de fase deben estar separados a 120 grados (Fluke, 2012).

2.4.5 Fluctuaciones y armónicos

Las fluctuaciones son desviaciones rápidas con respecto al voltaje nominal, comprendidas entre diez y algunos cientos de voltios, y pueden durar desde medio ciclo hasta unos segundos. El analizador es capaz de medir caídas de voltaje, interrupciones, cambios rápidos de voltaje y elevaciones de voltaje (Fluke, 2012).

Los cambios rápidos de voltaje son variaciones entre dos estados estables, las variaciones se registran en el analizador según la tolerancia de voltaje en estado estable, la duración de las variaciones, el intervalo mínimo detectado y la velocidad mínima (Fluke, 2012). El equipo detecta una fluctuación cuando las variaciones de voltaje se encuentran fuera del rango permitido, caso contrario se registrará como cambios rápidos de voltaje.

Para visualizar las fluctuaciones de voltaje, mediante la pantalla de tendencias, se deben seguir los pasos indicados en la Figura 2.31. En esta pantalla se registrarán todos los canales configurados de voltaje y corriente con el fin de detectar las causas y los efectos de las fluctuaciones de voltaje (Fluke, 2012).

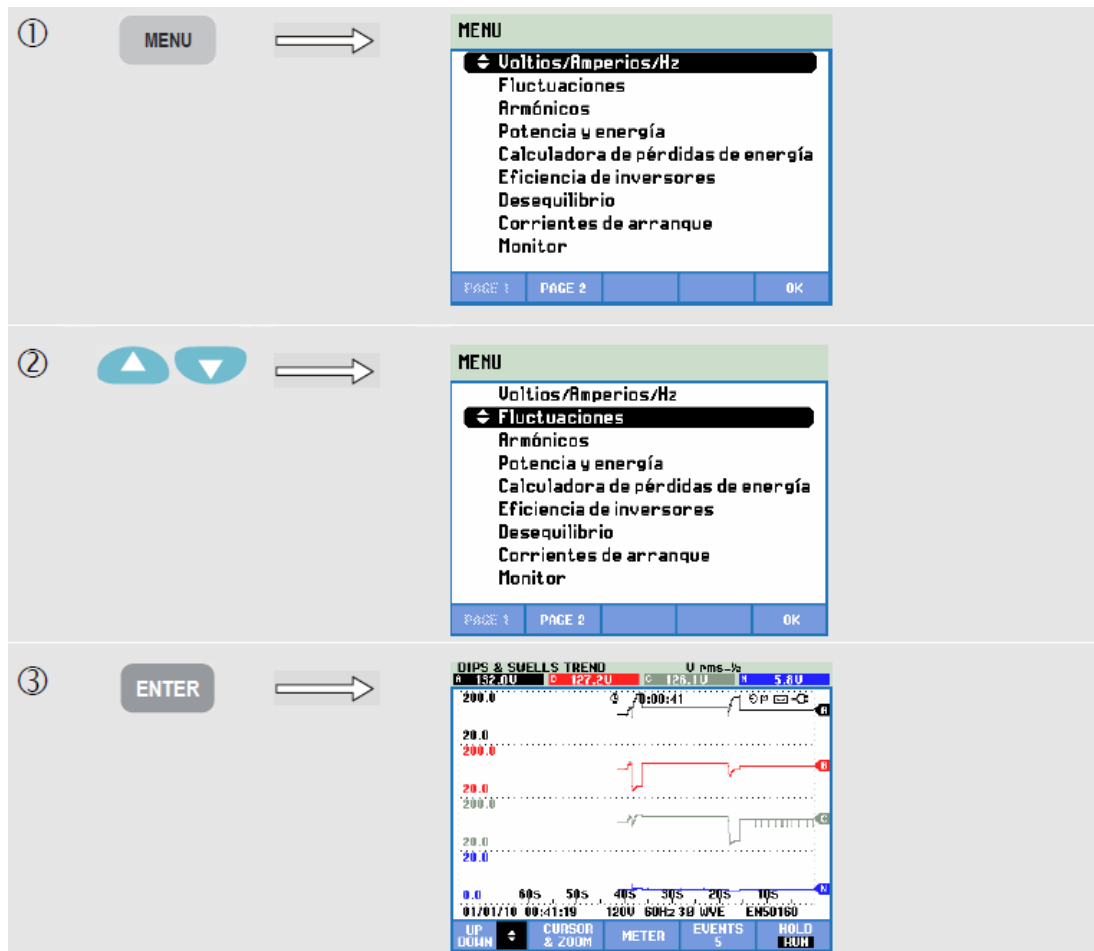


Figura 2.31: Pasos para acceder a la pantalla de tendencias de fluctuaciones (Fluke, 2012).

Las fluctuaciones de voltaje se pueden registrar también en una tabla de eventos que enumera los traspasos del rango de voltaje de fase permitido, estos rangos se encuentran predefinidos, sin embargo, pueden ser ajustados en la configuración del equipo.

La existencia de elevaciones y caídas de voltaje en el sistema eléctrico pueden deberse a la falta de potencia, por lo que el voltaje variará considerablemente cuando se encienda o apague una carga grande, lo que puede ser visto por el usuario en el parpadeo de luces.

Por otro lado, los armónicos son distorsiones periódicas de las ondas senoidales de voltaje o corriente. Se puede considerar a una onda como una combinación de varias ondas senoidales con distintas magnitudes y frecuencias, y la forma en la que éstas afectan a la señal es el parámetro de medida (Fluke, 2012). El analizador es capaz de medir armónicos e Interarmónicos hasta la componente 50, además del factor de distorsión armónico THD. Los valores medidos pueden presentarse como un porcentaje de la componente fundamental, así como de todos los armónicos combinados y pueden ser visualizados mediante la pantalla de gráfico de barras, pantalla de multímetro o pantalla de tendencias (Fluke, 2012).

Mediante la pantalla de gráficos se puede observar el porcentaje de contribución de cada componente de la señal senoidal. La pantalla del multímetro enseña varias medidas agrupadas por cada fase y finalmente, la pantalla de tendencias muestra la variación de los armónicos y los parámetros relacionados en un intervalo de tiempo (Fluke, 2012).

2.4.6 Desequilibrio

El equipo al momento de analizar el desequilibrio muestra las relaciones entre los voltajes y corrientes, usando su componente de frecuencia fundamental (50 Hz o 60 Hz), la distancia entre fases debe ser de 120° . Para analizar el desequilibrio se utilizará la pantalla del multímetro, pantalla de tendencias, tablas de eventos y pantalla de fasor.

Para analizar el desequilibrio entre los fasores de corriente y voltaje, se debe acceder a la pantalla de fasor como se indica en la Figura 2.32, la cual muestra un diagrama fasorial de la relación de estos parámetros.

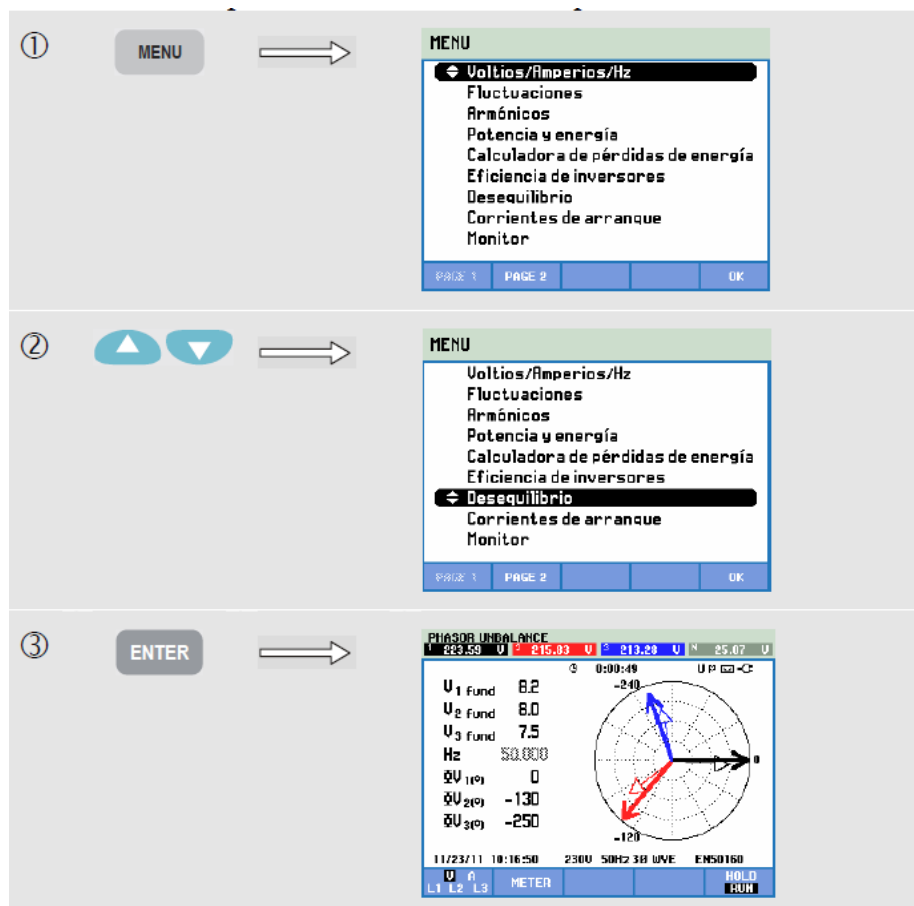


Figura 2.32: Pasos para acceder a la pantalla de fasor de desequilibrio (Fluke, 2012).

Mediante este modo de análisis se puede comprobar si la energía aplicada a un motor de inducción trifásico se encuentra equilibrada, debido a que el desequilibrio de voltaje produce

corrientes que causan sobrecalentamientos y reducción de la vida útil en los motores (Fluke, 2012).

2.4.7 Transitorios y parpadeos

El analizador es capaz de registrar de forma instantánea las ondas de voltaje y corriente en el momento exacto de la perturbación, lo que permite al usuario observar el comportamiento de las ondas en el momento de ocurrir caídas de voltaje, elevaciones de voltaje, interrupciones y transitorios.

Para acceder al modo de medida de transitorios, se debe presionar la tecla menú y seleccionar la opción transitorios.

Al momento de medir transitorios, el equipo usa un ajuste especial en el circuito de entrada con el fin de registrar señales con amplitud de hasta 6 KV. Al realizar la medida la pantalla del analizador es parecida a la pantalla del osciloscopio, pero con la sección vertical ampliada para lograr observar los picos de voltaje que sobresalen de la onda senoidal a frecuencia nominal (Fluke, 2012). La ventana de visualización muestra el transitorio en una ventana de 4 ciclos, sin embargo, se capturará el total de los 50 o 60 ciclos para un análisis más completo.

El parpadeo (flicker) cuantifica la variación lumínica en lámparas causada por fluctuaciones del voltaje de alimentación, el analizador transforma la duración y la magnitud de las fluctuaciones de voltaje en un factor de molestia que causa parpadeo en una lámpara de 60 W. El analizador mediante la pantalla del multímetro registra los parámetros que caracterizan un parpadeo, mientras que la pantalla de tendencia es la encargada de enseñar los cambios de medida en el multímetro.

Para acceder a la medida de parpadeos se presiona la tecla menú y se selecciona la opción flicker.

Los parpadeos se caracterizan por el índice de severidad instantáneo (P_{inst}), el índice de severidad a corto plazo (P_{st}) y el índice de severidad a largo plazo (P_{lt}). Los valores P_{st} se usan para detectar interferencia producidas de una fuente con un ciclo de funcionamiento prolongado, las medidas P_{lt} son útiles cuando hay varias fuentes de interferencia con ciclos de funcionamiento irregulares, y finalmente las medidas de P_{inst} se utilizan para localizar la fuente del parpadeo (Fluke, 2012).

2.4.8 Supervisión de la calidad de energía eléctrica

En este modo, el analizador muestra, mediante un gráfico de barras, si los parámetros más importantes a considerar en la calidad de energía eléctrica cumplen con los requisitos

establecidos, estos parámetros son: voltajes RMS, armónicos, parpadeos (flicker), fluctuaciones de voltaje, desequilibrios y frecuencia.

Para iniciar la supervisión de la calidad de energía, se selecciona en el menú la opción monitor y luego la opción de inicio inmediato o temporizado de la medida, el cual utiliza una sincronización en tiempo real de 10 minutos (Fluke, 2012). La pantalla de gráfico de barras se observa en la Figura 2.33, en donde la longitud de la barra se incrementa si el parámetro relacionado se aleja de su valor nominal.

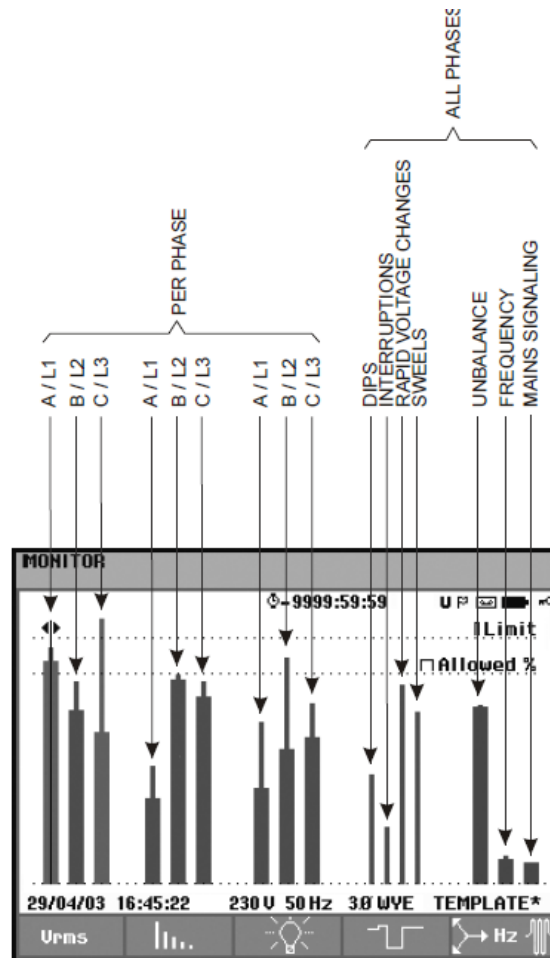


Figura 2.33: Pantalla de gráfico de barras para la supervisión de calidad de energía (Fluke, 2012).

La duración de la supervisión de la calidad de energía eléctrica normalmente se lo realiza en un mínimo de 2 horas, en un periodo de medida de una semana. Cada parámetro de la calidad de energía (voltajes RMS, armónicos y parpadeos) posee una barra por cada fase, mientras que los parámetros de fluctuaciones de voltaje, desequilibrios y frecuencia poseen una barra por parámetro que representa el rendimiento de las tres fases (Fluke, 2012).

La finalidad de la supervisión de la calidad de energía eléctrica es la de comprobar la calidad en un periodo prolongado de hasta una semana. Según las normas internacionales el tiempo

de medida del voltaje RMS y los armónicos es de 10 minutos, lo que permite una buena impresión de la calidad de energía, sin embargo, en problemas puntuales resulta más eficiente utilizar los modos de medida como fluctuaciones o registrador (Fluke, 2012).

2.4.9 Registrador

La función de registrador ofrece la posibilidad de guardar varios valores de medidas durante el intervalo de tiempo definido, al culminar el tiempo de medida los valores registrados corresponden a los máximos, mínimos y medios. Para acceder a esta función se debe iniciar desde la opción inicio (Start) en el menú y seleccionar los intervalos de medida, los parámetros a registrar, la duración máxima de registro y el inicio inmediato o programado (Fluke, 2012).

La pantalla del multímetro permitirá observar las lecturas actuales de la función del registrador, en la pantalla de tendencia se almacenarán las lecturas, aunque no todas son visibles al mismo tiempo, y finalmente, las tablas de eventos enlistarán los valores que se encuentren fuera de los rangos de voltaje permitidos (Fluke, 2012).

2.4.10 Configuración del analizador

Las funciones de medida del analizador se encuentran con valores predefinidos de forma que se pueda obtener la mejor medida posible de los diferentes parámetros de la calidad de energía; si es necesario los usuarios del equipo pueden realizar las configuraciones pertinentes que cubran determinados requisitos.

Las configuraciones iniciales se realizan al encender el equipo por primera vez, al usar un ajuste predeterminado de fábrica o si se desconectan de todas las fuentes de alimentación. Entre los parámetros de la configuración inicial se tiene el idioma del equipo, la frecuencia nominal, voltaje nominal, identificación de fase, colores de fase-neutro-puesta a tierra, fecha y hora.

Los ajustes del analizador se agrupan en cuatro secciones que se describen a continuación:

USER PREFERENCES (Pref. usuario): permite realizar un ajuste personalizado del idioma del analizador, identificación de fases, desconexión automática de la luz de fondo de pantalla, programación del nombre y dirección de usuario, activación y desactivación del modo demostración, contraste de pantalla y borrado de memoria.

Para acceder al menú de estos ajustes, realizan los pasos que se muestran en la Figura 2.34.

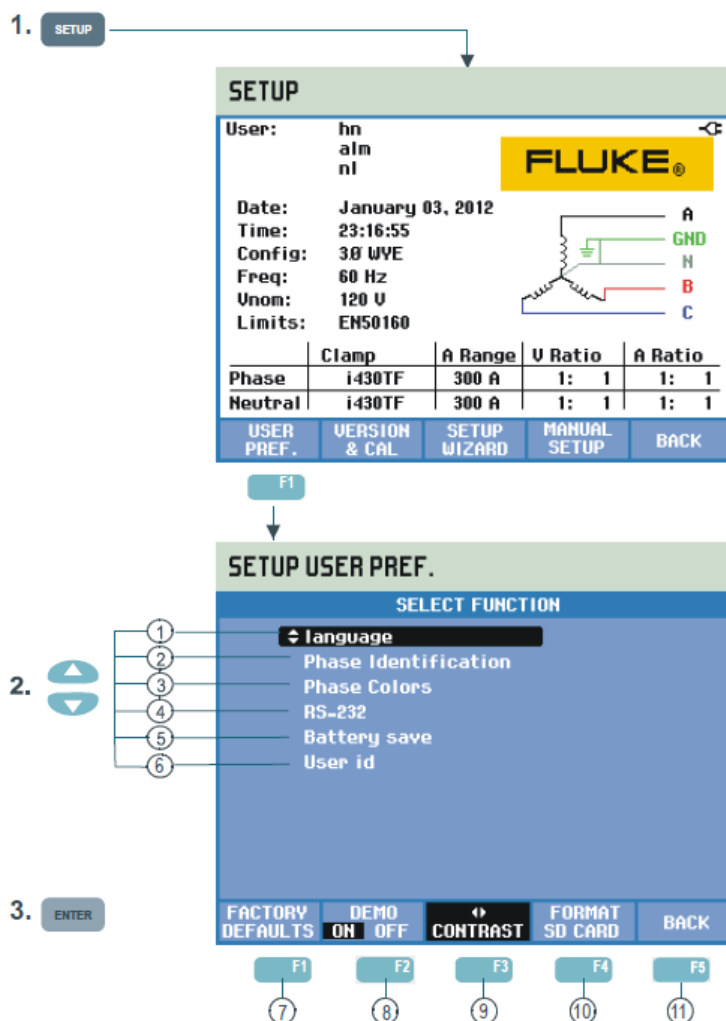


Figura 2.34: Pasos para acceder al menú de configuración USER PREFERENCES (Fluke, 2012).

VERSION & CALIBRATION: permite el acceso a un menú solo de lectura que presenta el modelo, número de serie, número de calibración y fecha de calibración. Mediante el botón F1 se accede a una lista de opciones instaladas en el equipo.

SETUP WIZARD: proporciona una guía de las configuraciones generales fundamentales para realizar una medida correcta de los parámetros como: configuración de cableado, frecuencia nominal, voltaje nominal, ajustes de los límites de calidad de energía y tipo de sondas. Para acceder a esta configuración se pulsa el botón F3.

MANUAL SETUP: permite ajustar los valores relacionados con las medidas de los parámetros de la calidad de energía, en la cual se encuentra la configuración del cableado, ajuste de la frecuencia nominal, voltaje nominal, límites de voltaje, ajustes de la pinza amperimétrica y los cables de voltaje. Además, en este apartado se pueden ajustar las escalas de tendencia, escalas del osciloscopio y demás opciones relacionadas con fluctuaciones de

voltaje, parpadeos (flicker) y armónicos. Para ingresar a estas opciones de configuración se siguen los pasos ilustrados en la Figura 2.35.

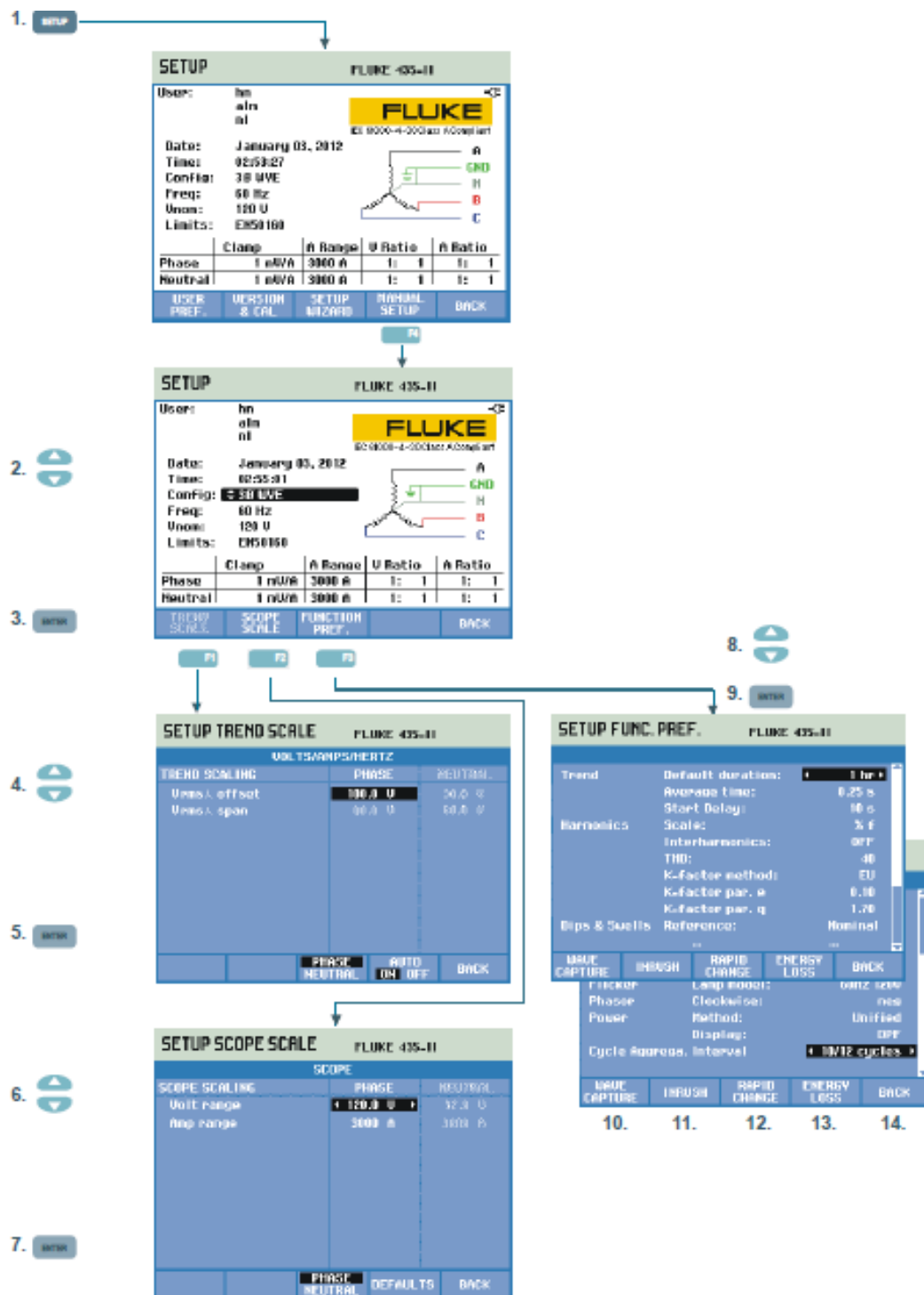


Figura 2.35: Pasos para acceder al menú de configuración MANUAL SETUP (Fluke, 2012).

La configuración de los límites de voltaje permite guardar, recuperar y definir límites para la realización de la supervisión de calidad de energía eléctrica y para ajustar los niveles de captura en el caso de fluctuaciones de voltaje. Para acceder a la configuración de límites se deben seguir los pasos mostrados en la Figura 2.36.

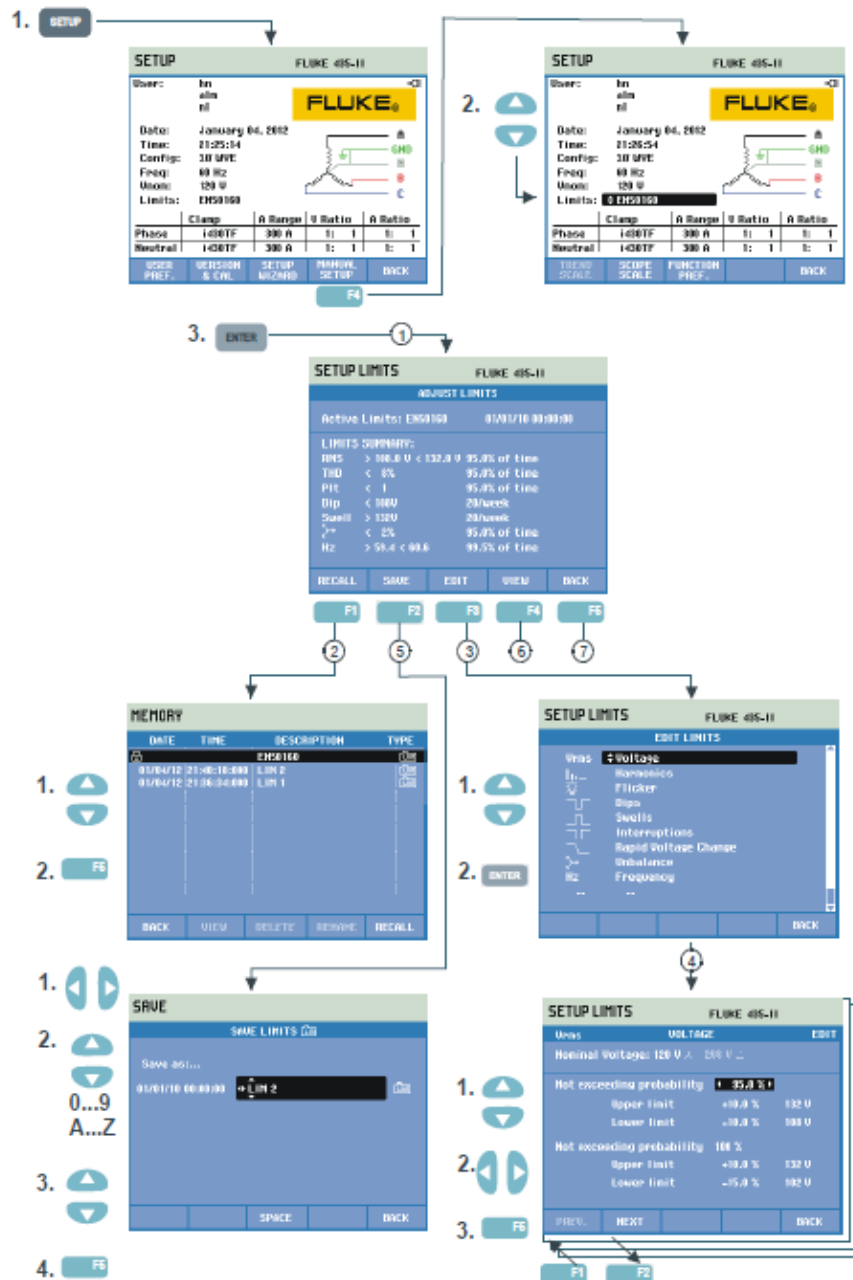


Figura 2.36: Pasos para acceder a la configuración de límites de voltaje (Fluke, 2012).

3. Metodología

3.1 Introducción

Los parámetros relacionados con la calidad de energía se encuentran actualmente regulados en el país mediante la regulación ARCERNNR 002/20 la cual describe tres tipos de calidad de energía, las cuales son: calidad del producto, calidad del servicio técnico y calidad del servicio comercial. El análisis por realizar se centrará en las formas de onda de voltaje y corriente entregados por la Micro-Red del campus Balzay, analizando de este modo los parámetros ligados a la calidad del producto según la regulación ARCERNNR 002/20 mediante el analizador de calidad de energía Fluke 435-II. Los parámetros de la calidad del producto se describirán más adelante en este apartado, además de las normas internacionales en las que se basan las mediciones correspondientes.

Los parámetros de la calidad del producto descritos en la regulación ARCERNNR 002/20 deben ser responsabilidad de la empresa distribuidora en lo que respecta a la forma de onda de voltaje, mientras que es responsabilidad de los consumidores mantener una distorsión armónica de corriente baja, estos aspectos se tomarán en cuenta al momento de realizar el análisis de la calidad de energía del sistema solar fotovoltaico de la Micro-Red, debido a su conexión con la red.

Las normas internacionales referidas en la regulación ARCERNNR 002/20 son las normas IEC 61000-4 partes 7, 11, 15 y 30, y la norma IEEE Std. 519 las cuales tendrán una breve descripción en este apartado; además también se detallará brevemente las normas IEEE Std. 929 y EN 50160 que se encuentran ligadas con la calidad de energía eléctrica. Adicionalmente, la Micro-Red puede considerarse como un sistema de generación distribuida, es decir la producción de energía eléctrica se encuentra cerca de las cargas, razón por la cual, también se revisa la regulación ARCERNNR 002/21 y la regulación ARCONEL 004/15 que establece los requisitos para mantener los niveles de corriente y voltaje dentro de los rangos admisibles en generadores renovables no convencionales con conexión a la red, razón por la cual se detallará en este apartado los aspectos más importantes de la calidad del producto que abarca esta regulación.

En primera instancia, para llevar a cabo las mediciones de los parámetros de la calidad de energía se tomarán las disposiciones de la regulación ARCERNNR 002/20 para conectar el equipo de medida Fluke en el punto de conexión común correspondiente, durante el lapso descrito en esta regulación. Luego se analizarán los datos de los distintos parámetros de calidad de energía de acuerdo con las regulaciones ARCERNNR 002/20 y ARCONEL 004/15 y finalmente se evaluará si los valores medidos se encuentran dentro de los rangos permitidos por las regulaciones mencionadas anteriormente.

3.2 Normas IEC

Una norma detalla las distintas características que un equipo o servicio debería cumplir, estos requisitos pueden ser: desempeño, seguridad, eficiencia, efectividad, confiabilidad, etc.

La Comisión Electrotécnica Internacional IEC por sus siglas en inglés, es una organización encargada de la normalización en los campos eléctricos y electrónicos a nivel mundial. Las normas son creadas por consenso de los miembros de IEC con el fin de representar las necesidades de las partes implicadas. La participación activa como miembro de IEC permite a los países implicados la posibilidad de influir en el desarrollo de las normas internacionales, representando sus propios sectores nacionales y permitiendo que se los tome en consideración.

IEC se encarga de coordinar a expertos que desarrollan las normas, además de apoyar a las entidades de evaluación el cumplimiento de requisitos de una norma en un dispositivo o proceso. Las normas IEC son documentos de carácter técnico que detallan una serie de características que un equipo o proceso debería cumplir, de este modo las normas son diseñadas para ayudar a garantizar la seguridad, fiabilidad y eficiencia.

3.2.1 Norma IEC 61000-4-7

Esta sección de la norma denominada “Guía general relativa a las medidas de armónicos e interarmónicos, así como a los aparatos de medida, aplicable a las redes de suministro y a los aparatos conectados a estas”, se aplica a la instrumentación para la medida de las componentes espectrales en frecuencias de hasta 9 KHz que se superponen a la componente fundamental en redes de 50 Hz y 60 Hz (UNE-EN 61000-4-7, 2002).

Los instrumentos de medida se consideran para medir la emisión armónica, la emisión interarmónica y valores por encima del margen de frecuencia armónica hasta 9 kHz (UNE-EN 61000-4-7, 2002). La medición de armónicos se debe realizar en una señal en régimen permanente, pues una señal fluctuante no se puede describir correctamente mediante sus armónicos. Se considera que el instrumento utiliza algoritmos de transformadas rápidas de Fourier en la toma de medidas, aunque la norma no excluye otros criterios de análisis (UNE-EN 61000-4-7, 2002).

El equipo de medición de armónicos de corriente debe proporcionar medidas directas de dichos armónicos y debe contar con una entrada en bajo voltaje con alta impedancia con posibilidad de asociarse en paralelo a aparatos resistivos externos (UNE-EN 61000-4-7, 2002). Cada circuito de entrada debe soportar una sobrecarga de 1.2 veces la corriente nominal en estado estable o una sobrecarga de 10 veces la corriente nominal durante un segundo, sin que se produzca algún tipo de daño (UNE-EN 61000-4-7, 2002).

Para la medición de armónicos de voltaje, el instrumento de medida debe ser adecuado para el voltaje máximo y la frecuencia de la red de distribución a analizar, manteniendo sus características y precisión constantes hasta 1.2 veces el voltaje máximo. Los voltajes nominales para el circuito de entrada son: 66 V, 115 V 230 V 400 V y 690 V para redes de 50 Hz y 69 V, 120 V, 240 V, 277 V, 347 V, 480 V y 600 V para redes de 60 Hz (UNE-EN 61000-4-7, 2002).

La norma sugiere dos tipos de precisión del instrumento de medida de componentes armónicas, referidos a señales en régimen de estado estable de una sola frecuencia. En la Tabla 3.1 se detallan los requisitos de precisión para la medida de armónicos de corriente y voltaje.

Tabla 3.1: Requisitos de precisión para las medidas de la corriente, voltaje y potencia (UNE-EN 61000-4-7, 2002).

Clase	Medida	Condiciones	Error máximo
I	Voltaje	$U_m \geq 1\%U_{nom}$ $U_m < 1\%U_{nom}$	$\pm 5\%U_m$ $\pm 0.05\%U_{nom}$
	Corriente	$I_m \geq 3\%I_{nom}$ $I_m < 3\%I_{nom}$	$\pm 5\%I_m$ $\pm 0.15\%I_{nom}$
	Potencia	$P_m \geq 150 W$ $P_m < 150 W$	$\pm 1\%P_{nom}$ $\pm 1.5 W$
II	Voltaje	$U_m \geq 3\%U_{nom}$ $U_m < 3\%U_{nom}$	$\pm 5\%U_m$ $\pm 0.15\%U_{nom}$
	Corriente	$I_m \geq 10\%I_{nom}$ $I_m < 10\%I_{nom}$	$\pm 5\%I_m$ $\pm 0.5\%I_{nom}$
<p>I_{nom}: Margen de corriente nominal del instrumento de medida. U_{nom}: Margen de voltaje nominal del instrumento de medida. U_m e I_m: Valores medidos.</p>			

La norma sugiere usar instrumentos de mediada clase I cuando es necesario realizar medidas precisas, mientras que los de la clase II se recomiendan usar en campañas de medida, aunque pueden usarse en medidas de emisión si los limites no se exceden, en la práctica significa que los valores medidos deben ser inferiores al 90% de los límites permitidos (UNE-EN 61000-4-7, 2002).

Para las frecuencias que sobrepasen los límites de medida, el equipo de medición debe atenuar de modo que no se vean afectados los resultados. Para una adecuada atenuación se debe muestrear la señal de entrada a una frecuencia sumamente alta en comparación con la frecuencia del margen de medida (UNE-EN 61000-4-7, 2002).

3.2.2 Norma IEC 61000-4-11

La norma IEC 61000-4-11 llamada técnicas de ensayo y medida – ensayos de inmunidad a las caídas de tensión, interrupciones breves y variaciones de tensión, especifica diferentes tipos de pruebas para simular los efectos de los cambios bruscos de voltaje, pues estos son fenómenos aleatorios causados por las cargas variables que se conectan continuamente a la red (BS EN 61000-4-11, 2004).

Se usa el voltaje nominal del equipo de medición como base para especificar el nivel de prueba de voltaje. Si en un equipo con rango de voltaje nominal, los límites del rango no exceden el 20% del voltaje más bajo se puede especificar un solo voltaje del rango como base para especificar el nivel de prueba (BS EN 61000-4-11, 2004). Caso contrario el procedimiento para llevar a cabo la prueba se aplicará a los voltajes más bajos y los más altos del rango descrito.

Los niveles de voltaje de prueba utilizados son: 0%, 40%, 70% y 80% correspondientes a caídas de voltaje de 0%, 40%, 70% y 80%. Un nivel de prueba del 0% hace referencia a una interrupción total del voltaje, en la práctica puede considerarse una interrupción total a un nivel de prueba de entre el 0% al 20% del voltaje nominal (BS EN 61000-4-11, 2004).

Para caídas de voltaje en un equipo, los niveles y duración de prueba sugeridos se detallan en la Tabla 3.2, en donde los niveles de prueba son representativos de muchas caídas de voltaje en la realidad, sin embargo, no garantizan la inmunidad a todas las caídas de voltaje (BS EN 61000-4-11, 2004).

Tabla 3.2: Niveles de prueba y duración para caídas de voltaje (BS EN 61000-4-11, 2004).

Clase	Nivel de prueba y duración para caídas de voltaje (50 Hz/ 60 Hz)				
Clase 1	Caso por caso según los requisitos del equipo				
Clase 2	0% durante ½ ciclo	0% durante 1 ciclo	70% durante 25 ciclos en 50 Hz/ 30 ciclos en 60 Hz		
Clase 3	0% durante ½ ciclo	0% durante 1 ciclo	40% durante 10 ciclos (50 Hz) / 12 ciclos (60 Hz)	70% durante 25 ciclos (50 Hz) / 30 ciclos (60 Hz)	80% durante 250 ciclos (50 Hz) / 300 ciclos (60 Hz)
Clase X	X	X	X	X	X

Los niveles y duraciones para interrupciones breves se muestran en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Niveles de prueba y duraciones recomendadas para interrupciones breves (BS EN 61000-4-11, 2004).

Clase	Nivel de prueba y duraciones para interrupciones breves (50 HZ / 60 Hz)
Clase 1	Caso por caso según los requisitos del equipo
Clase 2	0% durante 250 ciclos (50 Hz) / 300 ciclos (60 Hz)
Clase 3	0% durante 250 ciclos (50 Hz) / 300 ciclos (60 Hz)
Clase X	X

La clase 1 se relaciona con el uso de equipos muy sensibles a perturbaciones en la red de distribución. La clase 2 se aplica a puntos de conexión común en sistemas de consumo y en el entorno industrial (BS EN 61000-4-11, 2004). Finalmente, la clase 3 se aplica a entornos industriales en donde las cargas son alimentadas mediante convertidores, se encuentran presentes máquinas soldadoras, se ponen en marcha constantemente motores grandes y las cargas varían rápidamente (BS EN 61000-4-11, 2004). La clase X es definida por el comité del producto y no debe ser menos severo que la clase 2.

Las variaciones de voltaje tienen lugar en periodos breves y pueden ocurrir por cambios de carga. La duración sugerida de estos cambios se detalla en la Tabla 3.4, en donde la tasa de cambio de las variaciones del voltaje debe ser constante.

Tabla 3.4: Duración de las variaciones de voltaje (BS EN 61000-4-11, 2004).

Nivel de prueba	Tiempo de disminución de voltaje	Tiempo de voltaje reducido	Tiempo de aumento de voltaje
70%	Abrupto	1 ciclo	25 ciclos (50 Hz) / 30 ciclos (60 Hz)
X	X	X	X

Para realizar la prueba se requiere de un generador de caídas de voltaje, interrupciones breves y variaciones de voltaje, que deberá estar provisto de tal forma que se evite la emisión de perturbaciones fuertes (BS EN 61000-4-11, 2004).

Dependiendo de los resultados de las pruebas, estos se clasificarán en función de la pérdida o degradación del rendimiento del equipo probado en comparación con el rendimiento definido por el fabricante (BS EN 61000-4-11, 2004). La clasificación sugerida es:

- Desempeño normal dentro de los límites.
- Pérdida temporal en función de la degradación del rendimiento que termina después de la perturbación.
- Pérdida temporal en función del rendimiento cuya corrección requiere de un operador.
- Pérdida temporal en función del rendimiento que no es recuperable por daños en el hardware, software o pérdida de datos.

Los niveles de rendimiento pueden variar entre las pruebas de caída y variaciones de voltaje e interrupciones breves (BS EN 61000-4-11, 2004).

3.2.3 Norma IEC 61000-4-15

Esta parte de la norma pretende ofrecer especificaciones funcionales y de diseño para aparatos de medida de parpadeos (flicker) con el fin de indicar el nivel de percepción del mismo para todas las formas de onda de las variaciones de voltaje. El indicador de medida de un parpadeo se basa en la percepción de un equipo o sistema ante las variaciones de voltaje, lo que se obtiene estadísticamente a partir de las medidas de severidad a corto y largo plazo (UNE-EN 61000-4-15, 1999).

La medida de severidad a corto plazo se basa en una duración de 10 minutos y se calcula a partir de las estadísticas nivel-tiempo mediante los niveles de parpadeo excedidos a lo largo del 0.1%, 1%, 3%, 10% y 50% de la duración del periodo de observación (UNE-EN 61000-4-

15, 1999). Esta medida es adecuada para perturbaciones provocadas por fuentes individuales de trabajo breve.

Las cargas con ciclos de trabajo largos y variables pueden producir perturbaciones aleatoriamente y deben analizarse mediante una medida de severidad a largo plazo que se obtiene a partir de los valores de severidad a corto plazo (ecuación (3.1)) con una duración a la cual un observador pueda reaccionar al parpadeo (UNE-EN 61000-4-15, 1999).

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{sti}^3}{N}} \quad (3.1)$$

3.2.4 Norma IEC 61000-4-30

La norma IEC 61000-4-30 denominada Técnicas de ensayo y medida – Métodos de medida de la calidad de suministro, establece métodos de medida para los parámetros de calidad de suministro en redes de distribución y la interpretación de sus resultados (UNE-EN 61000-4-30, 2004).

Los parámetros de la calidad de suministro considerados en la norma son: frecuencia, amplitud de voltaje de suministro, parpadeo (flicker), caídas de voltaje, sobrevoltajes temporales, interrupciones, voltajes transitorios, desequilibrio, armónicos e Inter armónicos de voltaje y corriente, y variaciones de voltaje rápidos (UNE-EN 61000-4-30, 2004). La norma define métodos de medida, sin embargo, no especifica su realización.

Se consideran tres clases de medida para cada parámetro a medir, los cuales con:

Método clase A: es usado cuando se necesita de medidas precisas en aplicaciones contractuales y para verificar valores de referencia de acuerdo con las normas (UNE-EN 61000-4-30, 2004).

Método clase S: usadas para el análisis de sistemas, mantenimiento preventivo y evaluación de la calidad de energía; es menos estricta que la clase A (UNE-EN 61000-4-30, 2004).

Método clase B: se utiliza en aplicaciones que no requiere de gran precisión como estudios estadísticos e investigación de anomalías; además el método de medición y su precisión es definido por el fabricante del equipo (UNE-EN 61000-4-30, 2004).

Los tiempos de medida constan en tres intervalos diferentes que son: 10 ciclos (50 Hz) / 12 ciclos (60 Hz), 3 segundos, 10 minutos y 2 horas. Y la incertidumbre del reloj no debe ser mayor a 20 ms para 50 Hz o 16.7 ms para 60 Hz (UNE-EN 61000-4-30, 2004).

Medida de frecuencia: debe efectuarse en intervalos de 10 segundos y su medida es la relación entre el número de ciclos enteros para la cantidad total de periodos.

Medida de la amplitud del voltaje: se debe medir el valor RMS en un intervalo de 10 ciclos (50 Hz) o 12 ciclos (60 Hz) (UNE-EN 61000-4-30, 2004). El método se usa en señales estacionarias y no se utiliza para detectar perturbaciones.

Medida del parpadeo: debe cumplir con la norma IEC 61000-4-15.

Medida de caídas de voltaje y sobrevoltajes temporales: debe ser medido el voltaje RMS en cada canal. En caso de una caída de voltaje se obtiene el valor RMS mínimo con la duración del mismo, en cambio en el caso de un sobrevoltaje se debe medir su amplitud máxima y su duración (UNE-EN 61000-4-30, 2004).

Medida de interrupciones: la interrupción empieza cuando el voltaje RMS cae debajo del límite de interrupción y termina cuando sobrepasa dicho límite. Se debe medir la interrupción mediante el voltaje RMS (UNE-EN 61000-4-30, 2004).

Medida de transitorios de voltaje: las medidas se efectúan generalmente entre fase y tierra cuando el interés es el aislamiento, cuando se da mantenimiento a equipos la medida debe darse entre fases o fase y neutro (UNE-EN 61000-4-30, 2004).

Medida de desequilibrio de voltaje: el análisis se realiza mediante el método de componentes simétricas, la componente fundamental del valor RMS se mide en un intervalo de 10 ciclos (50 Hz) o 12 ciclos (60 Hz) (UNE-EN 61000-4-30, 2004).

Medida de armónicos de voltaje: se debe cumplir con la medida dada en la norma 61000-4-7 para la clase I.

Medida de cambios rápidos de voltaje: se deben establecer límites para la tasa mínima de cambio, duración mínima en estado estacionario, diferencia mínima de voltaje entre dos estados estacionarios y estabilidad en estado estable (UNE-EN 61000-4-30, 2004).

3.3 Normas IEEE

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, IEEE por sus siglas en inglés, es la organización profesional técnica más grande a nivel mundial que abarca a ingenieros, científicos, tecnólogos y profesionales en más de 160 países. La IEEE se encarga de promover y difundir los avances científicos en áreas de ingeniería eléctrica, electrónica, informática y afines a estas.

Las normas IEEE influyen en una gran parte de industrias entre las que se incluye el sector energético y el área de telecomunicaciones. Estas pretenden ayudar con el desarrollo de dispositivos eléctricos y electrónicos, fomentar los respectivos avances en los campos antes mencionados, y supervisar la calidad de los productos; de esta manera la IEEE pretende trabajar por el bien de la humanidad.

3.3.1 Norma IEEE Std. 519-2014

Esta norma establece objetivos de diseño de sistemas eléctricos compuestos tanto de cargas lineales como de no lineales, de forma que se atienda de manera específica la distorsión de corriente y voltaje en los puntos de conexión común. La norma establece límites de armónicos totales e individuales para el estado estacionario (IEEE Std. 519, 2014). Para el caso de armónicos de corriente se debe hallar la relación entre la máxima corriente de cortocircuito I_{sc} para la corriente de carga I_L en frecuencia fundamental, definiendo la relación de cortocircuito SCR . Usando la relación de cortocircuito y la Tabla 3.5, se obtienen los límites de distorsión armónica de componentes impares de corriente (IEEE Std. 519, 2014).

Tabla 3.5. Límites de distorsión armónica de corriente en sistemas de 120 V a 69 kV (IEEE Std. 519, 2014).

Distorsión máxima de corriente armónica, en % del armónico fundamental						
Orden de los armónicos individuales (armónicos impares)						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	4	2	1.5	0.6	0.3	5
20 < 50	7	3.5	2.5	1	0.5	8
50 < 100	10	4.5	4	1.5	0.7	12
100 < 1000	12	5.5	5	2	1	15
> 1000	15	7	6	2.5	1.4	20

Los límites de los componentes armónicos pares corresponden al 25% de los valores indicados en la Tabla 3.5. Los límites individuales y totales de voltaje, establecidos en la norma se muestran en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Límites de distorsión armónica de voltaje (IEEE Std. 519, 2014).

Voltaje de barra en el punto de conexión común	Distorsión individual de voltaje (%)	Distorsión total de voltaje THD (%)
Hasta 69 kV	3.0	5.0
De 69 kV a 137.9 kV	1.5	2.5
Mayor a 138 kV	1.0	1.5

3.3.2 Norma IEEE Std 929-2000

Esta norma establece los requisitos técnicos que se deben cumplir para realizar la conexión de sistemas solares fotovoltaicos con la red de distribución de modo que la calidad de energía no se vea afectada negativamente por la conexión del sistema solar (Camargo & Román, 2009).

La frecuencia del sistema eléctrico y la del sistema fotovoltaico deben funcionar de forma sincronizada en un rango de 59.3 a 60.5 Hz en sistemas pequeños, en el caso que la frecuencia del sistema solar se encuentre fuera de este rango, el inversor debe cesar su operación con la red y desconectarse de la misma por alrededor de 6 ciclos (Camargo & Román, 2009).

3.4 Norma EN 50160

Las normas EN son normas europeas desarrolladas por los distintos miembros de los sectores industriales o logísticos que forman parte del comité europeo de normalización y ayudan a tener una alta visibilidad entre fabricantes dentro y fuera del territorio europeo.

En particular la norma EN 50160 se encarga de establecer las principales características que debe poseer el voltaje suministrado por las empresas distribuidoras de energía eléctrica bajo condiciones normales en rangos de bajo y medio voltaje, la norma detalla los valores límites de voltaje que los usuarios deben esperar (Holguin & Gomezcoello, 2010).

Se definen límites para diferentes parámetros como: frecuencia, amplitud de voltaje, fluctuaciones de voltaje, caídas de voltaje, desequilibrios, armónicos de voltaje, entre otros (Holguin & Gomezcoello, 2010). El registro de los valores para evaluar la calidad de energía se debe realizar con equipos clase A.

Solo se debe aplicar esta norma cuando el sistema opera en condiciones normales y no son aplicables en operaciones después de haber ocurrido una falla, acciones industriales o interrupciones de servicio (Holguin & Gomezcoello, 2010). Hay que destacar que la norma no

fija responsabilidad alguna para el cumplimiento de los límites que se muestra en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. Límites según la norma EN 50160 (Holguin & Gomezcoello, 2010).

Evento en el voltaje de suministro	Magnitud	Duración
Sags	90% < 1%	1ms < 1 minuto
Bajas de voltaje	90% < 1%	> 1 minuto
Interrupción de suministro	< 1%	< 3 minutos (<i>Breve</i>) > 3 minutos (<i>Larga</i>)
Sobrevoltaje temporal	> 110%	<i>Relativamente larga</i>
Sobrevoltaje Transitorio	> 110%	<i>Algunos milisegundos</i>

En el caso de la existencia de parpadeos, la norma establece que el índice de severidad de larga duración no debe superar la unidad en el 95% de datos obtenidos en el periodo de medición, mientras que el índice de severidad de corta duración no se toma en consideración.

3.5 Regulación ARCERNNR 002/20

La regulación ARCERNNR 002/20, vigente actualmente, aprobada en noviembre de 2020 establece los indicadores, índices y límites de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica. La regulación considera la calidad del producto, calidad del servicio técnico y la calidad del servicio comercial como indicadores que deben cumplir las empresas distribuidoras; y la distorsión armónica de corriente como aspecto de calidad evaluado al consumidor.

La medida de los parámetros relacionados con la calidad de energía debe realizarse en un periodo no inferior a siete días continuos, en intervalos de 10 minutos. La selección de los puntos en donde se realizará la medida se detalla en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8. Puntos de medición para la calidad del producto (ARCERNNR, 2020).

Grupo	Descripción	Punto de medición	Índices a medir
1	Barras de salida de subestaciones de distribución en alto y medio voltaje (AV/MV)	MV	Nivel de voltaje
2	Consumidores en alto voltaje (Grupo 1 y 2)	AV	Nivel de voltaje Flicker Armónicos de voltaje Desbalance de voltaje
3	Transformadores de distribución	BV	Nivel de voltaje Flicker Armónicos de voltaje Desbalance de voltaje
4	Consumidores en medio voltaje	MV	Nivel de voltaje Flicker Armónicos de voltaje Desbalance de voltaje
5	Consumidores en bajo voltaje	BV	Nivel de voltaje

Los niveles de voltaje establecidos por la regulación son:

Bajo voltaje: menor o igual a 0.6 kV

Medio voltaje: mayor a 0.6 kV y menor igual a 40 kV

Alto voltaje Grupo 1: mayor a 40 kV y menor igual a 138 kV

Alto voltaje Grupo 2: mayor a 138 kV

3.5.1 Calidad del producto (Responsabilidad de la empresa distribuidora)

Es un atributo de la calidad de energía eléctrica relacionada con la forma de onda del voltaje entregado por las empresas distribuidoras, que se caracteriza por el nivel de voltaje, parpadeo (flicker), distorsión armónica de voltaje y desequilibrio de voltaje (ARCERNNR, 2020).

3.5.1.1 Nivel de voltaje

La calidad del nivel de voltaje está dada por la ecuación (3.2), para un punto del sistema de distribución.

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_N}{V_N} * 100\% \quad (3.2)$$

Donde:

ΔV_k : Variación del voltaje suministrado con respecto al voltaje nominal en el punto k.

V_k : Voltaje de suministro en el punto k, correspondiente al promedio de medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

V_N : Voltaje nominal en el punto k.

Los límites del nivel de voltaje se presentan en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9. Límites del índice nivel de voltaje (ARCERNNR, 2020).

Nivel de Voltaje	Rango admisible
Alto Voltaje	$\pm 5.0\%$
Medio Voltaje	$\pm 6.0\%$
Bajo Voltaje	$\pm 8.0\%$

Se cumple con el nivel de voltaje cuando el 95% o más de las variaciones de voltaje se encuentran dentro del rango detallado en la Tabla 3.9, en cada una de las fases en un periodo mínimo de 7 días continuos (ARCERNNR, 2020).

3.5.1.2 Perturbación Rápida de Voltaje (Flicker)

Se tomará medidas mediante el índice de severidad de corta duración P_{st} (ecuación (3.3)) conforme a la norma IEC 61000-4-15, que se encarga de medir la severidad de las variaciones periódicas de voltaje en periodos de 10 minutos (ARCERNNR, 2020).

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}} \quad (3.3)$$

Donde:

P_{st} : Índice de severidad de flicker de corta duración.

$P_{0.1}, P_1, P_3, P_{10}, P_{50}$: Niveles de efecto flicker que se sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del intervalo de medición.

El índice de severidad del parpadeo (flicker) de corta duración en el punto de medición no debe superar la unidad. Este índice se cumple cuando el 95% o más de los valores medidos en todas y cada una de las fases en un periodo no menor a siete días continuos es menor al límite predeterminado (ARCERNNR, 2020).

3.5.1.3 Distorsión armónica de voltaje

La distorsión armónica individual y total se evalúa mediante las siguientes ecuaciones:

$$V_{h,k} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} (V_{h,i})^2} \quad (3.4)$$

$$DV_{h,k} = \frac{V_{h,k}}{V_{h,1}} * 100\% \quad (3.5)$$

$$THD_k = \left[\frac{1}{V_{h,1}} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (V_{h,k})^2} \right] * 100\% \quad (3.6)$$

Donde:

$V_{h,k}$: Armónico del voltaje h en el intervalo k de 10 minutos

$V_{h,i}$: Valor RMS del armónico de voltaje h (h=2, 3, ..., 50) medido cada 3 segundos (i=1, 2, ..., 200).

$DV_{h,k}$: Factor de distorsión individual de voltaje del armónico h (h=2, 3, ..., 50) en el intervalo k de 10 minutos.

THD_k : Factor de distorsión armónica total de voltaje.

$V_{h,1}$: Valor RMS de la componente fundamental de voltaje en el punto de medición.

El rango que debe cumplir el factor de distorsión armónica individual de voltaje y el factor de distorsión armónica total de voltaje se muestran en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10. Límites de armónicos de voltaje en porcentaje del voltaje nominal según ARCERNNR 002/20 (ARCERNNR, 2020).

Nivel de Voltaje	Factor de distorsión armónica individual (%)	THD (%)
Bajo Voltaje	5.0	8.0
Medio Voltaje	3.0	5.0
Alto Voltaje (Grupo 1)	1.5	2.5
Alto Voltaje (Grupo 2)	1.0	1.5

El factor de distorsión armónico individual de voltaje y el factor de distorsión armónico total de voltaje en el punto de medición se cumple cuando el 95% o más de los valores medidos en todas y cada una de las fases en un período no menor a siete días continuos es menor al límite predeterminado (ARCERNNR, 2020).

3.5.1.4 Desequilibrio de voltaje

El índice de desequilibrio de voltaje en un punto de medición se determina mediante la ecuación (3.7).

$$\text{Desequilibrio de voltaje} = \left| \frac{V^-}{V^+} \right| * 100\% \quad (3.7)$$

Donde:

V^- : Voltaje de secuencia negativa, determinado del promedio de las medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

V^+ : Voltaje de secuencia positiva, determinado del promedio de las medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

El límite del índice de desequilibrio para un punto de medición es del 2% para todos los niveles de voltaje. Este índice se cumple cuando el 95% o más de las medidas en un periodo de 7 días continuos se encuentran dentro del rango predeterminado (ARCERNNR, 2020).

3.5.2 Calidad responsabilidad del consumidor

3.5.2.1 Distorsión armónica de corriente

Los armónicos de corriente se evaluarán mediante la distorsión individual de corriente y la distorsión de demanda total, según se indica en las ecuaciones siguientes:

$$I_{h,k} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} (I_{h,i})^2} \quad (3.8)$$

$$DI_{h,k} = \frac{I_{h,k}}{I_{h,1}} * 100\% \quad (3.9)$$

$$TDD_k = \left[\frac{1}{I_{h,1}} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (I_{h,k})^2} \right] * 100\% \quad (3.10)$$

Donde:

$I_{h,k}$: Armónico de corriente h en el intervalo k de 10 minutos.

$I_{h,i}$: Corriente RMS del armónico h (h=2, 3, ..., 50), medido cada 3 segundos (i=1, 2, 3, ..., 200).

$DI_{h,k}$: Factor de distorsión individual de corriente del armónico h (h=2, 3, ..., 50), en el intervalo k de 10 minutos.

$I_{h,1}$: Valor RMS de la componente fundamental de la corriente.

TDD_k : Factor de distorsión de demanda total.

Los límites que deben cumplir la distorsión armónica individual y de demanda total se encuentran en la Tabla 3.5, correspondiente a la norma IEEE Std. 519. La medición debe realizarse en un punto de conexión común durante un periodo de siete días continuos en intervalos de 10 minutos (ARCERNNR, 2020). El consumidor cumple con los factores de distorsión armónica individual de corriente y de demanda total cuando el 95% de los valores medidos se encuentran dentro de los límites definidos en la Tabla 3.5.

3.5.3 Regulación ARCERNNR 002/21

Esta regulación denominada “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación”, pretende establecer las condiciones técnicas y comerciales respecto al desarrollo y operación de centrales de generación distribuida (ARCERNNR, 2021).

La factibilidad de la conexión de una central de generación distribuida deberá estar sujeta a los estudios técnicos que consideran los lineamientos establecidos en la regulación ARCONEL 004/15 denominada “Requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución”, y la empresa distribuidora de energía eléctrica no podrá solicitar estudios que vayan más allá de

lo necesario. De igual manera, las condiciones de operación que deberá cumplir la central de generación distribuida deben registrarse según la regulación ARCONEL 004/15, o aquella que sustituya (ARCERNNR, 2021).

En la última revisión de esta regulación se pudo constatar que se encuentra suspendida, sin embargo, debido a los lineamientos técnicos que considera en la conexión y operación de generadores renovables no convencionales se tomará en cuenta, y se analizará la regulación ARCONEL 004/15 que debe cumplirse para el desarrollo y la correcta operación de centrales de generación distribuida.

3.5.4 Regulación ARCONEL 004/15

Esta regulación denominada “Requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución”, establece criterios técnicos relacionados con los generadores renovables con el fin de no degradar la calidad de energía, manteniendo los niveles de corriente y voltaje dentro de sus rangos admisibles (ARCONEL, 2018).

La regulación establece que, al implementarse un generador renovable no convencional se debe comprobar que los parámetros de la calidad del producto (parpadeos, desbalance y armónicos) en el punto de conexión común, cumplan con los valores permitidos dentro del rango establecido (ARCONEL, 2018). Los posibles escenarios a ser considerados dentro de un análisis deben ser: red sin generador renovable, red con generador renovable y red solo con generador renovable (en caso de ser posible).

En el caso de sistemas solares fotovoltaicos, los inversores a utilizar en conexión a la red deben cumplir con: la certificación de la norma IEC 62116 que establece los mecanismos de prevención de funcionamiento en isla no intencional y la calidad de energía en la medición de las ondas de voltaje deben seguir los procedimientos dados en la norma IEC 61000-4 (ARCONEL, 2018).

El punto de conexión común con el sistema de generación renovable debe poseer los valores de los armónicos, parpadeos (flicker) y desbalances de voltaje dentro de los rangos preestablecidos (ARCONEL, 2018).

Niveles de armónicos de voltaje: los niveles de armónicos de voltaje no deben superar los valores descritos en la Tabla 3.11 en su punto de conexión común.

Tabla 3.11. Límites máximos de los armónicos de voltaje según ARCONEL 004/15 (ARCONEL, 2018).

Orden del armónico	Medio Voltaje ($0.6kV \leq V_n \leq 40kV$)	Alto Voltaje ($40kV \leq V_n$)
Armónicos Impares No Múltiplos de 3		
5	5	2
7	4	2
11	3	1.5
13	2.5	1.5
$17 \leq h \leq 49$	$1.9 * \frac{17}{h} - 0.2$	$1.2 * \frac{17}{h}$
Armónicos Impares Múltiplos de 3		
3	4	2
9	1.2	1
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
$21 \leq h \leq 45$	0.2	0.2
Armónicos pares		
2	1.8	1.4
4	1	0.8
6	0.5	0.4
8	0.5	0.4
$10 \leq h \leq 50$	$0.25 * \frac{10}{h} + 0.22$	$0.19 * \frac{10}{h} + 0.16$
THD (%)	6.5	3

Niveles máximos de los parpadeos (flicker): la severidad de las fluctuaciones de voltaje se evalúa mediante los indicadores de severidad de largo (P_{lt}) y corto plazo (P_{st}), en donde sus valores deben encontrarse dentro de los límites descritos en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12. Límites máximos de los indicadores de severidad del parpadeo (ARCONEL, 2018).

Indicador	Límite
P_{stmax}	0.35
P_{ltmax}	0.25

Desbalances máximos de voltaje: se evalúa de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30, calculando la proporción de las componentes de secuencia positiva y cero con respecto a la componente de secuencia positiva. El máximo desbalance de voltaje en estado estacionario no deber ser superior al 5% en cada fase.

4. Resultados y Análisis

4.1 Micro-Red del campus Balzay

El laboratorio de la Micro-Red se encuentra en el campus Balzay en un único edificio que tuvo sus inicios cuando se lanzó el proyecto de creación de un Centro Científico, Tecnológico y de Investigación en el año 2012, con el fin de fomentar el desarrollo científico y tecnológico en el campo de la ingeniería y la investigación acerca de nuevas formas de distribución de energía eléctrica. La Micro-Red de la Universidad de Cuenca se compone de fuentes de generación eléctrica renovable, unidades de almacenamiento de energía y cargas conectadas a la red.

La Micro-Red es utilizada por docentes y estudiantes con fines académicos y de investigación, de forma que se fomente el desarrollo local dentro de la ciudad con el fin de lograr una mejora a largo plazo del sistema eléctrico de distribución haciendo de este más seguro y eficiente.

Existen tres componentes principales en la Micro-Red los cuales son: generación, almacenamiento y cargas, estos se encuentran conectados a la red mediante una barra de corriente alterna controlado por un sistema SCADA cuya interfaz se maneja mediante LabView. El sistema de control SCADA funciona mediante una arquitectura de anillo de fibra óptica lo que permite la comunicación entre los diferentes dispositivos de la Micro-Red.

El sistema cuenta con un doble embarrado que permite conectar más de una fuente de energía al mismo tiempo, uno de estos embarrados se encuentra conectado a la red de distribución, mientras que el otro embarrado se encuentra aislado de dicha red. La sección de la red de distribución que se conecta a la barra de la Micro-Red posee un transformador de 400 kVA que se encarga de alimentar las cargas del campus en caso de que la generación no logre cubrir las demandas de las mismas. El diagrama unifilar del laboratorio de la Micro-Red se puede observar en la Figura 4.1.

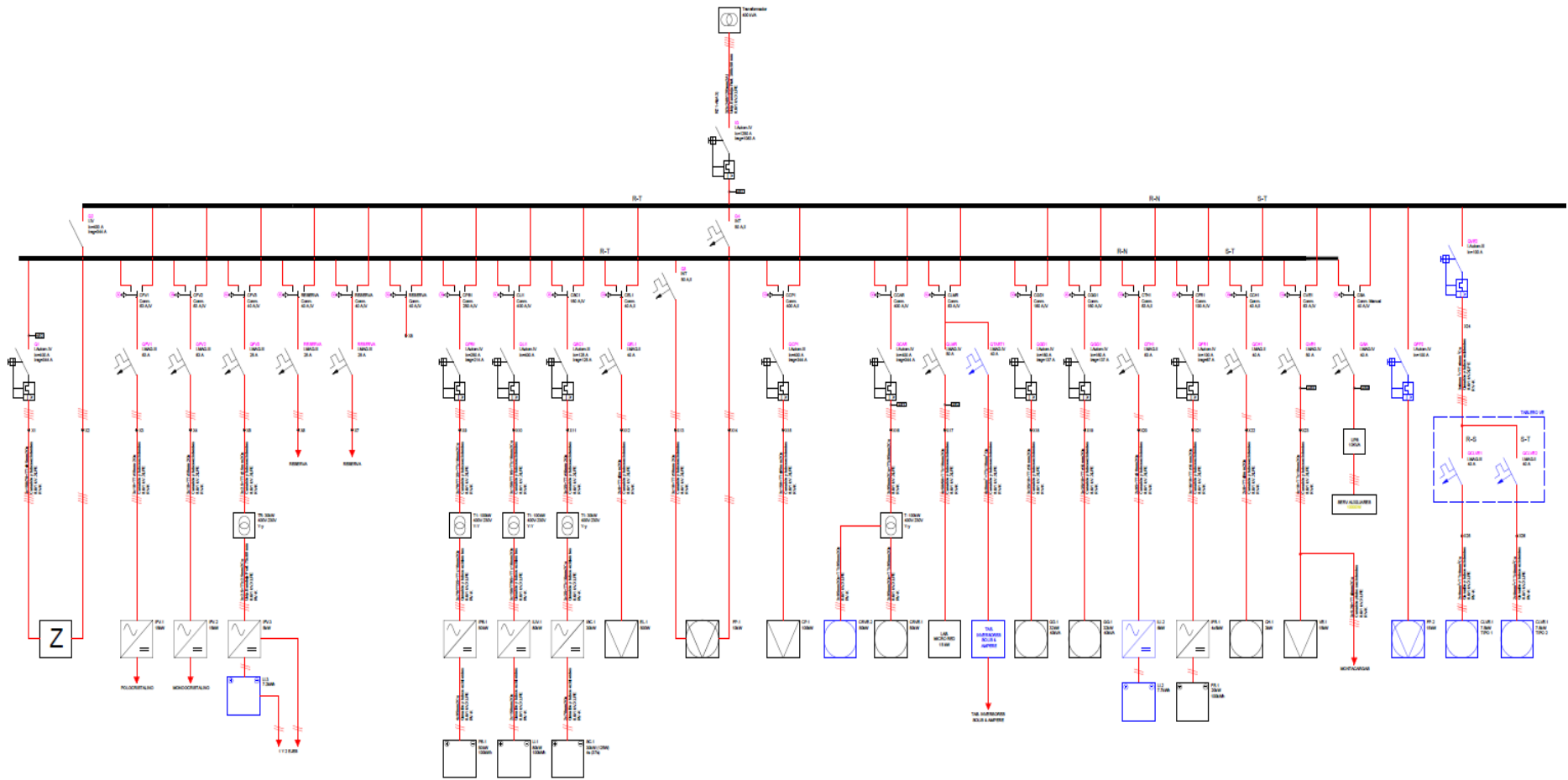


Figura 4.1: Diagrama unifilar de la Micro-Red de la Universidad de Cuenca

4.2 Sistema solar fotovoltaico del campus Balzay

El sistema solar fotovoltaico de la Micro-Red posee una capacidad nominal total de 35 kW, con una topología de rama (string) de los inversores como se muestra en la Figura 4.2.

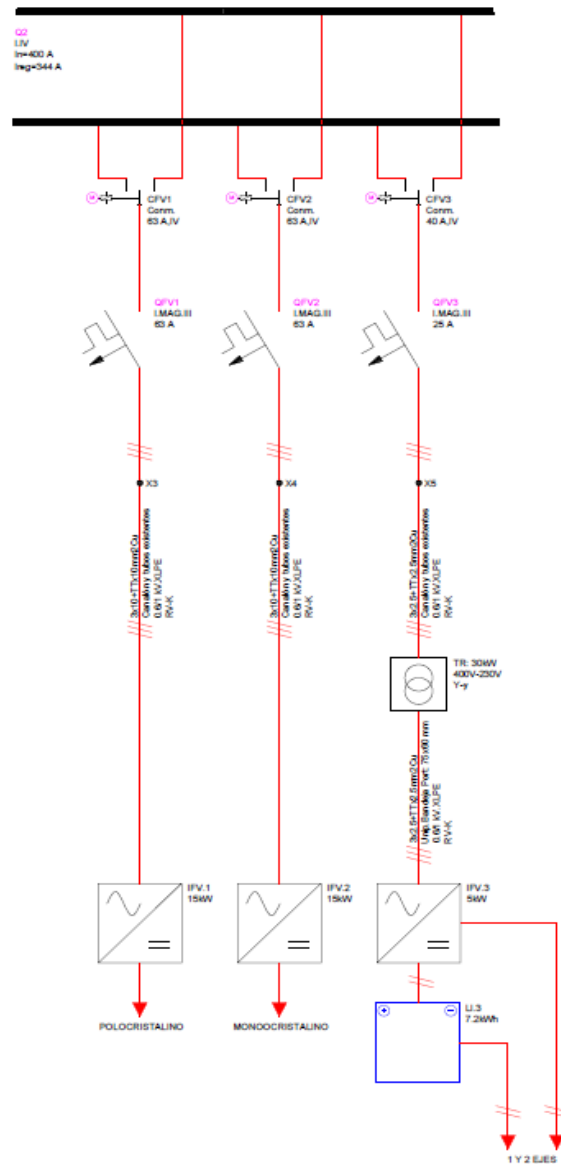


Figura 4.2: Topología del sistema solar fotovoltaico de la Micro-Red

En total existen 3 inversores que se conectan al embarrado del laboratorio, cuyas capacidades nominales individuales son de 15 kW, 15 kW y 5 kW como se puede observar en el diagrama unifilar de la Figura 4.2. El primer inversor de 15 kW se encuentra conectado a 60 paneles solares policristalinos fijos con capacidad de 250 W cada uno, mientras que el otro inversor de 15 kW se encuentra conectado a 60 paneles solares monocristalinos fijos de la misma capacidad que los antes mencionados, finalmente el inversor de 5 kW se conecta a 16 paneles policristalinos móviles de un solo eje y a 4 paneles policristalinos móviles de dos ejes que se mueven mediante actuadores mecánicos-eléctricos, además este se conecta en

su entrada a una batería de litio de 7.2 kWh y en su salida se conecta a un transformador de 30 kW que se encarga de reducir el voltaje del inversor a un voltaje adecuado para la red de distribución (ver Figura 4.4 y Figura 4.5.)



Figura 4.3: Inversores GPTech conectados a paneles policristalinos (izquierda) y a paneles monocristalinos (derecha).



Figura 4.4: Inversor FRONIUS conectado a paneles policristalinos móviles de 1 y 2 ejes.

Los inversores de 15 kW utilizados en la Micro-Red son equipos fabricados por GPTEch cuyas características técnicas se muestran en la Tabla 4.1, mientras que el inversor de 5 kW ha sido fabricado por FRONIUS y sus datos se detallan en la Tabla 4.2.

Tabla 4.1: Características técnicas del inversor GPTEch de 15 kW.

Entrada DC	
Rango de voltajes MPPT	220-500 Vdc
Máximo voltaje	600 Vdc
Máxima corriente	45A
Máxima potencia fotovoltaica recomendada	18 kW
Salida AC	
Voltaje de salida	220 Vac (trifásica)
Potencia nominal	15 kW
Corriente máxima	39A
Distorsión armónica total	2%
Frecuencia	50 Hz/60 Hz
Eficiencia	
Eficiencia máxima	97%
Autoconsumo nocturno	<150 W
Condiciones ambientales	
Temperatura de operación	-20°C /50°C
Temperatura de almacenamiento y transporte	-30°C /65°C
Máxima humedad relativa	95% sin condensación
Consumo máximo de aire fresco	3000m ³ /h
Altura de operación máxima sobre el nivel del mar	3000m

Tabla 4.2: Características técnicas del inversor FRONIUS de 5 kW.

Entrada DC	
Rango de voltajes MPPT	168-800 Vdc
Máximo voltaje	1000 V
Máxima corriente	16A
Salida AC	
Voltaje de salida	400V (trifásica)
Potencia nominal	5000 W
Corriente máxima	8A
Distorsión armónica total	<3%
Frecuencia	50 Hz/60 Hz
Eficiencia	
Eficiencia máxima	98%
Consumo nocturno	<1 W

El conjunto de paneles solares fijos que forman parte del generador fotovoltaico de la Micro-Red se orienta a 5° N, mientras que los paneles móviles de un solo eje están dispuestos de modo que se pueda dar un seguimiento del sol de este a oeste y los paneles móviles de dos ejes buscan los puntos con mayor radiación solar a lo largo del día. Esta disposición se muestra en la Figura 4.5.

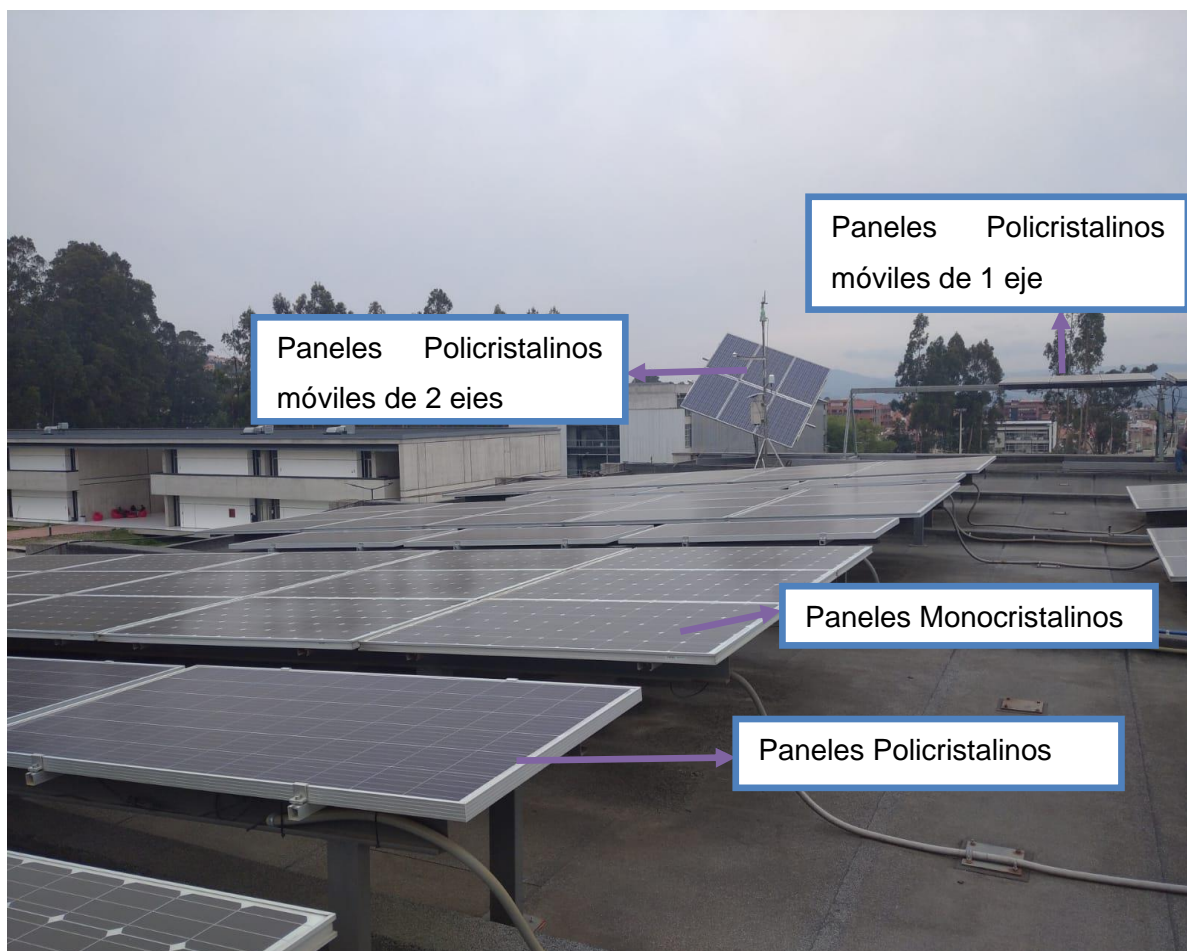


Figura 4.5: Disposición de los paneles solares en la Micro-Red.

Los paneles monocristalinos se distinguen rápidamente por su color negro y sus bordes redondeados y poseen muy buen rendimiento en lugares con poca luz solar. En cambio, los paneles policristalinos son los más extendidos en el mercado, sin embargo, son ligeramente menos eficientes que los monocristalinos y se poseen un característico color azul marino.

4.3 Puntos de medición de la calidad de energía

Los puntos seleccionados para medir la calidad de energía fueron las salidas de energía en corriente alterna de los tres inversores que componen el sistema solar fotovoltaico, además de la barra que se conecta a la red eléctrica teniendo en cuenta que en esta se encuentran conectadas estaciones de cargas para autos eléctricos, cargas esenciales del laboratorio, cargas programables y diferentes dispositivos de almacenamiento razón por la cual la calidad de energía puede verse afectada por dichos elementos. En síntesis, la calidad de energía a analizar es la que entrega la salida de cada inversor del sistema de generación fotovoltaico, además de la energía que el laboratorio presente en la barra que se conecta a la red de distribución eléctrica.

El equipo de medición de calidad de energía Fluke 435-II a utilizar cumple con la norma IEC 61000-4-30 y con la norma EN 50160 con lo cual se obtienen los valores de los parámetros ligados a la calidad de energía. Para realizar las medidas correspondientes se configuró el equipo de modo que registre los datos deseados en un periodo de 7 días en intervalos de 10 minutos. Las pinzas amperimétricas y las entradas de voltaje del analizador se conectaron en los inversores GPTech de 15 kW como se puede ver en la Figura 4.6, cuidando la polaridad en la que se coloca cada pinza amperimétrica.

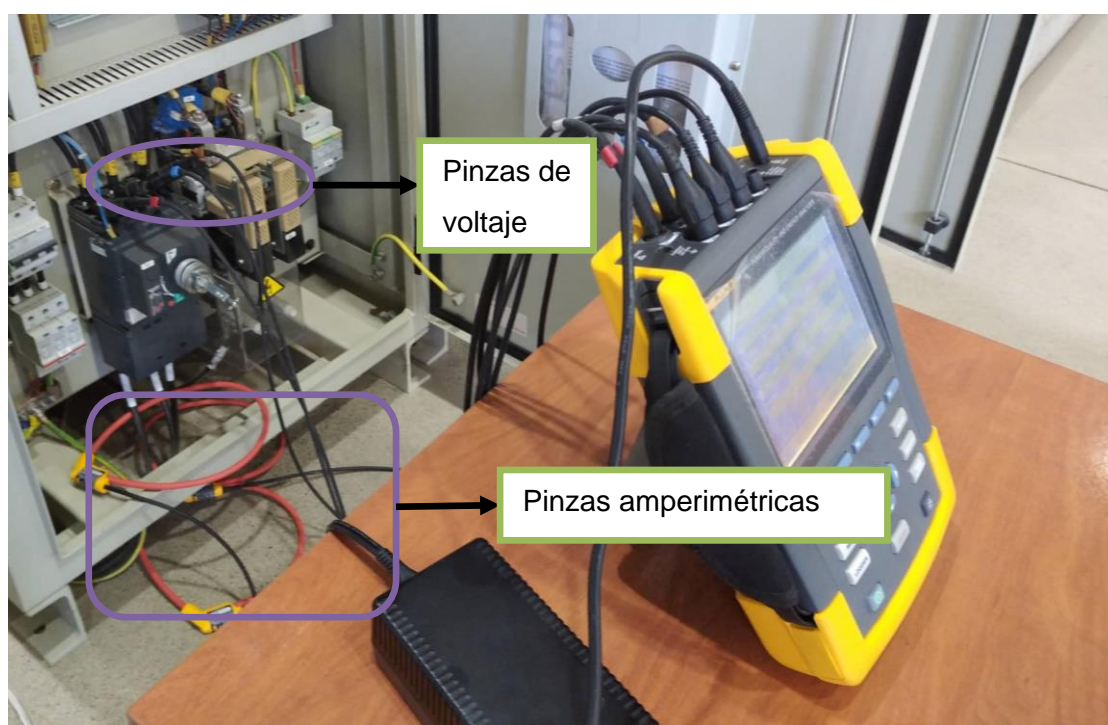


Figura 4.6: Conexión del analizador de calidad de energía en el inversor GPTech.

El analizador de calidad de energía Fluke 435-II registra simultáneamente los valores mínimos, medios y máximos de los parámetros medidos a lo largo del periodo de medición, además identifica de cada uno de estos valores las medidas mínimas, medias y máximas, las cuales se exponen en las tablas de medición obtenidas en cada inversor y en la barra principal de la Micro-Red.

4.4 Medición de la calidad de energía en el inversor GPTech correspondiente a los paneles solares policristalinos

La energía eléctrica que el inversor GPTech de 15 kW envía a la red corresponde a la energía obtenida del conjunto de paneles solares policristalinos, el cual será designado como IFV1 y su toma de medidas, mediante el equipo analizador de calidad de energía, fue efectuada entre el 7 de noviembre de 2022 y el 14 de noviembre de 2022. La instalación del equipo

analizador de calidad de energía se puede observar en la Figura 4.6, en donde se puede apreciar la conexión realizada para la adquisición de datos.

El tiempo total de adquisición de datos fue de 6d:23h:30min con un total de registros de 1005 muestras de voltaje RMS, frecuencia de voltaje, desequilibrios de voltaje, armónicos de voltaje y corriente, y parpadeos (flicker). Los datos obtenidos se analizan en función de las regulaciones ARCERNNR 002/20 y ARCONEL 004/15 en conjunto con las normas IEEE Std 929-2000 y EN 50160.

4.4.1 Análisis del nivel de voltaje

Los valores más relevantes respecto al voltaje RMS obtenidos de la adquisición se muestran en la Tabla 4.3. Los datos mostrados corresponden a los valores máximos, mínimos y medios del voltaje de línea que inyecta el inversor a la red eléctrica de distribución.

Tabla 4.3: Valores de voltaje RMS en la salida del inversor IFV1.

	VOLTAJE MÍNIMO		
	V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}
Valor mínimo	138.93	114.11	178.57
Valor medio	219.12	220.07	219.07
Valor máximo	225.92	226.81	225.22
	VOLTAJE MEDIO		
	V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}
Valor mínimo	213.25	214.69	213.72
Valor medio	220.26	221.22	220.17
Valor máximo	226.63	227.62	226.01
	VOLTAJE MÁXIMO		
	V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}
Valor mínimo	214.21	215.64	214.78
Valor medio	221.06	222.04	221.00
Valor máximo	227.11	228.15	226.47

Según la regulación ARCERNNR 002/20, la variación del nivel en bajo voltaje debe encontrarse en un rango del $\pm 8\%$ para que pueda considerarse admisible. La variación de voltaje dada por la ecuación (3.2) toma en cuenta solamente los valores medidos del voltaje promedio de cada fase en el punto de medición. El análisis de la variación del nivel de voltaje considera 220 V como voltaje nominal, con el cual se obtendrán las variaciones de voltaje

utilizando los valores medios mínimos y medios máximos en cada fase, lo que se muestra en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Variaciones del nivel de voltaje (máximas y mínimas) del inversor IFV1.

Voltaje de Línea	Voltaje Nominal (V)	ΔV (%) Mínimo	ΔV (%) Máximo	Cumple con el Rango Admisible $\pm 8\%$
V_{AB}	220	-3.068	3.013	SI
V_{BC}	220	-2.413	3.463	SI
V_{CA}	220	-2.854	2.731	SI

Como se pudo apreciar en la Tabla 4.4 los valores extremos (máximos y mínimos) correspondientes al voltaje medio se encuentran dentro del rango admisible por lo que las variaciones del nivel de voltaje de este inversor cumplen con este requerimiento. Sin embargo, existen valores de voltaje mínimo que se encuentran muy por debajo del rango admisible como lo muestra la Tabla 4.3, el número total registros que incumplen el límite permitido para V_{AB} es de 2, para V_{BC} es de 1 y para V_{CA} es de 1, de un total de 1005 valores registrados en cada voltaje que representan el 0.199%, 0.099% y 0.099% de registros que se encuentran fuera del rango admisible respectivamente. Teniendo en cuenta que la variación del nivel de voltaje es aceptable cuando el 95% de los registros se encuentran dentro del rango admisible, el nivel de voltaje del inversor cumple con las variaciones admisibles descritas en la regulación ARCERNRR 002/20.

El comportamiento del voltaje máximo, mínimo y medio registrado por el analizador se puede observar en la Figura 4.7, en donde se puede apreciar los valores mínimos que se encuentran fuera del rango admisible, además de que los valores se mantienen relativamente constantes a lo largo del tiempo, siendo el voltaje V_{CA} el que posee más variaciones de voltaje en el periodo de medida.

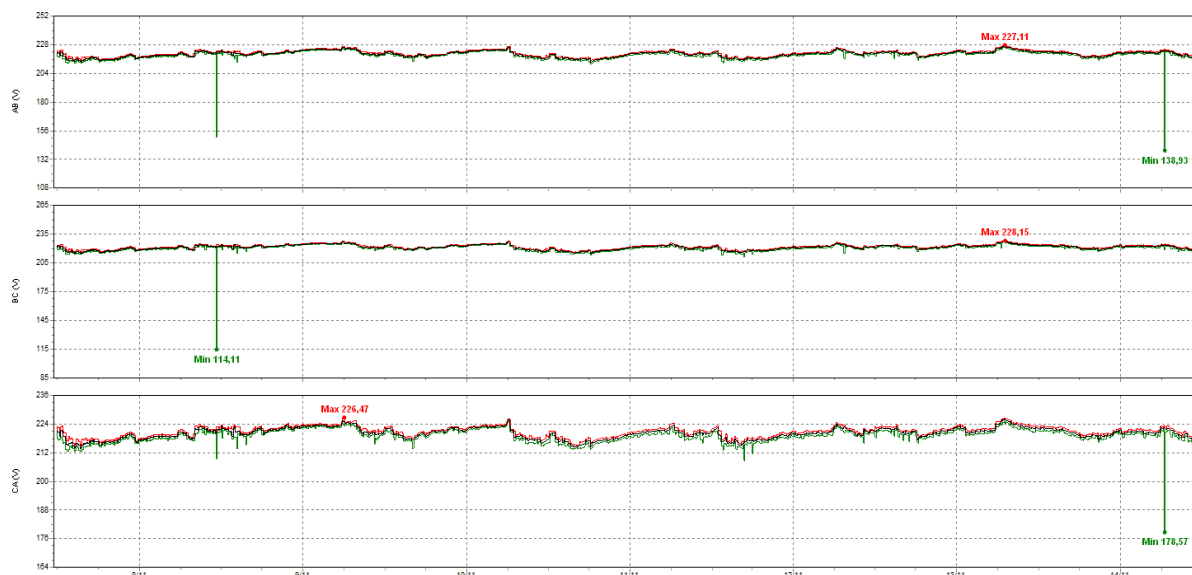


Figura 4.7: Comportamiento del voltaje L-L RMS a lo largo del periodo de medida en el inversor IFV1.

4.4.2 Análisis de las perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)

Los valores máximos, mínimos y medios correspondientes a los índices de severidad de corto y largo plazo que se obtuvieron en el registro de eventos de este inversor se muestran en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Índices de severidad de la largo y corto plazo del inversor IFV1.

Registro	Índice de severidad de corto plazo			Índice de severidad de largo plazo		
	P_{st}			P_{lt}		
	L1 [AN]	L2 [BN]	L3 [CN]	L1 [AN]	L2 [BN]	L3 [CN]
Mínimo	0.044	0.044	0.046	0	0	0
Medio	0.198	0.21	0.194	0.283	0.291	0.251
Máximo	6.827	7.72	3.975	2.982	3.372	1.737

Según la regulación ARCONEL 004/15, el índice de severidad de corto plazo no debe ser superior a 0.35, mientras que el índice de severidad de largo plazo no debe ser mayor a 0.25. Por lo que al analizar detenidamente los valores medidos se puede apreciar que los valores máximos obtenidos son superiores a los permitidos sin embargo estos no afectan de forma significativa a los valores medios que se encuentran por debajo del límite permitido en el caso del índice de severidad de corto plazo y son ligeramente mayores al límite del índice de severidad de largo plazo, de modo que estos últimos no cumplen con esta regulación.

Al analizar el índice de severidad de corto plazo mediante la regulación ARCERNNR 002/20 este no debe ser superior a 1, en el 95% de datos registrados en el período de medición. Los valores que superan la unidad (ver Figura 4.8) en L1 son 2, en L2 son 4 y en L3 son 2 de un total de 1005 datos registrados por fase, lo que representa un 0.199%, 0.398% y 0.199% de valores que incumplen con el límite establecido en cada fase respectivamente, de este modo se concluye que el índice de severidad de corto plazo cumple con esta regulación. Debido a que la regulación ARCERNNR 002/20 solo analiza el índice de severidad a corto plazo, el índice de severidad a largo plazo será analizado mediante la norma EN 50160 que establece que dicho índice no debe ser mayor a 1 en el 95% de los valores registrados; los valores que superan el límite establecido (ver Figura 4.8) en L1 son 24, en L2 son 13 y en L3 son 11 de un total de 1005 datos registrados por fase que representan un 2.388%, 1.293% y 1.094% de valores que incumplen con la norma en cada fase respectivamente, por lo que el índice de severidad de larga duración cumple con lo establecido por la norma.

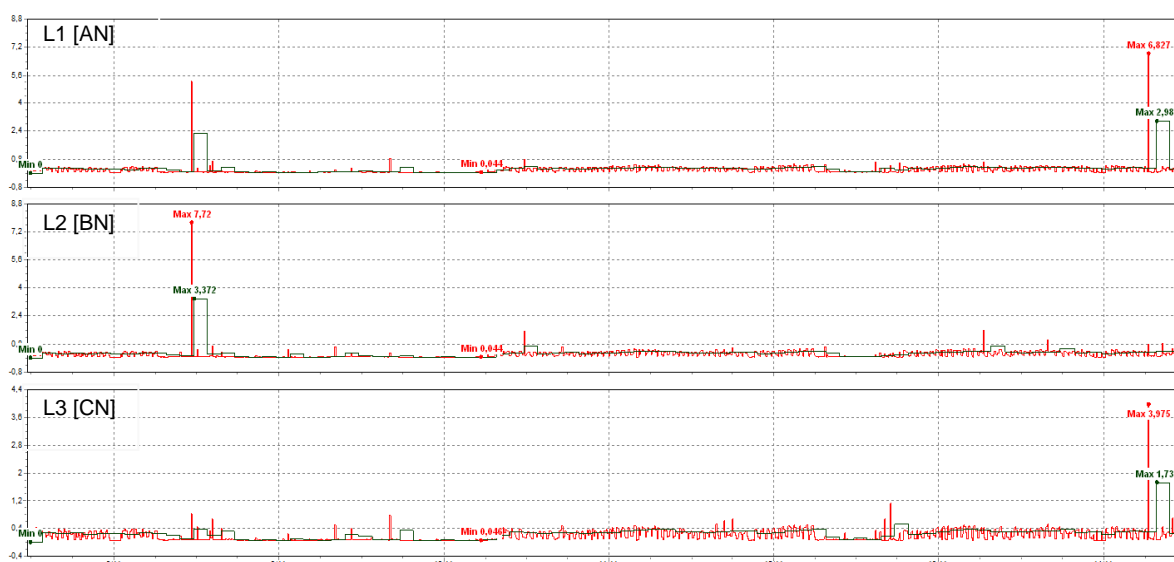


Figura 4.8: Índices de severidad de corto y largo plazo en el inversor IFV1.

En la Figura 4.8 se observan los valores del índice de severidad en cada fase, en donde el índice de corto plazo se muestra en color rojo y el de largo plazo se muestra en color verde; además se puede apreciar fácilmente que los valores que superan los límites establecidos son puntuales y no afectan de forma significativa a los valores medios de estos parámetros, cuyas causas pueden ser la conexión de cargas fluctuantes grandes o la puesta en marcha o paradas repentinas de cargas importantes.

4.4.3 Análisis del desequilibrio de voltaje

Los valores máximos, medios y mínimos obtenidos por medio del analizador de calidad de energía, se pueden observar en la Tabla 4.6, los cuales corresponden a desequilibrios de voltaje máximos, medios y mínimos que resultan ser los más significativos para su análisis.

Tabla 4.6: Desbalances de voltaje en el inversor IFV1.

Registro	Desequilibrio de Voltaje (%)		
	Mínimo	Medio	Máximo
Mínimo	0	0.237	0.49
Medio	0.06	0.344	0.58
Máximo	0.17	0.523	39.87

Los valores medios del desequilibrio de voltaje mínimo, medio y máximo son menores al 5% que establece la regulación ARCONEL 004/15, por lo que este parámetro cumple con esta regulación. Sin embargo, el valor máximo del desequilibrio de voltaje máximo es sumamente alto lo que puede ser producto de la conexión de una carga con una demanda importante en una de las fases, pero no afecta de forma significativa al desequilibrio de voltaje medio que es utilizado para el análisis con la regulación mencionada anteriormente.

En el caso de la regulación ARCERNR 002/20 el límite del desequilibrio de voltaje es del 2% y se cumple cuando el 95% de los valores registrados se encuentran dentro de este límite. La cantidad de valores que superan el 2% de desequilibrio es de 2 de un total de 1005 de datos registrados que representan un 0.199% de los registros por lo que el inversor cumple con esta regulación en este apartado.

El comportamiento del desequilibrio de voltaje se ilustra en la Figura 4.9, en donde se puede observar fácilmente que los valores registrados se encuentran por debajo de los límites descritos anteriormente.

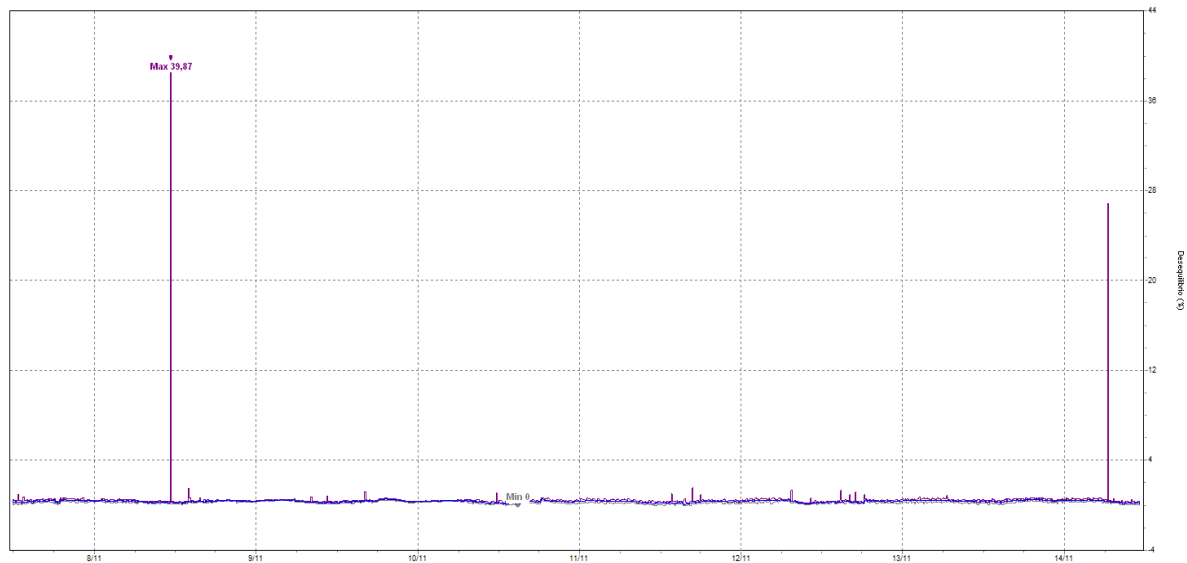


Figura 4.9: Desbalance de voltaje en el inversor IFV1.

4.4.4 Análisis de la frecuencia

Los datos más relevantes obtenidos por medio del analizador de calidad de energía se pueden observar en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7: Valores de frecuencia entregada por el inversor IFV1.

Registro	Frecuencia (Hz)		
	Mínimo	Medio	Máximo
Mínimo	59.843	59.931	59.983
Medio	59.945	59.998	60.024
Máximo	59.993	60.067	60.14

Para realizar el análisis de este atributo de la calidad de energía se utilizan los límites establecidos en la norma IEEE Std. 929-2000, la cual considera un límite inferior de 59.3 Hz y un límite superior de 60.5 Hz. En este caso el inversor mantiene la frecuencia en todos sus valores más significativos dentro del rango establecido, de modo que el inversor cumple con rango en el cual debe presentarse este atributo a la red eléctrica. El comportamiento de la frecuencia a lo largo del periodo de medición se puede observar en la Figura 4.10, en donde las líneas de color rojo representan la frecuencia máxima, las de color negro representan la frecuencia media y las de color verde representan la frecuencia mínima.

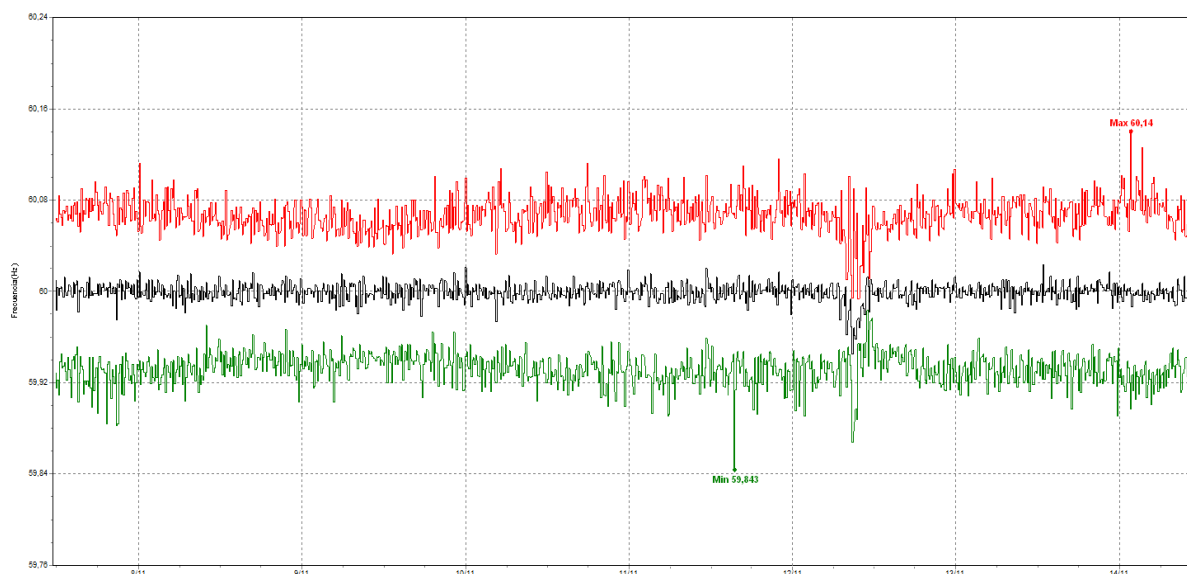


Figura 4.10: Comportamiento de la frecuencia en el inversor IFV1.

4.4.5 Análisis de los armónicos de voltaje

Para evaluar los armónicos de voltaje se consideran los límites establecidos en la regulación ARCERNR 002/20 y la norma IEEE Std. 519-2014 que analizan el factor de distorsión armónico total (THD) y el factor de distorsión armónico individual de voltaje. Los valores más significativos que se obtuvieron del factor de distorsión total de voltaje para cada fase se pueden apreciar en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: Factor de distorsión armónico THD en el inversor IFV1.

	THD MÍNIMO (%)		
	L1 [AB]	L2 [BC]	L3 [CA]
Valor mínimo	0.46	0.55	0.45
Valor medio	0.919	0.866	0.982
Valor máximo	1.62	1.41	1.79
	THD MEDIO (%)		
	L1 [AB]	L2 [BC]	L3 [CA]
Valor mínimo	0.55	0.64	0.52
Valor medio	1.059	1.002	1.133
Valor máximo	1.85	1.67	2
	THD MÁXIMO (%)		
	L1 [AB]	L2 [BC]	L3 [CA]
Valor mínimo	0.63	0.72	0.59
Valor medio	1.223	1.163	1.293
Valor máximo	4.48	4.43	4.2

Según la regulación ARCERNNR 002/20, el factor de distorsión armónica total de voltaje no debe superar el 8% en bajo voltaje; como se pudo apreciar en la Tabla 4.8 el valor más alto de THD es de 4.48% por lo que este parámetro del inversor cumple con la regulación. En el caso de la norma IEEE Std. 519-2014, la distorsión armónica total de voltaje hasta valores de 69 kV no debe ser mayor al 5% con lo que el inversor también cumple con esta norma. El comportamiento del THD a lo largo del periodo de medición se puede ver en la Figura 4.11, en donde los valores tienden a ser altos a lo largo del día debido a la generación solar fotovoltaica y al uso de los equipos del laboratorio a lo largo de la jornada laboral, y tienden a ser muy bajos en las noches por la falta de generación eléctrica.

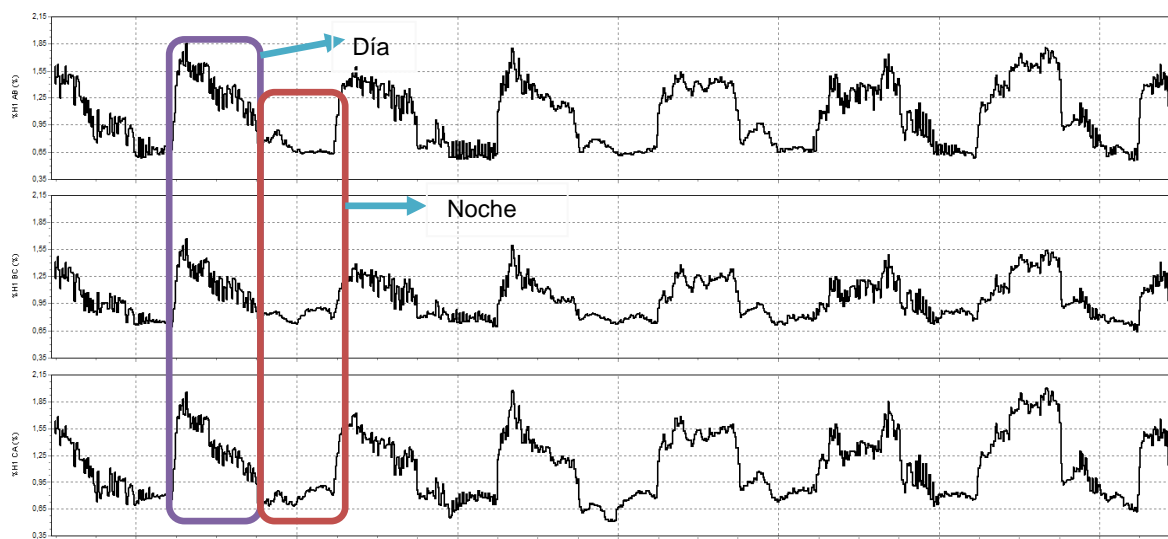


Figura 4.11: THD a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV1.

Para realizar el análisis del factor de distorsión individual se obtuvieron los componentes armónicos desde el orden 2 hasta el 50 como se puede observar en la Figura 4.12, en donde las componentes de magnitud relativamente alta se encuentran del orden 2 al orden 13.

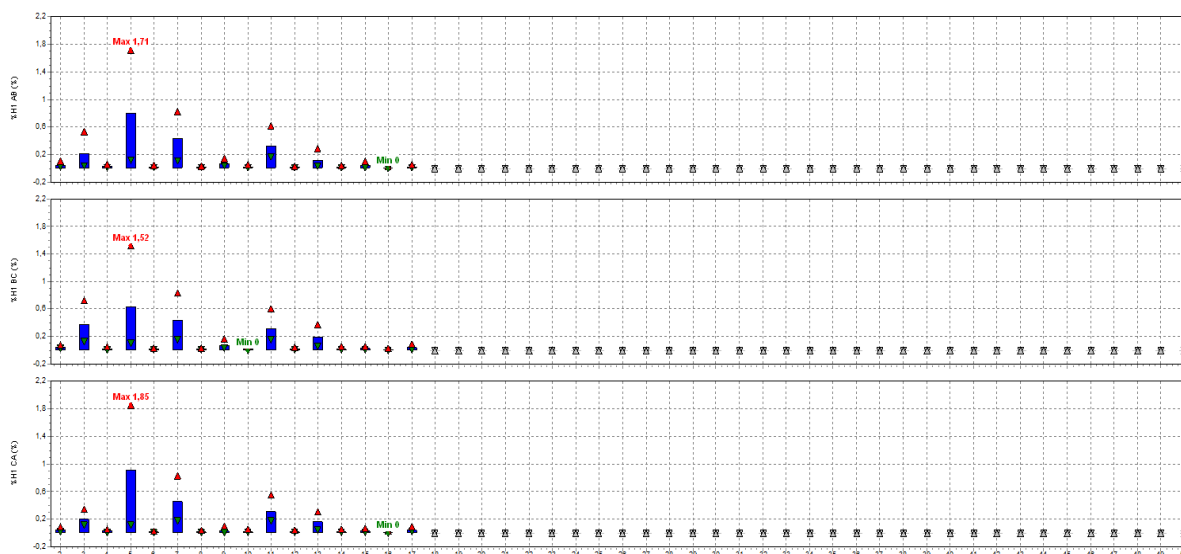


Figura 4.12: Factor de distorsión armónica individual de voltaje en el inversor IFV1.

Los valores máximos y medios de las componentes individuales de la distorsión armónica de voltaje en cada fase se presentan en la Tabla 4.9, desde la componente 2 hasta la componente 13, debido a que estas poseen valores más altos y representativos en comparación con el resto de componentes armónicas.

Tabla 4.9: Valores del factor de distorsión armónica individual de voltaje en el inversor IFV1.

Componentes	Factor de distorsión armónica individual de voltaje (%)					
	Valores Máximos			Valores medios		
	L1 [AB]	L2 [BC]	L3 [CA]	L1 [AB]	L2 [BC]	L3 [CA]
2	0.1	0.08	0.09	0.043	0.044	0.044
3	0.53	0.72	0.35	0.215	0.37	0.206
4	0.05	0.05	0.05	0.026	0.022	0.026
5	1.71	1.52	1.85	0.799	0.634	0.914
6	0.04	0.03	0.03	0.016	0.018	0.017
7	0.82	0.84	0.83	0.439	0.439	0.454
8	0.03	0.03	0.04	0.013	0.015	0.017
9	0.14	0.17	0.1	0.067	0.07	0.031
10	0.05	0.05	0.05	0.016	0.016	0.017
11	0.62	0.6	0.55	0.321	0.316	0.31
12	0.03	0.04	0.04	0.016	0.017	0.017
13	0.29	0.37	0.31	0.114	0.186	0.166

Como se puede apreciar en la Tabla 4.9, los valores más altos se presentan en la componente 5 y las siguientes más altas se presentan en las componentes 7 y 11, sin embargo, ninguno de estos valores incumple con los límites establecidos en la regulación ARCERNR 002/20 y la norma IEEE Std. 519-2014.

4.4.6 Análisis de armónicos de corriente

El análisis de los armónicos de corriente se lo realiza en base a la regulación ARCERNR 002/20 y la norma IEEE Std. 519-2014 cuyos límites máximos se mostraron en la Tabla 3.5, en donde se indica que para realizar el análisis se requiere de la relación entre la corriente de cortocircuito I_{sc} y la corriente de carga I_L en el punto de medición.

Para obtener la corriente de cortocircuito I_{sc} se considera que el inversor IFV1 se conecta a la barra principal mediante un conductor 4 AWG por fase, recorriendo una distancia aproximada de 16 metros, por lo que la resistencia total del conductor será de:

$$R_{conductor} = 0.000811 \Omega/m \quad (4.1)$$

$$R = 0.000811 \frac{\Omega}{m} * 16m \quad (4.2)$$

$$R = 0.0129 \Omega \tag{4.3}$$

Con la resistencia del conductor obtenida, se procede a calcular la corriente de cortocircuito I_{sc} :

$$I_{sc} = \frac{127}{0.0129} = 9844.96A \tag{4.4}$$

Tomando el valor de corriente de carga máxima obtenida mediante el analizador de calidad de energía, la cual se puede observar en la Figura 7.1, de la sección anexos, se calcula la relación de corrientes.

$$SCR = \frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{9844.96}{42.4} = 232.19 \tag{4.5}$$

Los valores máximos, medios y mínimos correspondientes al factor de distorsión de demanda total TDD se presentan en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10: TDD en el inversor IFV1.

	TDD MÍNIMO (%)		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]
Valor mínimo	1.78	1.84	1.77
Valor medio	5.89	5.069	5.375
Valor máximo	16.49	16.12	16.09
	TDD MEDIO (%)		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [CA]
Valor mínimo	2.96	2.82	2.96
Valor medio	8.4	7.783	7.621
Valor máximo	22.39	22.62	22.79
	TDD MÁXIMO (%)		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]
Valor mínimo	3.84	3.69	4.03
Valor medio	16.5	20.11	16.526
Valor máximo	225.67	327.67	327.67

El valor SCR obtenido en la ecuación (4.5) se encuentra entre 100 y 1000, por lo que según Tabla 3.5 el valor máximo de TDD debe ser del 15%, tanto para la regulación ARCERNR 002/20, como para la norma IEEE Std. 519-2014. Como se puede apreciar en la Tabla 4.10 existen valores que superan el límite establecido que en L1 son 74, en L2 son 64 y en L3 son 63 de 1005 valores registrados por fase que representa el 7.36%, 6.46% y 6.26% en cada fase respectivamente, teniendo en cuenta que el TDD se cumple cuando el 95% de los valores registrados se encuentran por debajo del límite se concluye que este parámetro no cumple ni con la regulación, ni con la norma.

El comportamiento del factor de demanda total en el período de medición se ilustra en la Figura 4.13, en donde se puede apreciar la existencia de varios picos a lo largo del periodo de medición, los cuales se presentan a diario alrededor de las 7am y las 4pm, estos picos pueden ser el producto de los cambios en la radiación solar incidente sobre este conjunto de paneles.

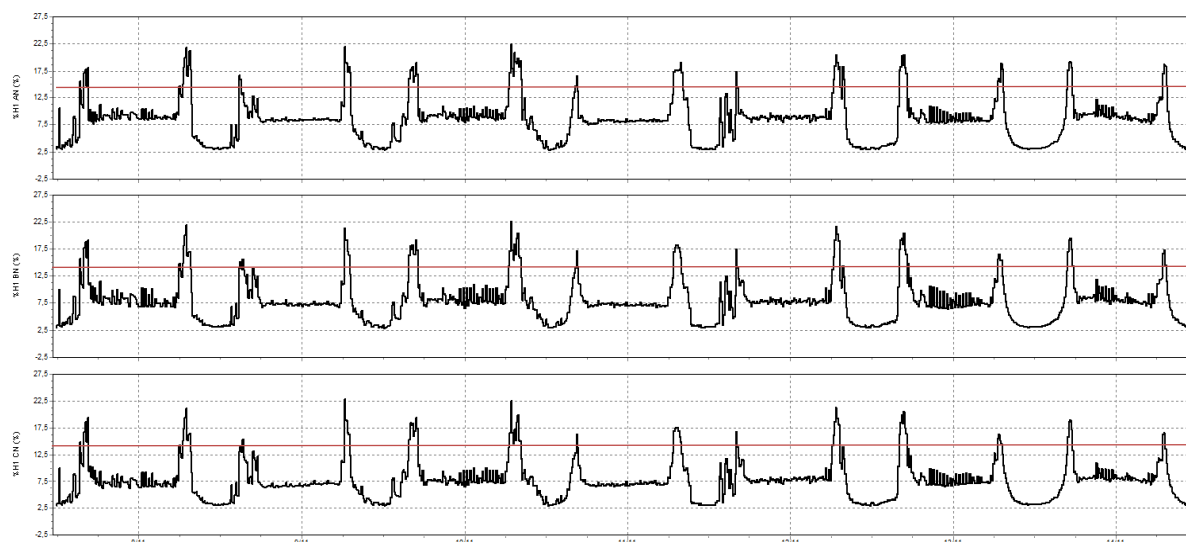


Figura 4.13: Comportamiento de TDD a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV1.

Los valores máximos y medios de las componentes individuales de la distorsión armónica de voltaje en cada fase se presentan en la Tabla 4.11, desde la componente 2 hasta la componente 17, debido a que estas poseen valores más altos y representativos en comparación con el resto de componentes armónicas.

Tabla 4.11: Valores del factor armónico individual de corriente en el inversor IFV1.

Componentes	Factor de distorsión armónica individual de corriente (%)					
	Valores Máximos			Valores medios		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]
2	11.85	8.23	5.7	4.01	2.52	2.91
3	6.31	3.95	3.31	1.986	1.941	1.823
4	3.69	4.11	3.53	1.567	1.227	1.742
5	12.17	9.98	10.17	2.55	2.19	2.209
6	2.17	2.19	1.98	0.935	0.845	0.886
7	6.48	6.57	6.78	2.514	2.648	2.352
8	3.64	3.67	3.92	0.847	0.877	0.808
9	4.72	4.96	5.72	1.37	1.58	1.168
10	4.43	4.55	4.67	0.828	0.918	0.894
11	10.12	11.4	10.19	2.28	2.85	2.28
12	3.33	3.28	3.56	0.66	0.73	0.67
13	4.5	6.27	6.49	1.43	1.84	1.98
14	4	3.75	3.98	0.72	0.75	0.74
15	3.94	4.02	4.19	0.804	0.968	0.697
16	3.83	3.77	3.86	0.63	0.67	0.635
17	3.79	4.13	4.85	0.805	0.889	0.929

Para realizar el análisis del factor de distorsión individual se obtuvieron los componentes armónicos desde el orden 2 hasta el 50 como se puede observar en la Figura 4.14. Los armónicos impares menores al orden 11 deben ser inferiores al 12%, para el intervalo entre $11 \leq h \leq 17$, deben ser inferiores al 5,5%, para el intervalo entre $17 \leq h \leq 23$, deben ser inferiores al 5%, para el intervalo entre $23 \leq h \leq 35$, deben ser inferiores al 2%, los armónicos mayores a 35 deben ser inferiores al 1%, en cambio para los componentes armónicos pares los límites corresponden al 25% de los límites mencionados anteriormente.

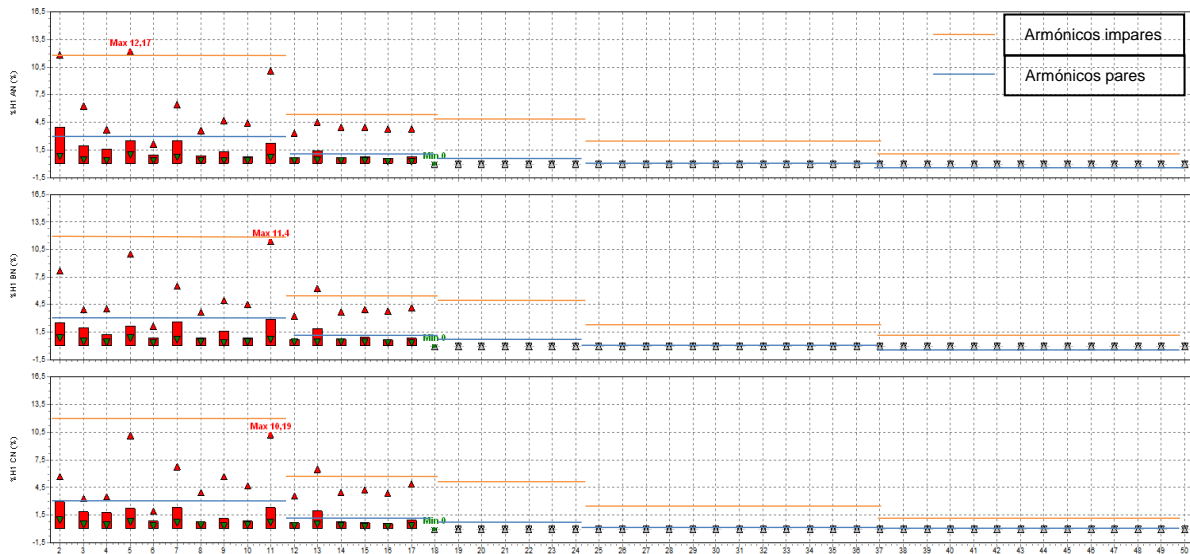


Figura 4.14: Factor de distorsión armónico individual de corriente en el inversor IFV1.

Los límites de los armónicos impares en la Figura 4.14 se muestran con las líneas de color verde, mientras que los límites de los armónicos pares se muestran en color azul. En la fase A las componentes 2, 11 y 12 se encuentran fuera del límite establecido, en la fase B los componentes 2 y 11 incumplen con los límites establecidos y en la fase C los componentes 2 y 11 no cumplen con el límite afectando la forma de onda de la corriente, esto es debido a que el inversor tiene un comportamiento no lineal.

4.5 Medición de la calidad de energía en el inversor GPTEch correspondiente a los paneles solares monocristalinos

La energía eléctrica que el inversor GPTEch de 15 kW envía a la red corresponde a la energía obtenida del conjunto de paneles solares monocristalinos, el cual se denominará como IFV2 y su toma de medidas mediante el equipo analizador de calidad de energía, fue efectuada entre el 17 de noviembre de 2022 y el 24 de noviembre de 2022. La instalación del equipo analizador de calidad de energía se puede observar en la Figura 4.15.

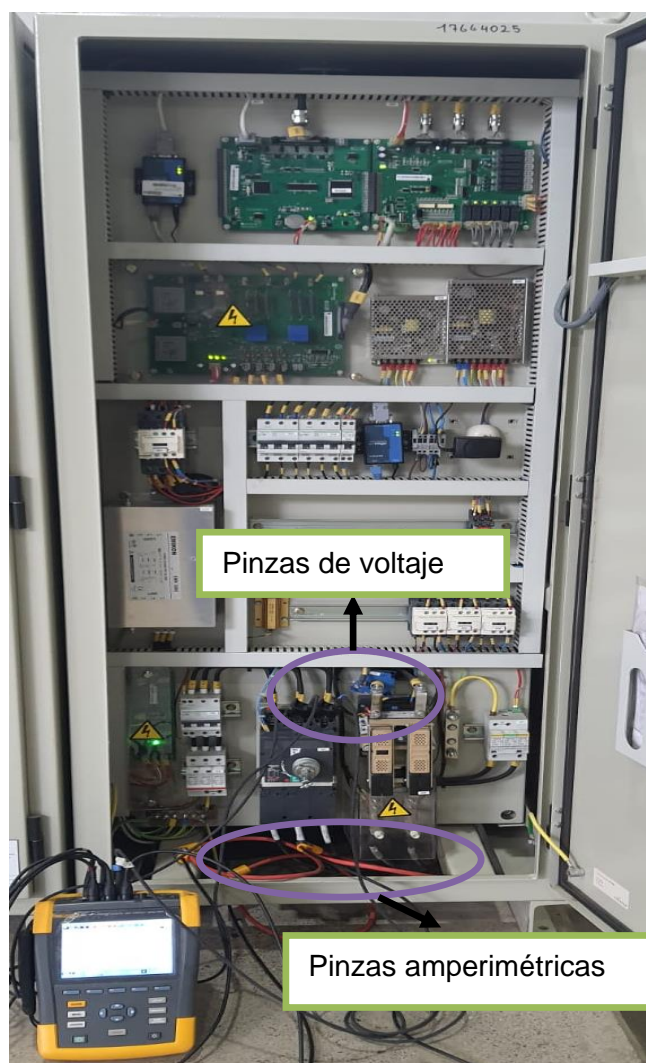


Figura 4.15: Inversor conectado al conjunto de paneles solares monocristalinos.

El tiempo total de adquisición de datos fue de 7d:00h:00min con un total de registros de 1008 muestras de voltaje RMS, frecuencia de voltaje, desequilibrios de voltaje, armónicos de voltaje y corriente, y parpadeos (flicker). Los datos obtenidos se analizan en función de las regulaciones ARCERNR 002/20 y ARCONEL 004/15 en conjunto con las normas IEEE Std 929-2000 y EN 50160.

4.5.1 Análisis del nivel de voltaje

Los valores más relevantes respecto al voltaje RMS obtenidos de la adquisición se muestran en la Tabla 4.12. Los datos mostrados corresponden a los valores máximos, mínimos y medios del voltaje de línea que inyecta el inversor a la red eléctrica de distribución.

Tabla 4.12: Valores de voltaje RMS en la salida del inversor IFV2.

	VOLTAJE MÍNIMO		
	V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}
Valor mínimo	130.31	109.8	170.02
Valor medio	219.75	220.867	219.87
Valor máximo	227.26	228.23	226.62
	VOLTAJE MEDIO		
	V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}
Valor mínimo	213.82	215.46	214.44
Valor medio	221.01	222.13	221.01
Valor máximo	227.82	228.82	227.27
	VOLTAJE MÁXIMO		
	V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}
Valor mínimo	214.56	216.1	214.99
Valor medio	221.89	223	221.91
Valor máximo	228.88	230.55	228.29

Según la regulación ARCERNR 002/20, la variación del nivel de bajo voltaje debe encontrarse en un rango del $\pm 8\%$ para que pueda considerarse admisible. La variación de voltaje dada por la ecuación (3.2) que toma en cuenta solamente los valores medidos del voltaje promedio de cada fase en el punto de medición. El análisis de la variación del nivel de voltaje toma el voltaje nominal de 220 V y los valores medios mínimos y máximos en cada fase lo cual se muestra en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13: Variaciones del nivel de voltaje (máximas y mínimas) del inversor IFV2.

Voltaje de Línea	Voltaje Nominal (V)	ΔV (%) Mínimo	ΔV (%) Máximo	Cumple con el Rango Admisible $\pm 8\%$
V_{AB}	220	-2.809	3.554	SI
V_{BC}	220	-2.063	4.01	SI
V_{CA}	220	-2.527	3.304	SI

Como se pudo apreciar en la Tabla 4.13, los valores extremos (máximos y mínimos) correspondientes al voltaje medio se encuentran dentro del rango admisible por lo que las

variaciones del nivel de voltaje de este inversor cumplen con este requerimiento. Sin embargo, existen valores de voltaje mínimo que se encuentran muy por debajo del rango admisible como lo muestra la Tabla 4.12, el número total de dichos registros para V_{AB} es de 3, para V_{BC} es de 2 y para V_{CA} es de 1, de un total de 1008 valores registrados por fase que representa el 0.297%, 0.198% y 0.099% de registros que se encuentran fuera del rango admisible en cada fase respectivamente. Teniendo en cuenta que la variación del nivel de voltaje es aceptable cuando el 95% de los registros se encuentran dentro del rango admisible, el nivel de voltaje del inversor cumple con las variaciones admisibles descritas en la regulación ARCERNRR 002/20.

El comportamiento del voltaje máximo, mínimo y medio registrado por el analizador se observa en la Figura 4.16, en donde se muestran los valores mínimos que se encuentran fuera del rango admisible.

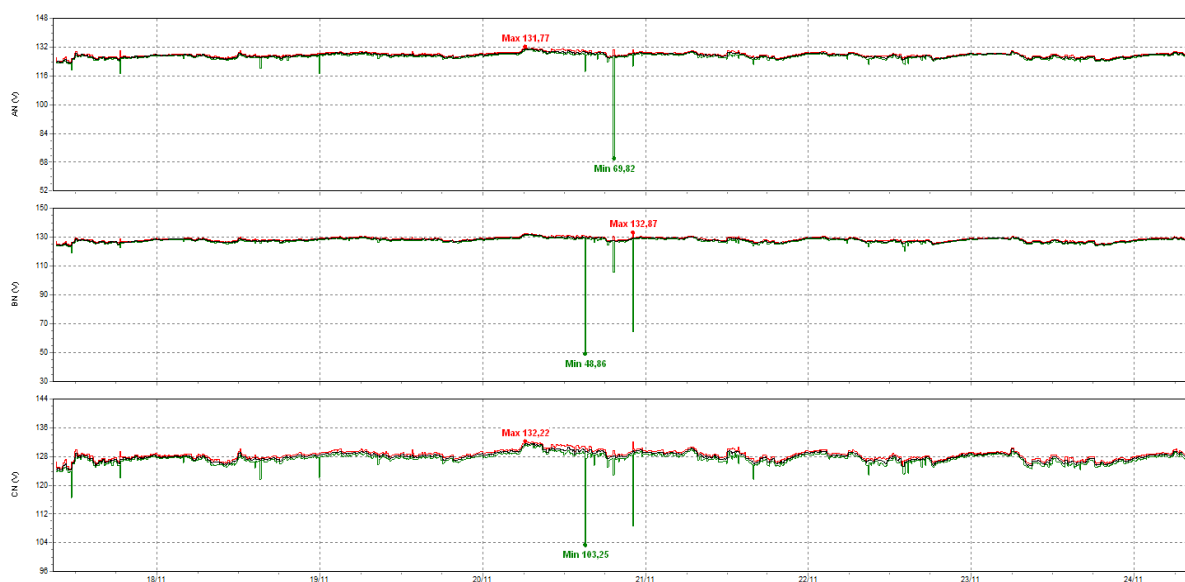


Figura 4.16: Comportamiento del voltaje L-L RMS a lo largo del periodo de medida en el inversor IFV2.

4.5.2 Análisis de las perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)

Los valores máximos, mínimos y medios correspondientes a los índices de severidad de corto y largo plazo que se obtuvieron en el registro de eventos de este inversor se muestran en la Tabla 4.14.

Tabla 4.14: Índices de severidad de la largo y corto plazo del inversor IFV2.

Registro	Índice de severidad de corto plazo			Índice de severidad de largo plazo		
	P_{st}			P_{lt}		
	L1 [AN]	L2 [BN]	L3 [CN]	L1 [AN]	L2 [BN]	L3 [CN]
Mínimo	0.046	0.047	0.047	0	0	0
Medio	0.216	0.224	0.205	0.343	0.33	0.291
Máximo	8.479	8.57	5.623	3.704	3.744	2.458

Según la regulación ARCONEL 004/15, el índice de severidad de corto plazo no debe ser superior a 0.35, mientras que el índice de severidad de largo plazo no debe ser mayor a 0.25. Por lo que, al analizar detenidamente los valores medidos, se puede apreciar que los valores máximos obtenidos son superiores a los permitidos sin embargo estos no afectan de forma significativa a los valores medios que se encuentran por debajo del límite permitido en el caso del índice de severidad de corto plazo y son mayores al límite del índice de severidad de largo plazo, de modo que estos últimos no cumplen con esta regulación.

Al analizar el índice de severidad de corto plazo mediante la regulación ARCERNNR 002/20 este no debe ser superior a 1, en el 95% de datos registrados en el período de medición. Los valores que superan la unidad (ver Figura 4.17) en L1 son 8, en L2 son 5 y en L3 son 6 de un total de 1008 datos registrados por fase, lo que representa un 0.793%, 0.496% y 0.595% de valores que incumplen con el límite establecido en cada fase respectivamente, de este modo se concluye que el índice de severidad de corto plazo cumple con esta regulación. Debido a que la regulación ARCERNNR 002/20 solo analiza el índice de severidad a corto plazo, el índice de severidad a largo plazo será analizado mediante la norma EN 50160 que establece que dicho índice no debe ser mayor a 1 en el 95% de los valores registrados; los valores que superan el límite establecido (ver Figura 4.17) en L1 son 20, en L2 son 10 y en L3 son 44 de un total de 1008 datos registrados por fase que representan un 1.984%, 0.992% y 4.365% de valores que incumplen con la norma en cada fase respectivamente, por lo que el índice de severidad de larga duración cumple con lo establecido por la norma.

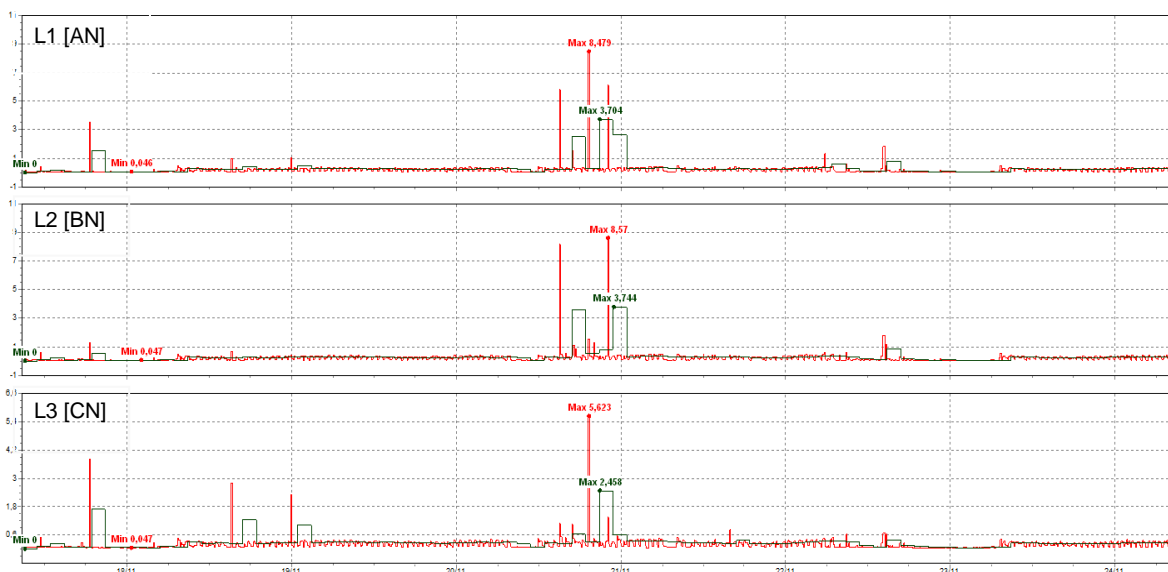


Figura 4.17: Índices de severidad de corto y largo plazo en el inversor IFV2.

En la Figura 4.17, se observan los valores del índice de severidad en cada fase, en donde el índice de corto plazo se muestra en color rojo y el de largo plazo se muestra en color negro.

4.5.3 Análisis del desequilibrio de voltaje

Los valores máximos, medios y mínimos obtenidos por medio del analizador de calidad de energía, se pueden observar en la Tabla 4.15, los cuales corresponden a desequilibrios de voltaje máximos, medios y mínimos que resultan ser los más significativos para su análisis.

Tabla 4.15: Desbalances de voltaje en el inversor IFV2.

Registro	Desequilibrio de Voltaje (%)		
	Mínimo	Medio	Máximo
Mínimo	0.01	0.14	0.24
Medio	0.26	0.372	0.602
Máximo	0.57	0.68	46.78

Los valores medios del desequilibrio de voltaje mínimo, medio y máximo son menores al 5% que establece la regulación ARCONEL 004/15, por lo que este parámetro cumple con esta regulación. Sin embargo, el valor máximo del desequilibrio de voltaje máximo es sumamente alto, pero no afecta de forma significativa al desequilibrio de voltaje medio que es utilizado para el análisis con la regulación mencionada anteriormente.

En el caso de la regulación ARCERNR 002/20 el límite del desequilibrio de voltaje es del 2% y se cumple cuando el 95% de los valores registrados se encuentran dentro de este límite.

La cantidad de valores que superan el 2% de desequilibrio es de 5 de un total de 1008 de datos registrados que representan un 0.496% de los registros por lo que el inversor cumple con esta regulación en este apartado.

El comportamiento del desequilibrio de voltaje se ilustra en la Figura 4.18, en donde se puede observar fácilmente que los valores registrados se encuentran por debajo de los límites descritos anteriormente y las repentinas elevaciones del desequilibrio pueden deberse a la puesta en marcha de una carga que requiere de una gran cantidad de energía eléctrica para entrar en funcionamiento, pero desequilibrando brevemente las fases en el inversor.

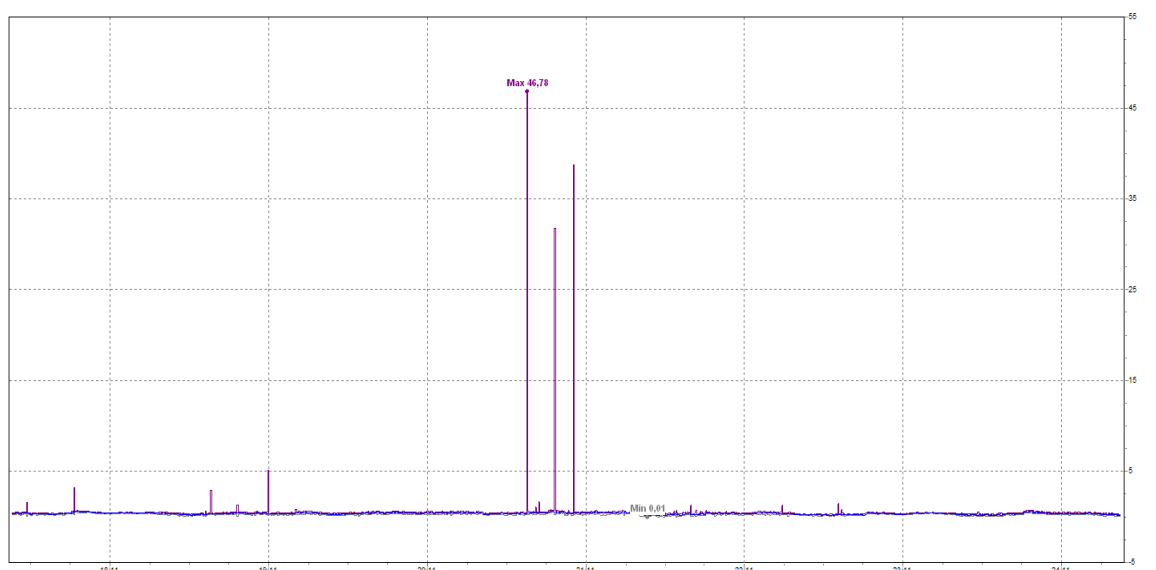


Figura 4.18: Desbalance de voltaje en el inversor IFV2.

4.5.4 Análisis de la frecuencia

Los valores de frecuencia más relevantes que fueron obtenidos por medio del analizador de calidad de energía se observan en la Tabla 4.16.

Tabla 4.16: Valores de frecuencia entrega por el inversor IFV2.

Registro	Frecuencia (Hz)		
	Mínimo	Medio	Máximo
Mínimo	59.838	59.955	60.024
Medio	59.93	59.99	60.069
Máximo	59.968	60.03	60.133

Para realizar el análisis de este atributo de la calidad de energía se utilizan los límites establecidos en la norma IEEE Std. 929-2000, la cual considera un límite inferior de 59.3 Hz

y un límite superior de 60.5 Hz. En este caso el inversor mantiene la frecuencia en todos sus valores más significativos dentro del rango establecido, de modo que el inversor cumple con el rango en el cual debe presentarse este atributo a la red eléctrica.

El comportamiento de la frecuencia a lo largo del periodo de medición se puede observar en la Figura 4.19, en donde las líneas de color rojo representan la frecuencia máxima, las de color negro representan la frecuencia media y las de color verde representan la frecuencia mínima.

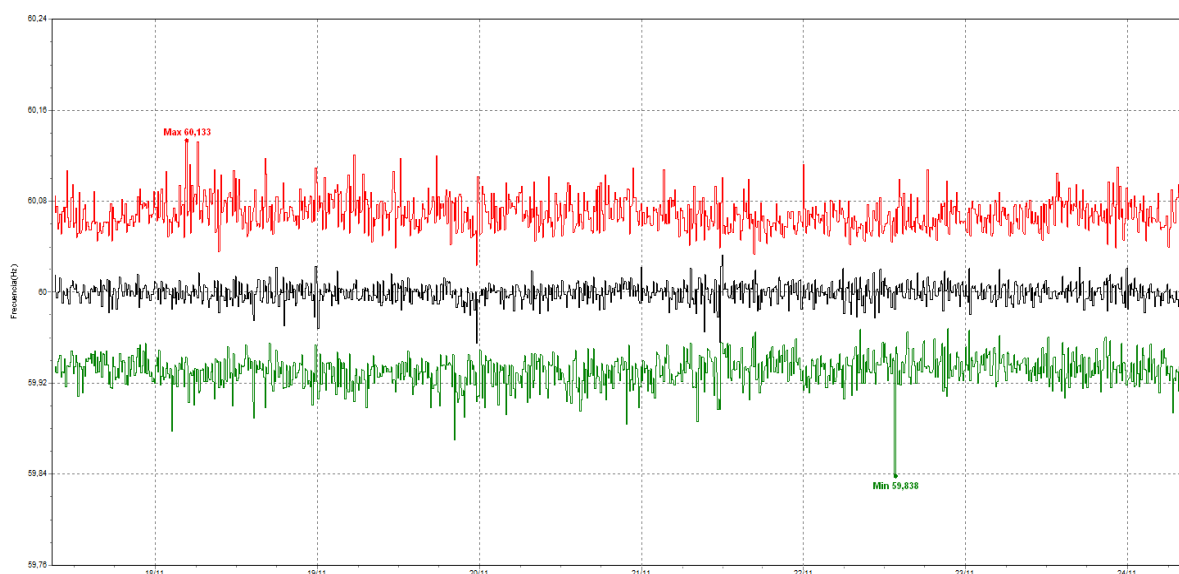


Figura 4.19: Comportamiento de la frecuencia en el inversor IFV2.

4.5.5 Análisis de los armónicos de voltaje

Para evaluar los armónicos de voltaje se consideran los límites establecidos en la regulación ARCERNR 002/20 y la norma IEEE Std. 519-2014 que analizan el factor de distorsión armónico total (THD) y el factor de distorsión armónico individual de voltaje. Los valores más significativos que se obtuvieron del factor de distorsión total de voltaje para cada fase se pueden apreciar en la Tabla 4.17.

Tabla 4.17: Factor de distorsión armónico THD en el inversor IFV2.

	THD MÍNIMO (%)		
	L1 [AB]	L2 [BC]	L3 [CA]
Valor mínimo	0.46	0.53	0.42
Valor medio	0.905	0.842	0.937
Valor máximo	1.81	1.6	1.94
	THD MEDIO (%)		
	L1 [AB]	L2 [BC]	L3 [CA]
Valor mínimo	0.53	0.64	0.53
Valor medio	1.045	0.974	1.079
Valor máximo	2.03	1.8	2.16
	THD MÁXIMO (%)		
	L1 [AB]	L2 [BC]	L3 [CA]
Valor mínimo	0.58	0.71	0.57
Valor medio	1.219	1.14	1.242
Valor máximo	6.33	7.2	4.99

Según la regulación ARCERNNR 002/20, el factor de distorsión armónica total de voltaje no debe superar el 8% en valores en casos de bajo voltaje, como se puede apreciar en la Tabla 4.17 el valor más alto de THD es de 7.2% por lo que este parámetro cumple con la regulación. En el caso de la norma IEEE Std. 519-2014, la distorsión armónica total de voltaje hasta valores de 69 kV no debe ser mayor al 5% con lo que el inversor sobrepasa este límite en un 0.099% en L1, 0.198% en L2 y 0% en L3 del total de los valores medidos, cumpliendo de esta forma con esta norma. El comportamiento del THD a lo largo del periodo de medición se puede ver en la Figura 4.20, en donde los valores tienden a ser altos a lo largo del día y muy bajos en las noches.

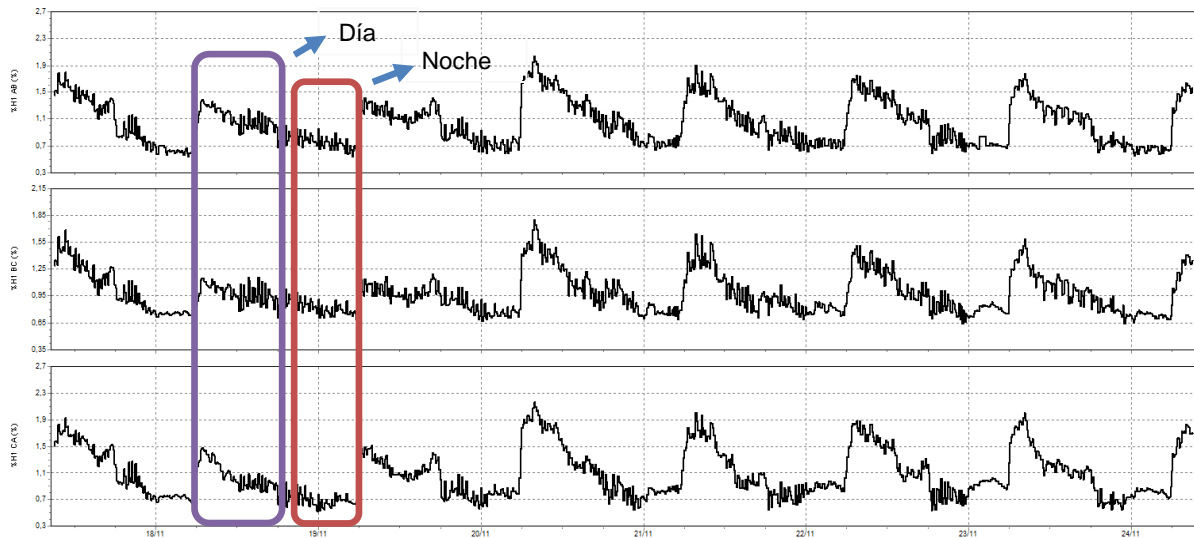


Figura 4.20: THD a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV2.

Para realizar el análisis del factor de distorsión individual se obtuvieron los componentes armónicos desde el orden 2 hasta el 50 como se puede observar en la Figura 4.21, en donde las componentes de magnitud relativamente alta se encuentran del orden 2 al orden 17.

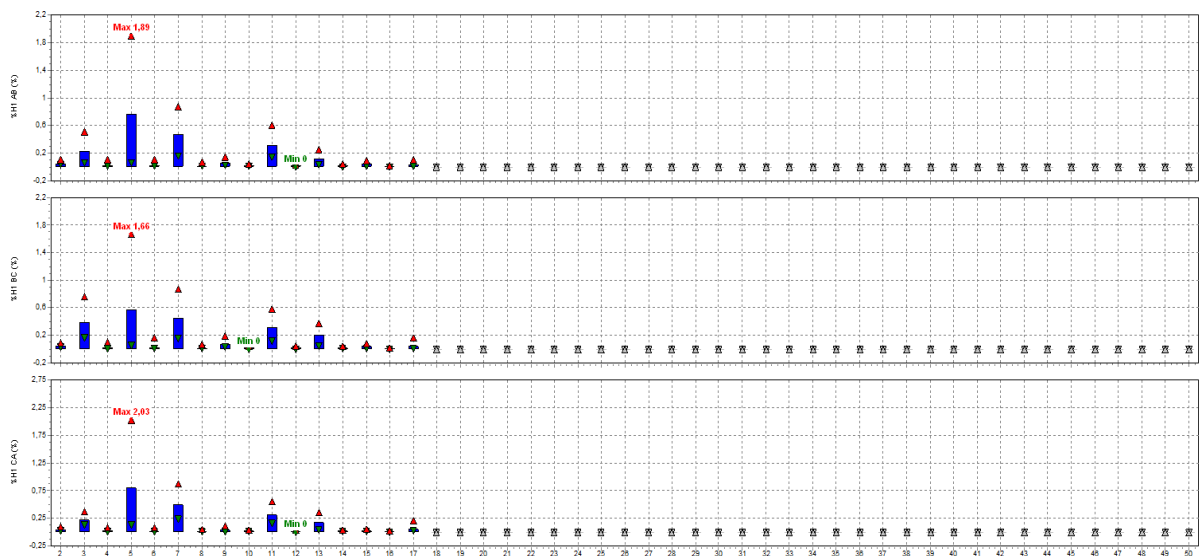


Figura 4.21: Factor de distorsión armónica individual de voltaje en el inversor IFV2.

Los valores máximos y medios de las componentes individuales de la distorsión armónica de voltaje en cada fase se presentan en la Tabla 4.18, desde la componente 2 hasta la componente 17, debido a que estas poseen valores más altos y representativos en comparación con el resto de las componentes armónicas.

Tabla 4.18: Valores del factor de distorsión armónica individual de voltaje en el inversor IFV2.

Componentes	Factor de distorsión armónica individual de voltaje (%)					
	Valores Máximos			Valores medios		
	L1 [AB]	L2 [BC]	L3 [CA]	L1 [AB]	L2 [BC]	L3 [CA]
2	0.1	0.09	0.1	0.043	0.043	0.043
3	0.51	0.76	0.37	0.225	0.38	0.22
4	0.1	0.11	0.09	0.025	0.022	0.024
5	1.89	1.66	2.03	0.762	0.568	0.8
6	0.11	0.16	0.09	0.014	0.016	0.014
7	0.87	0.87	0.87	0.476	0.451	0.493
8	0.07	0.07	0.03	0.012	0.013	0.015
9	0.14	0.19	0.11	0.061	0.073	0.041
10	0.04	0.04	0.04	0.015	0.015	0.016
11	0.6	0.58	0.55	0.311	0.307	0.314
12	0.03	0.04	0.04	0.014	0.014	0.014
13	0.25	0.37	0.35	0.118	0.198	0.18
14	0.04	0.04	0.04	0.015	0.016	0.017
15	0.09	0.08	0.05	0.044	0.042	0.023
16	0.02	0.02	0.02	0.009	0.009	0.009
17	0.1	0.17	0.21	0.029	0.039	0.054

Como se puede apreciar en la Tabla 4.18, los valores más altos se presentan en la componente 5 y las siguientes más altas se presentan en las componentes 7 y 11, sin embargo, ninguno de estos valores incumple con los límites establecidos en la regulación ARCERNR 002/20 y la norma IEEE Std. 519-2014.

4.5.6 Análisis de armónicos de corriente

El análisis de los armónicos de corriente se lo realiza en base a la regulación ARCERNR 002/20 y la norma IEEE Std. 519-2014 cuyos límites máximos se mostraron en la Tabla 3.5, en donde se indica que para realizar el análisis se requiere de la relación entre la corriente de cortocircuito I_{sc} y la corriente de carga I_L en el punto de medición. Para obtener la corriente de cortocircuito I_{sc} se considera que el inversor IFV2 se conecta a la barra principal mediante un conductor 4 AWG por fase, recorriendo una distancia aproximada de 18 metros, por lo que la resistencia total del conductor será de:

$$R_{conductor} = 0.000811 \Omega/m \quad (4.6)$$

$$R = 0.000811 \frac{\Omega}{m} * 18m \quad (4.7)$$

$$R = 0.0145 \Omega \quad (4.8)$$

Con la resistencia del conductor obtenida, se procede a calcular la corriente de cortocircuito I_{sc} :

$$I_{sc} = \frac{127}{0.0145} = 8758.62A \quad (4.9)$$

Tomando el valor de corriente de carga máxima obtenida mediante el analizador de calidad de energía, la cual se puede observar en la Figura 7.2 de la sección de anexos, se calcula la relación de corrientes.

$$SCR = \frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{8758.62}{44.6} = 196.38 \quad (4.10)$$

Los valores máximos, medios y mínimos correspondientes al factor de distorsión de demanda total TDD se presenta en la Tabla 4.19

Tabla 4.19: TDD en el inversor IFV2.

	TDD MÍNIMO (%)		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]
Valor mínimo	0.9	0.93	0.94
Valor medio	5.13	4.528	4.893
Valor máximo	11.48	11.89	12.43
	TDD MEDIO (%)		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]
Valor mínimo	1.5	1.49	1.59
Valor medio	7.37	7.25	7
Valor máximo	16.3	17.05	20.86
	TDD MÁXIMO (%)		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]
Valor mínimo	1.88	2.14	2.05
Valor medio	15.06	20	16.29
Valor máximo	184.61	317.14	245.63

El valor SCR obtenido en la ecuación (4.10) se encuentra entre 100 y 1000, por lo que según Tabla 3.5 el valor máximo de TDD debe ser del 15%, tanto para la regulación ARCERNNR 002/20, como para la norma IEEE Std. 519-2014. Como se puede apreciar en la Tabla 4.19 existen valores que superan el límite establecido que en L1 son 2, en L2 son 3 y en L3 son 8 de 1008 valores registrados por fase que representa el 0.198%, 0.297% y 0.793% en cada fase respectivamente, teniendo en cuenta que el TDD se cumple cuando el 95% de los valores registrados se encuentran por debajo del límite se concluye que este parámetro si cumple con la regulación y la norma. El comportamiento del factor de demanda total en el período de medición se ilustra en la Figura 4.22, en donde se puede apreciar varios picos a lo largo del periodo de medición.

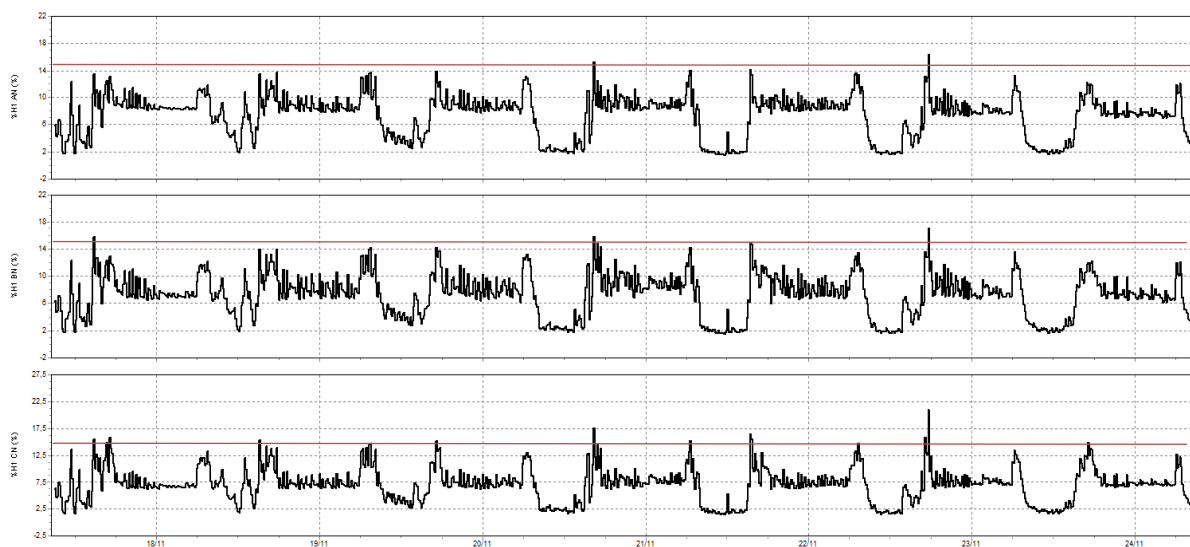


Figura 4.22: Comportamiento de TDD a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV2.

Los valores máximos y medios de las componentes individuales de la distorsión armónica de voltaje en cada fase se presentan en la Tabla 4.20, desde la componente 2 hasta la componente 17, debido a que estas poseen valores más altos y representativos en comparación con el resto de componentes armónicas.

Tabla 4.20: Valores del factor armónico individual de corriente en el inversor IFV2.

Componentes	Factor de distorsión armónica individual de corriente (%)					
	Valores Máximos			Valores medios		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]
2	6.33	5.79	6.3	4	2.63	3.02
3	3.01	3.6	2.96	1.77	1.93	1.86
4	2.24	1.55	2.57	1.36	1.02	1.51
5	8.2	6.74	7.04	2.17	2.09	1.9
6	1.28	1.23	1.19	0.69	0.67	0.67
7	5.3	5.95	5.06	2.32	2.56	2.12
8	0.72	1.25	0.9	0.42	0.5	0.45
9	2.49	3.65	2.14	0.72	1.05	0.68
10	0.74	1.38	0.96	0.32	0.43	0.38
11	7.43	8.42	8.06	2.08	2.63	2.13
12	0.72	1.47	1.04	0.28	0.38	0.3
13	4.56	5.93	7.2	1.3	1.83	2.04
14	0.72	1.33	1.06	0.31	0.35	0.32
15	1.13	1.77	1.31	0.42	0.72	0.4
16	0.74	1.14	1.16	0.22	0.29	0.25
17	2.31	1.94	2.94	0.65	0.54	0.78

Para realizar el análisis del factor de distorsión individual se obtuvieron los componentes armónicos desde el orden 2 hasta el 50 como se puede observar en la Figura 4.14. Los armónicos impares menores al orden 11 deben ser inferiores al 12%, para el intervalo entre $11 \leq h \leq 17$, deben ser inferiores al 5,5%, para el intervalo entre $17 \leq h \leq 23$, deben ser inferiores al 5%, para el intervalo entre $23 \leq h \leq 35$, deben ser inferiores al 2%, los armónicos mayores a 35, deben ser inferiores al 1%, en cambio para los componentes armónicos pares los límites corresponden al 25% de los límites mencionados anteriormente.

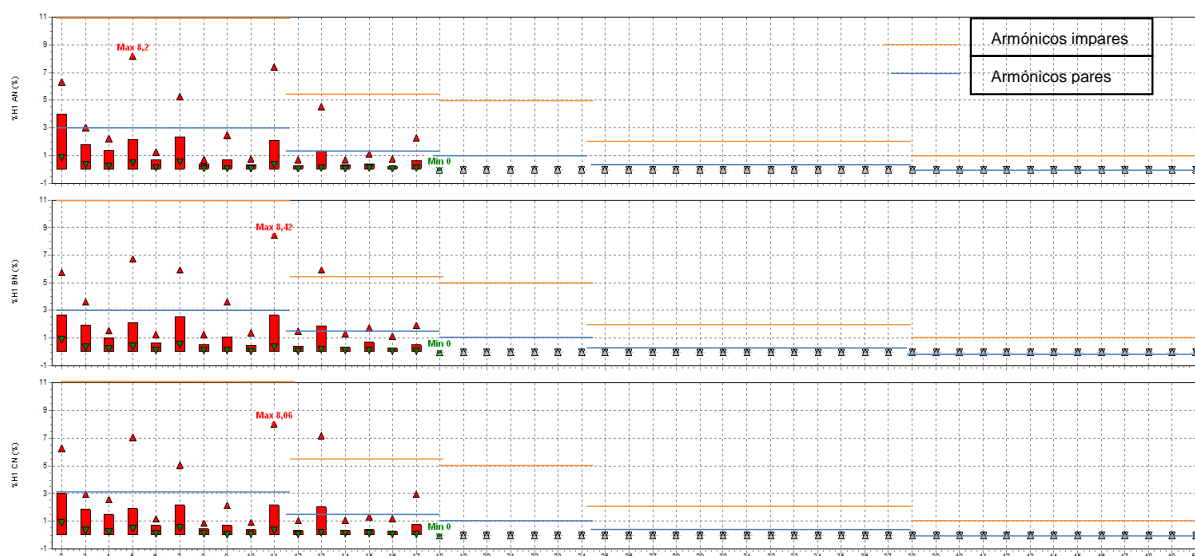


Figura 4.23: Factor de distorsión armónico individual de corriente en el inversor IFV2.

Los límites de los armónicos impares en la Figura 4.23 se muestran con las líneas de color verde, mientras que los límites de los armónicos pares se muestran en color azul, los armónicos de la fase A se encuentran dentro del límite establecido a excepción de la componente 2, en el caso de la fase B los componentes 2 y 11 no cumplen con el límite y en el caso de la fase C los componentes 2 y 11 superan el límite. La calidad de energía en este inversor puede verse afectada por la componente armónica 11 debido a que es una componente impar que no se elimina por simetría como es el caso de las componentes pares.

4.6 Medición de la calidad de energía en el inversor FRONIUS correspondiente a los paneles solares policristalinos móviles

La energía eléctrica que el inversor FRONIUS de 5 kW envía a la red corresponde a la energía obtenida del conjunto de paneles solares policristalinos con un eje y con 2 ejes móviles, el cual se denominará como IFV3 y su toma de medidas, mediante el equipo analizador de calidad de energía, fue efectuada entre el 5 de diciembre de 2022 y el 12 de diciembre de 2022. La instalación del equipo analizador de calidad de energía se puede observar en la Figura 4.24.



Figura 4.24: Conexión del analizador de calidad de energía en el inversor FRONIUS (IFV3).

Debido a la disposición física de los elementos de este inversor los cuales se pueden ver en la Figura 4.25, la conexión del analizador de calidad de energía se realizó en la salida del transformador que conecta con el inversor a la red de alimentación, por lo que los datos obtenidos reflejan la calidad de energía del inversor en conjunto con su transformador.



Figura 4.25: Elementos internos del inversor IFV3.

El tiempo total de adquisición de datos fue de 7d:00h:00min con un total de registros de 1008 muestras de voltaje RMS, frecuencia de voltaje, desequilibrios de voltaje, armónicos de voltaje y corriente, y parpadeos (flicker). Los datos obtenidos se analizan en función de las regulaciones ARCERNR 002/20 y ARCONEL 004/15 en conjunto con las normas IEEE Std 929-2000 y EN 50160.

4.6.1 Análisis del nivel de voltaje

Los valores más relevantes respecto al voltaje RMS obtenidos de la adquisición se muestran en la Tabla 4.21. Los datos mostrados corresponden a los valores máximos, mínimos y medios del voltaje de línea que inyecta el inversor a la red eléctrica de distribución.

Tabla 4.21: Valores de voltaje RMS en la salida del inversor IFV3.

	VOLTAJE MÍNIMO		
	V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}
Valor mínimo	0.02	0.06	0.04
Valor medio	217.86	218.83	217.73
Valor máximo	224.41	225.38	224.17
	VOLTAJE MEDIO		
	V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}
Valor mínimo	212.4	213.35	211.9
Valor medio	219.06	220.05	218.94
Valor máximo	225.07	225.89	224.81
	VOLTAJE MÁXIMO		
	V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}
Valor mínimo	214.67	215.5	214.25
Valor medio	219.84	220.86	219.77
Valor máximo	226.08	226.94	225.66

Según la regulación ARCERNR 002/20, la variación del nivel de bajo voltaje debe encontrarse en un rango del $\pm 8\%$ para que pueda considerarse admisible. La variación de voltaje dada por la ecuación (3.2) que toma en cuenta solamente los valores medidos del voltaje promedio de cada fase en el punto de medición. El análisis de la variación del nivel de voltaje toma el voltaje nominal de 220 V y los valores medios mínimos y máximos en cada fase lo cual se muestra en la Tabla 4.22

Tabla 4.22: Variaciones del nivel de voltaje (máximas y mínimas) del inversor IFV3.

Voltaje de Línea	Voltaje Nominal (V)	ΔV (%) Mínimo	ΔV (%) Máximo	Cumple con el Rango Admisible $\pm 8\%$
V_{AB}	220	-3.454	2.304	SI
V_{BC}	220	-3.022	2.677	SI
V_{CA}	220	-3.681	2.186	SI

Como se pudo apreciar en la Tabla 4.22, los valores extremos (máximos y mínimos) correspondientes al voltaje medio se encuentran dentro del rango admisible por lo que las

variaciones del nivel de voltaje de este inversor cumplen con este requerimiento. Sin embargo, existen valores de voltaje mínimo que se encuentran muy por debajo del rango admisible como lo muestra la Tabla 4.21, el número total de dichos registros para V_{AB} es de 2, para V_{BC} es de 2 y para V_{CA} es de 2, de un total de 1008 valores registrados por fase que representa el 0.199%, 0.199% y 0.199% de registros que se encuentran fuera del rango admisible en cada fase. Teniendo en cuenta que la variación del nivel de voltaje es aceptable cuando el 95% de los registros se encuentran dentro del rango admisible, el nivel de voltaje del inversor cumple con las variaciones admisibles descritas en la regulación ARCERNRR 002/20.

El comportamiento del voltaje máximo, mínimo y medio registrado por el analizador se observa en la Figura 4.26, en donde se muestran los valores mínimos que se encuentran fuera del rango admisible.

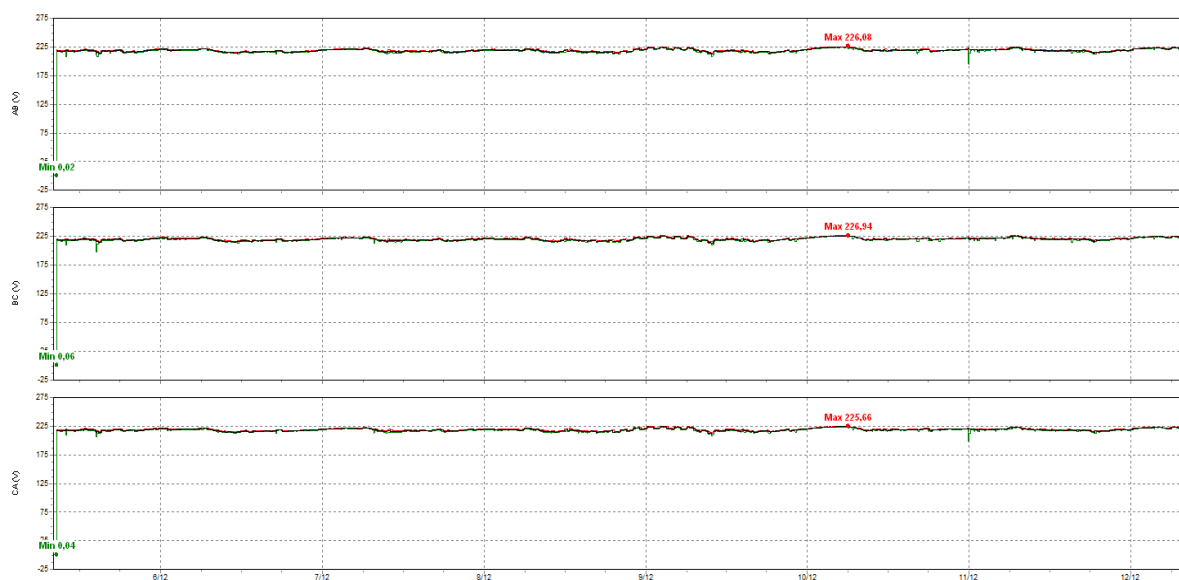


Figura 4.26: Comportamiento del voltaje L-L RMS a lo largo del periodo de medida en el inversor IFV3.

4.6.2 Análisis de las perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)

Los valores máximos, mínimos y medios correspondientes a los índices de severidad de corto y largo plazo que se obtuvieron en el registro de eventos de este inversor se muestran en la Tabla 4.23.

Tabla 4.23: Índices de severidad de corto y largo plazo en el inversor IFV3.

Registro	Índice de severidad de corto plazo			Índice de severidad de largo plazo		
	P_{st}			P_{lt}		
	L1 [AN]	L2 [BN]	L3 [CN]	L1 [AN]	L2 [BN]	L3 [CN]
Mínimo	0.034	0.036	0.035	0	0	0
Medio	0.182	0.195	0.185	0.343	0.38	0.36
Máximo	30.859	30.789	30.743	13.479	13.448	13.428

Según la regulación ARCONEL 004/15, el índice de severidad de corto plazo no debe ser superior a 0.35, mientras que el índice de severidad de largo plazo no debe ser mayor a 0.25. Por lo que, al analizar detenidamente los valores medidos, se puede apreciar que los valores máximos obtenidos son superiores a los permitidos sin embargo estos no afectan de forma significativa a los valores medios que se encuentran por debajo del límite permitido en el caso del índice de severidad de corto plazo y son mayores al límite del índice de severidad de largo plazo, de modo que estos últimos no cumplen con esta regulación.

Al analizar el índice de severidad de corto plazo mediante la regulación ARCERNNR 002/20 este no debe ser superior a 1, en el 95% de datos registrados en el período de medición. Los valores que superan la unidad (ver Figura 4.27) en L1 son 2, en L2 son 4 y en L3 son 5 de un total de 1008 datos registrados, lo que representa un 0.198%, 0.396% y 0.459% de valores que incumplen con el límite establecido, de este modo se concluye que el índice de severidad de corto plazo cumple con esta regulación. Debido a que, la regulación ARCERNNR 002/20 solo analiza el índice de severidad a corto plazo, el índice de severidad a largo plazo será analizado mediante la norma EN 50160 que establece que dicho índice no debe ser mayor a 1 en el 95% de los valores registrados; los valores que superan el límite establecido (ver Figura 4.27) en L1 son 13, en L2 son 20 y en L3 son 12 de un total de 1008 datos registrados por fase que representan un 1.28%, 1.98% y 1.19% de valores que incumplen con la norma en cada fase, por lo que el índice de severidad de larga duración cumple con lo establecido por la norma.

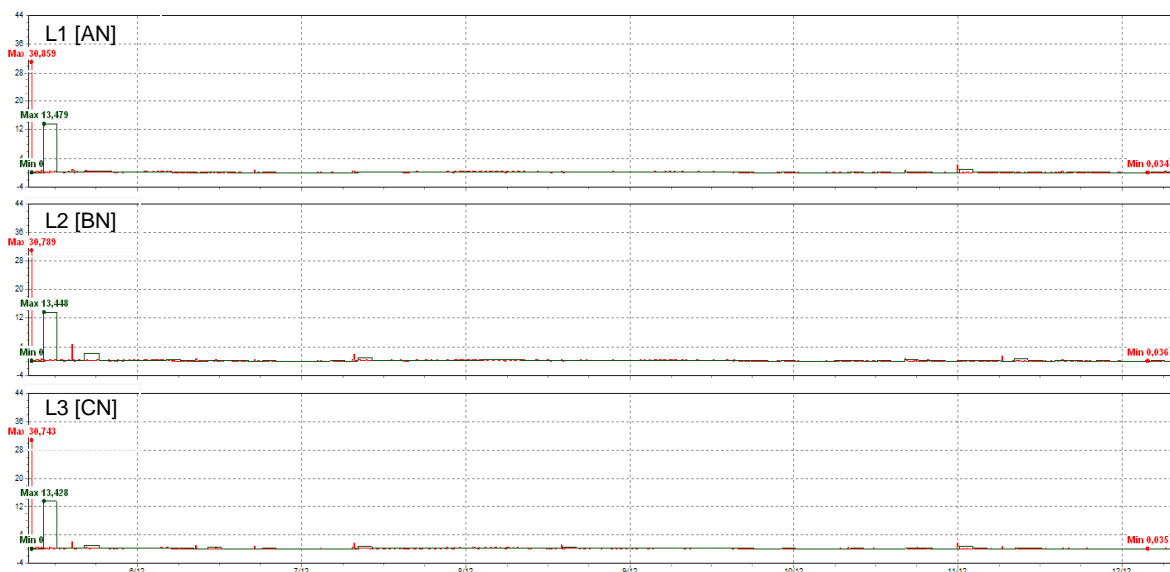


Figura 4.27: Índices de severidad de corto y largo plazo en el inversor IFV3.

En la Figura 4.27, se observan los valores del índice de severidad en cada fase, en donde el índice de corto plazo se muestra en color rojo y el de largo plazo se muestra en color negro.

4.6.3 Análisis del desequilibrio de voltaje

Los valores máximos, medios y mínimos obtenidos por medio del analizador de calidad de energía, se pueden observar en la Tabla 4.24, los cuales corresponden a desequilibrios de voltaje máximos, medios y mínimos que resultan ser los más significativos para su análisis.

Tabla 4.24: Desbalances de voltaje en el inversor IFV3.

Registro	Desequilibrio de Voltaje (%)		
	Mínimo	Medio	Máximo
Mínimo	0.03	0.14	0.23
Medio	0.26	0.35	0.571
Máximo	0.56	0.98	117.57

Los valores medios del desequilibrio de voltaje mínimo, medio y máximo son menores al 5% que establece la regulación ARCONEL 004/15, por lo que este parámetro cumple con esta regulación. Sin embargo, el valor máximo del desequilibrio de voltaje máximo es sumamente alto, pero no afecta de forma significativa al desequilibrio de voltaje medio que es utilizado para el análisis con la regulación mencionada anteriormente.

En el caso de la regulación ARCERNR 002/20 el límite del desequilibrio de voltaje es del 2% y se cumple cuando el 95% de los valores registrados se encuentran dentro de este límite.

La cantidad de valores que superan el 2% de desequilibrio es de 3 de un total de 1008 de datos registrados que representan un 0.297% de los registros por lo que el inversor cumple con esta regulación en este apartado.

El comportamiento del desequilibrio de voltaje se ilustra en la Figura 4.28, en donde se puede observar fácilmente que los valores registrados se encuentran por debajo de los límites descrito anteriormente.

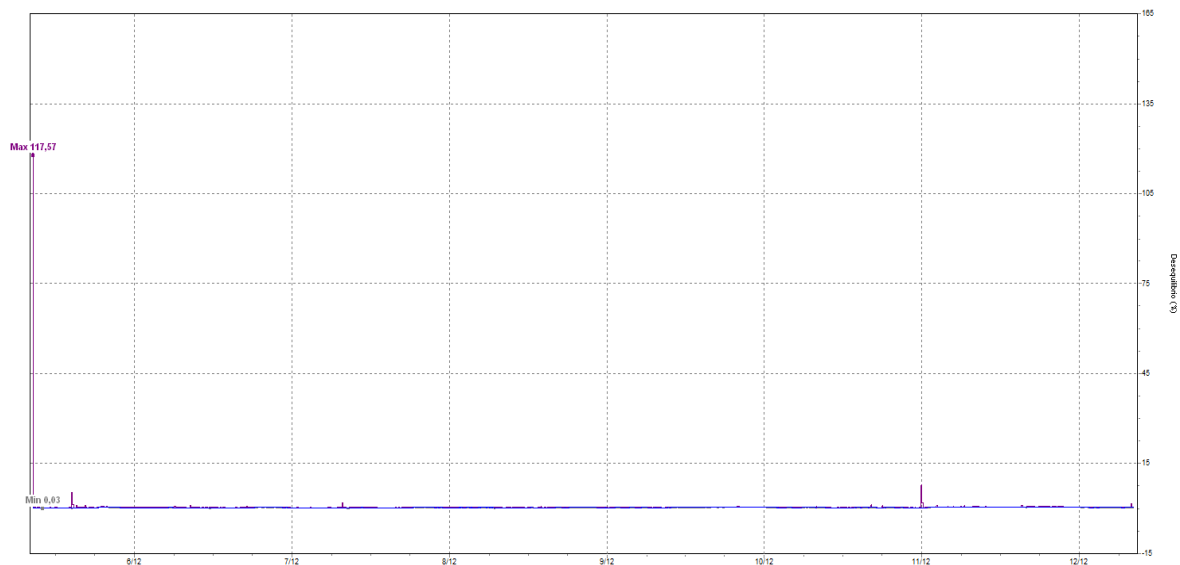


Figura 4.28: Desbalance de voltaje en el inversor IFV3.

4.6.4 Análisis de la frecuencia

Los datos más relevantes obtenidos por medio del analizador de calidad de energía se pueden observar en la Tabla 4.25.

Tabla 4.25: Valores de frecuencia entrega por el inversor IFV3.

Registro	Frecuencia (Hz)		
	Mínima	Media	Máxima
Mínimo	59.834	59.968	60.038
Medio	59.93	59.99	60.07
Máximo	59.973	60.036	60.14

Para realizar el análisis de este atributo de la calidad de energía se utilizan los límites establecidos en la norma IEEE Std. 929-2000, la cual considera un límite inferior de 59.3 Hz y un límite superior de 60.5 Hz. En este caso el inversor mantiene la frecuencia en todos sus

valores más significativos dentro del rango establecido, de modo que el inversor cumple con rango en el cual debe presentarse este atributo a la red eléctrica.

El comportamiento de la frecuencia a lo largo del periodo de medición se puede observar en la Figura 4.29, en donde las líneas de color rojo representan la frecuencia máxima, las de color negro representan la frecuencia media y las de color verde representan la frecuencia mínima.

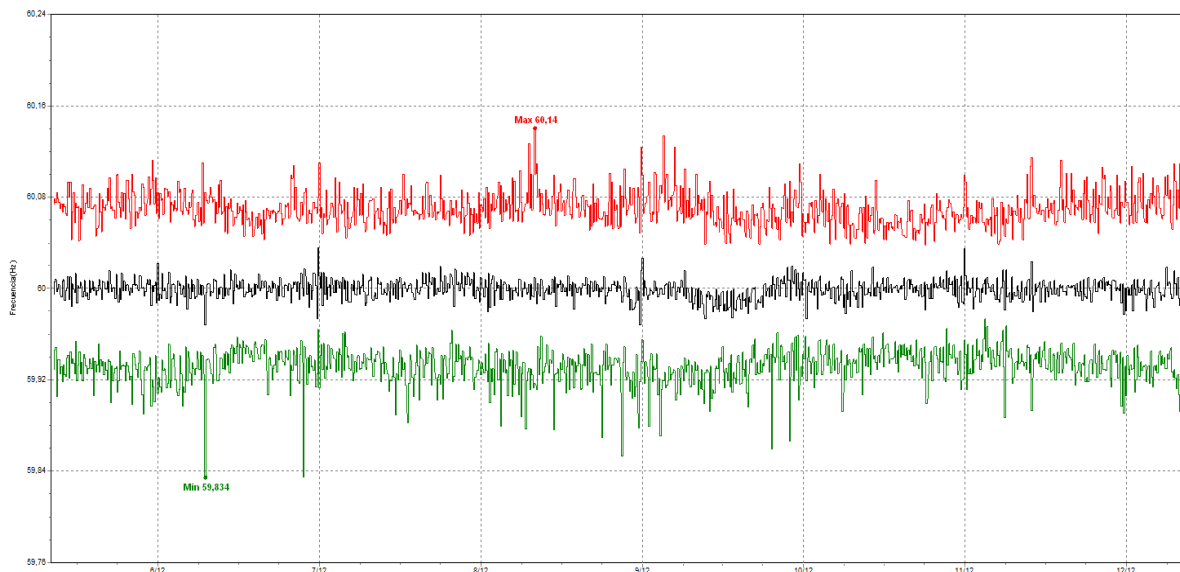


Figura 4.29: Comportamiento de la frecuencia en el inversor IFV3.

4.6.5 Análisis de los armónicos de voltaje

Para evaluar los armónicos de voltaje se consideran los límites establecidos en la regulación ARCERNR 002/20 y la norma IEEE Std. 519-2014 que analizan el factor de distorsión armónico total (THD) y el factor de distorsión armónico individual de voltaje. Los valores más significativos que se obtuvieron del factor de distorsión total de voltaje para cada fase se pueden apreciar en la Tabla 4.26.

Tabla 4.26: Factor de distorsión armónico THD en el inversor IFV3.

	THD MÍNIMO (%)		
	L1 [AB]	L2 [BC]	L3 [CA]
Valor mínimo	0.52	0.56	0.51
Valor medio	0.964	0.904	0.999
Valor máximo	1.72	1.54	1.93
	THD MEDIO (%)		
	L1 [AB]	L2 [BC]	L3 [CA]
Valor mínimo	0.62	0.6	0.59
Valor medio	1.072	1.011	1.118
Valor máximo	1.91	1.73	2.13
	THD MÁXIMO (%)		
	L1 [AB]	L2 [BC]	L3 [CA]
Valor mínimo	0.66	0.64	0.64
Valor medio	1.518	1.459	1.566
Valor máximo	327.67	327.67	327.67

Según la regulación ARCERNNR 002/20, el factor de distorsión armónica total de voltaje no debe superar el 8% en bajo voltaje; como se pudo apreciar en la Tabla 4.26, el valor más alto de THD es de 327.67% y los valores que sobrepasan el límite representan un 0.099% en L1, 0.099% en L2 y 0.099% en L3, por lo que este parámetro cumple con la regulación. En el caso de la norma IEEE Std. 519-2014, la distorsión armónica total de voltaje hasta valores de 69 kV no debe ser mayor al 5% con lo que el inversor sobrepasa este límite en un 0.099% en L1, 0.099% en L2 y 0.099% en L3 del total de los valores medidos, cumpliendo de esta manera con esta norma. El comportamiento del THD a lo largo del periodo de medición se puede ver en la Figura 4.30, en donde los valores tienden a ser altos a lo largo del día y muy bajos en las noches.

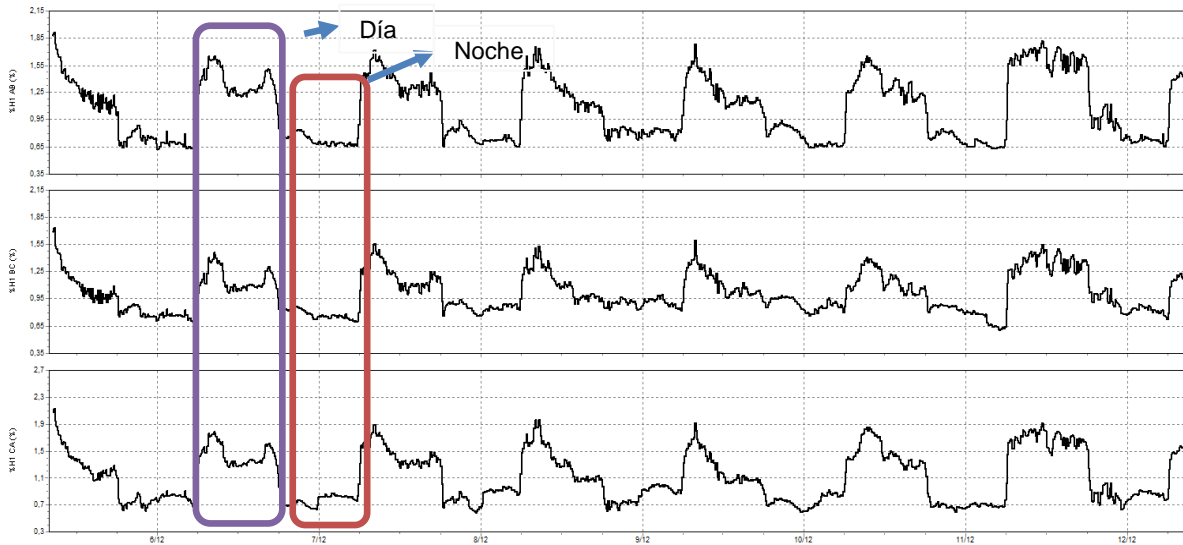


Figura 4.30: THD a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV3.

Para realizar el análisis del factor de distorsión individual se obtuvieron los componentes armónicos desde el orden 2 hasta el 50 como se puede observar en la Figura 4.31, en donde las componentes de magnitud relativamente alta se encuentran del orden 2 al orden 17.

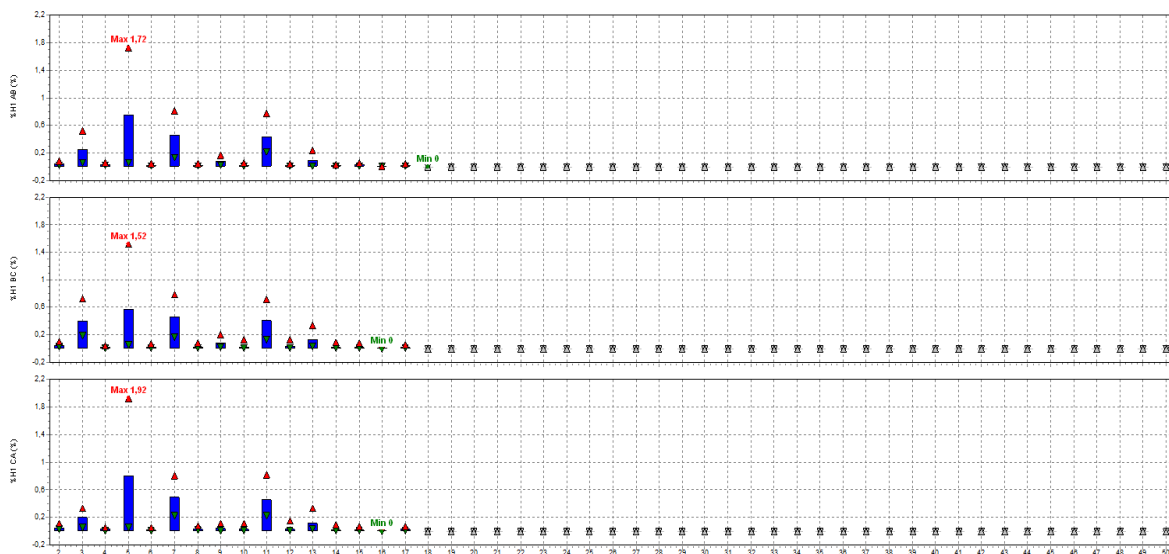


Figura 4.31: Factor de distorsión armónica individual de voltaje en el inversor IFV3.

Los valores máximos y medios de las componentes individuales de la distorsión armónica de voltaje en cada fase se presentan en la Tabla 4.27, desde la componente 2 hasta la componente 17, debido a que estas poseen valores más altos y representativos en comparación con el resto de componentes armónicas.

Tabla 4.27: Valores del factor de distorsión armónica individual de voltaje en el inversor IFV3.

Componentes	Factor de distorsión armónica individual de voltaje (%)					
	Valores Máximos			Valores medios		
	L1 [AB]	L2 [BC]	L3 [CA]	L1 [AB]	L2 [BC]	L3 [CA]
2	0.08	0.11	0.11	0.039	0.048	0.048
3	0.52	0.73	0.33	0.248	0.4	0.205
4	0.05	0.04	0.06	0.028	0.022	0.03
5	1.72	1.52	1.92	0.745	0.569	0.808
6	0.04	0.07	0.05	0.017	0.025	0.02
7	0.81	0.79	0.81	0.455	0.46	0.493
8	0.04	0.08	0.08	0.021	0.016	0.028
9	0.16	0.2	0.12	0.077	0.076	0.045
10	0.05	0.13	0.12	0.019	0.023	0.026
11	0.78	0.71	0.82	0.439	0.412	0.457
12	0.04	0.13	0.15	0.021	0.028	0.025
13	0.24	0.33	0.33	0.09	0.131	0.117
14	0.03	0.09	0.09	0.014	0.015	0.015
15	0.06	0.08	0.07	0.032	0.025	0.017
16	0.01	0.05	0.05	0.01	0.01	0.01
17	0.04	0.06	0.07	0.02	0.024	0.031

Como se puede apreciar en la Tabla 4.27, los valores más altos se presentan en la componente 5 y las siguientes más altas se presentan en las componentes 7 y 11, sin embargo, ninguno de estos valores incumple con los límites establecidos en la regulación ARCERNR 002/20 y la norma IEEE Std. 519-2014.

4.6.6 Análisis de armónicos de corriente

El análisis de los armónicos de corriente se lo realiza en base a la regulación ARCERNR 002/20 y la norma IEEE Std. 519-2014 cuyos límites máximos se mostraron en la Tabla 3.5, en donde se indica que para realizar el análisis se requiere de la relación entre la corriente de cortocircuito I_{sc} y la corriente de carga I_L en el punto de medición. Para obtener la corriente de cortocircuito I_{sc} se considera que el transformador que conecta el inversor IFV3 con la barra principal mediante un conductor 4 AWG por fase, recorriendo una distancia aproximada de 13 metros, por lo que la resistencia total del conductor será de:

$$R_{conductor} = 0.000811 \Omega/m \quad (4.11)$$

$$R = 0.000811 \frac{\Omega}{m} * 13m \quad (4.12)$$

$$R = 0.0105 \Omega \quad (4.13)$$

Con la resistencia del conductor obtenida, se procede a calcular la corriente de cortocircuito I_{sc} .

$$I_{sc} = \frac{127}{0.0105} = 12095.23A \quad (4.14)$$

Tomando el valor de corriente de carga máxima obtenida mediante el analizador de calidad de energía, la cual se puede observar en la Figura 7.3, de la sección de anexos, se calcula la relación de corrientes.

$$SCR = \frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{12095.23}{13.9} = 870.16 \quad (4.15)$$

Los valores máximos, medios y mínimos correspondientes al factor de distorsión de demanda total TDD se presentan en la Tabla 4.28.

Tabla 4.28: TDD en el inversor IFV3.

	TDD MÍNIMO (%)		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]
Valor mínimo	1.74	1.94	1.5
Valor medio	22.83	21.12	18.41
Valor máximo	81.93	50.72	97.43
	TDD MEDIO (%)		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]
Valor mínimo	2.33	2.6	2.03
Valor medio	91.758	38.452	59.17
Valor máximo	302.84	79.78	234.26
	TDD MÁXIMO (%)		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]
Valor mínimo	3.47	3.78	3.04
Valor medio	203.708	64.7	162.53
Valor máximo	327.67	203.87	327.67

El valor SCR obtenido en la ecuación (4.15) se encuentra entre 100 y 1000, por lo que según Tabla 3.5 el valor máximo de TDD debe ser del 15%, tanto para la regulación ARCERNR 002/20, como para la norma IEEE Std. 519-2014. Como se puede apreciar en la Tabla 4.28 existen valores que superan el límite establecido que en L1 son 594, en L2 son 654 y en L3 son 617 de 1008 valores registrados por fase que representa el 58.92%, 64.88% y 61.21% en cada fase respectivamente, teniendo en cuenta que el TDD se cumple cuando el 95% de los valores registrados se encuentran por debajo del límite se concluye que este parámetro no cumple ni con la regulación, ni con la norma.

El comportamiento del factor de demanda total en el período de medición se ilustra en la Figura 4.32, en donde se observa fácilmente que los el TDD incumple con el límite establecido del 15%.

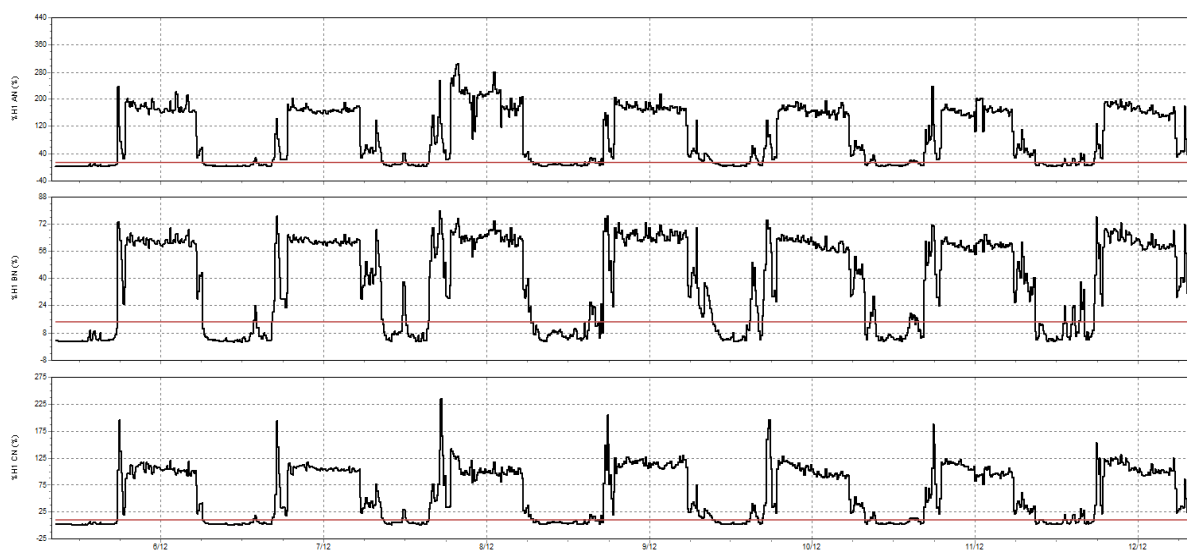


Figura 4.32: Comportamiento de TDD a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV3.

Los valores máximos y medios de las componentes individuales de la distorsión armónica de voltaje en cada fase se presentan en la Tabla 4.29, desde la componente 2 hasta la componente 17, debido a que estas poseen valores más altos y representativos en comparación con el resto de componentes armónicas.

Tabla 4.29: Valores del factor armónico individual de corriente en el inversor IFV3.

Componentes	Factor de distorsión armónica individual de corriente (%)					
	Valores Máximos			Valores medios		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]
2	43.67	8.2	24.19	15.58	2.818	10.04
3	61.05	30.37	50.51	16.76	14.41	13.617
4	18.3	5.57	10.45	5.69	1.45	4.05
5	191.26	50.03	153.19	35.487	18.44	32.096
6	12.3	5.39	7.47	3.386	1.12	2.53
7	76.7	30.4	55.94	24	13.48	14.311
8	15.88	8.34	9.52	2.39	0.912	1.38
9	59.24	26.64	36.25	18.37	11.11	9.4
10	13.35	7.06	5.91	2.21	0.875	1.5
11	149.77	34.16	104.99	40.76	11.87	15.19
12	17.45	8.14	7.43	2.23	1.046	1.62
13	67.4	27.03	64.15	16.62	5.64	12.325
14	18.06	8.93	11.7	1.95	0.837	1.37
15	45.1	15.36	19.19	10.52	6.92	5.53
16	18.29	8.96	13.78	1.75	0.76	1.098
17	28.69	11.9	27.82	7.09	3.9	9.83

Para realizar el análisis del factor de distorsión individual se obtuvieron los componentes armónicos desde el orden 2 hasta el 50 como se puede observar en la Figura 4.33. Los armónicos impares menores al orden 11 deben ser inferiores al 12%, para el intervalo entre $11 \leq h \leq 17$, deben ser inferiores al 5,5%, para el intervalo entre $17 \leq h \leq 23$, deben ser inferiores al 5%, para el intervalo entre $23 \leq h \leq 35$, deben ser inferiores al 2%, los armónicos mayores a 35 deben ser inferiores al 1%, en cambio para los componentes armónicos pares los límites corresponden al 25% de los límites mencionados anteriormente.

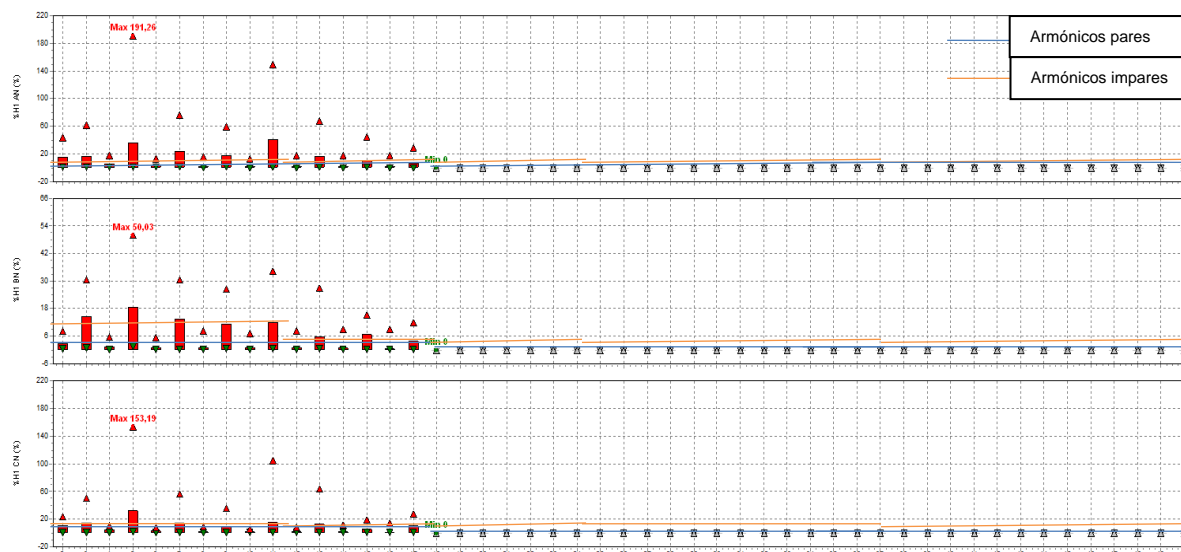


Figura 4.33: Factor de distorsión armónico individual de corriente en el inversor IFV3.

Los límites de los armónicos impares en la Figura 4.33 se muestran con las líneas de color verde, mientras que los límites de los armónicos pares se muestran en color azul, en el caso de la fase A todas las componentes sobrepasan el límite establecido, en el caso de la fase B las componentes 2, 3, 5, 7, 9, 11, 12, 13, 15 y 17 superan el límite establecido y finalmente en el caso de la fase C las componentes 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16 y 17 superan el límite incumpliendo con la regulación y la norma. Lo que puede ser producto del comportamiento no lineal del inversor, además de la presencia de una batería de litio que entrega energía cuando los paneles no pueden inyectar más energía al inversor.

4.7 Medición de la calidad de energía correspondiente a la barra de conexión común de los equipos del laboratorio

La energía eléctrica presente en la barra principal que se conecta con la red de distribución obtiene su energía de varios elementos de generación y almacenamiento que se encuentran en el laboratorio de la Micro-Red, entre ellos el sistema solar fotovoltaico, y su toma de medidas, mediante el equipo analizador de calidad de energía, fue efectuada entre el 24 de noviembre de 2022 y el 1 de diciembre de 2022. La instalación del equipo analizador de calidad de energía se observa en la Figura 4.34.

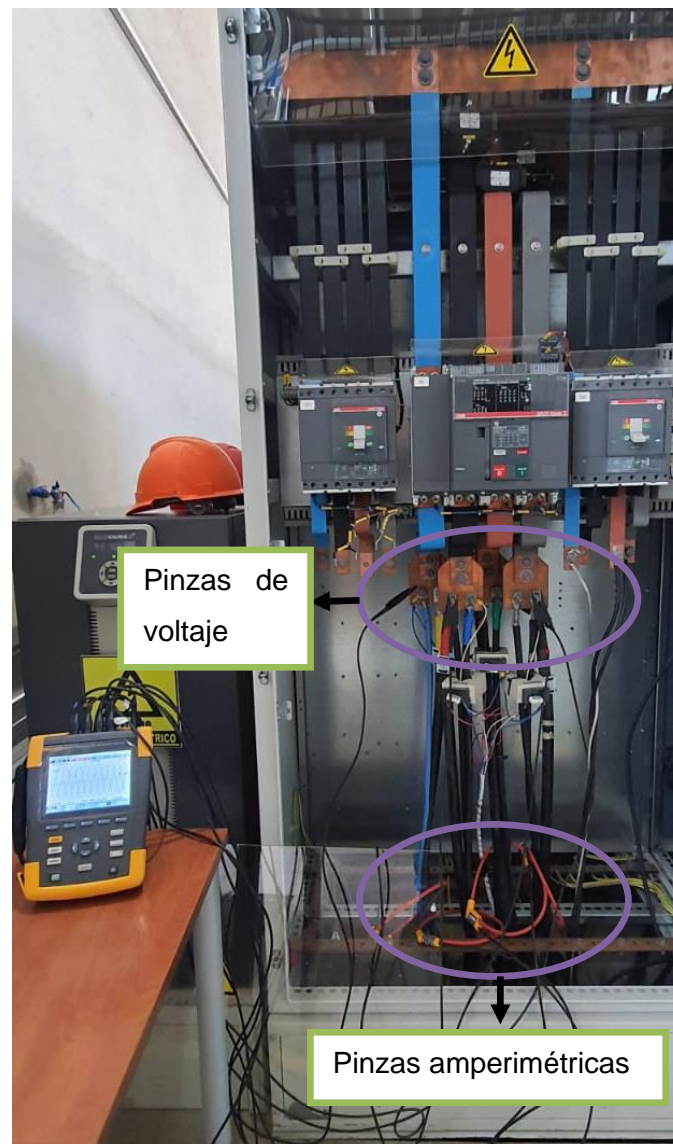


Figura 4.34: Conexión del analizador de calidad de energía con la barra principal de la Micro-Red.

El tiempo total de adquisición de datos fue de 7d:00h:00min con un total de registros de 1008 muestras de voltaje RMS, frecuencia de voltaje, desequilibrios de voltaje, armónicos de voltaje y corriente, y parpadeos (flicker). Los datos obtenidos se analizan en función de las regulaciones ARCERNR 002/20 y ARCONEL 004/15 en conjunto con las normas IEEE Std 929-2000 y EN 50160.

4.7.1 Análisis del nivel de voltaje

Los valores más relevantes respecto al voltaje RMS obtenidos de la adquisición se muestran en la Tabla 4.30. Los datos mostrados corresponden a los valores máximos, mínimos y medios del voltaje de línea que inyecta el inversor a la red eléctrica de distribución.

Tabla 4.30: Valores de voltaje RMS en la salida de la barra principal.

	VOLTAJE MÍNIMO		
	V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}
Valor mínimo	71.97	72.27	100.52
Valor medio	218.65	219.59	218.81
Valor máximo	229.01	229.52	228.37
	VOLTAJE MEDIO		
	V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}
Valor mínimo	214.17	214.72	213.84
Valor medio	219.94	220.85	219.94
Valor máximo	229.83	230.53	229.06
	VOLTAJE MÁXIMO		
	V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}
Valor mínimo	214.68	215.22	214.57
Valor medio	220.66	221.58	220.69
Valor máximo	230.67	231.34	229.79

Según la regulación ARCERNR 002/20, la variación del nivel de bajo voltaje debe encontrarse en un rango del $\pm 8\%$ para que pueda considerarse admisible. La variación de voltaje dada por la ecuación (3.2) que toma en cuenta solamente los valores medidos del voltaje promedio de cada fase en el punto de medición. El análisis de la variación del nivel de voltaje toma el voltaje nominal de 220 V y los valores medios mínimos y medios máximos en cada fase lo cual se muestra en la Tabla 4.31

Tabla 4.31: Variaciones del nivel de voltaje (máximas y mínimas) en la barra principal.

Voltaje de Línea	Voltaje Nominal (V)	ΔV (%) Mínimo	ΔV (%) Máximo	Cumple con el Rango Admisible $\pm 8\%$
V_{AB}	220	-2.65	4.46	SI
V_{BC}	220	-2.4	4.786	SI
V_{CA}	220	-2.8	4.118	SI

Como se pudo apreciar en la Tabla 4.31, los valores extremos (máximos y mínimos) correspondientes al voltaje medio se encuentran dentro del rango admisible por lo que las

variaciones del nivel de voltaje de los equipos de generación y almacenamiento del laboratorio cumplen con este requerimiento. Sin embargo, existen valores de voltaje mínimo que se encuentran muy por debajo del rango admisible como lo muestra la Tabla 4.30, el número total de dichos registros para V_{AB} es de 6, para V_{BC} es de 3 y para V_{CA} es de 2, de un total de 1008 valores registrados por fase que representa el 0.595%, 0.297% y 0.198% de registros que se encuentran fuera del rango admisible en cada fase respectivamente. Teniendo en cuenta que la variación del nivel de voltaje es aceptable cuando el 95% de los registros se encuentran dentro del rango admisible, el nivel de voltaje del inversor cumple con las variaciones admisibles descritas en la regulación ARCERNRR 002/20. El comportamiento del voltaje máximo, mínimo y medio registrado por el analizador se observa en la Figura 4.35, en donde se muestran los valores mínimos que se encuentran fuera del rango admisible.

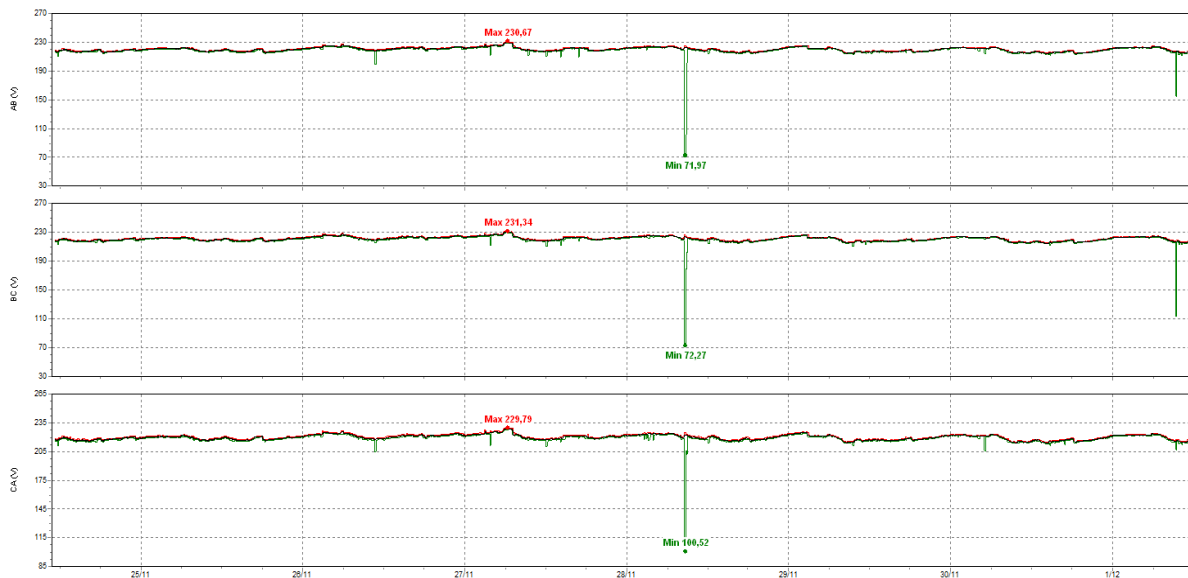


Figura 4.35: Comportamiento del voltaje L-L RMS a lo largo del periodo de medida en la barra principal.

4.7.2 Análisis de las perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)

Los valores máximos, mínimos y medios correspondientes a los índices de severidad de corto y largo plazo que se obtuvieron en el registro de eventos de la barra principal se muestran en la Tabla 4.32.

Tabla 4.32: Índices de severidad de corto y largo plazo en la barra principal.

Registro	Índice de severidad de corto plazo			Índice de severidad de largo plazo		
	P_{st}			P_{lt}		
	L1 [AN]	L2 [BN]	L3 [CN]	L1 [AN]	L2 [BN]	L3 [CN]
Mínimo	0.037	0.038	0.041	0	0	0
Medio	0.197	0.208	0.204	0.283	0.282	0.272
Máximo	8.906	9.694	8.25	4.12	4.64	3.611

Según la regulación ARCONEL 004/15, el índice de severidad de corto plazo no debe ser superior a 0.35, mientras que el índice de severidad de largo plazo no debe ser mayor a 0.25. Por lo que al analizar detenidamente los valores medidos se puede apreciar que los valores máximos obtenidos son superiores a los permitidos, sin embargo, estos no afectan de forma significativa a los valores medios que se encuentran por debajo del límite permitido en el caso del índice de severidad de corto plazo y son ligeramente mayores al límite del índice de severidad de largo plazo, de modo que estos últimos no cumplen con esta regulación.

Al analizar el índice de severidad de corto plazo mediante la regulación ARCERNNR 002/20 este no debe ser superior a 1, en el 95% de datos registrados en el período de medición. Los valores que superan la unidad (ver Figura 4.36) en L1 son 6, en L2 son 6 y en L3 son 7 de un total de 1008 datos registrados por fase, lo que representa un 0.595%, 0.595% y 0.694% de valores que incumplen con el límite establecido en cada fase respectivamente, de este modo se concluye que el índice de severidad de corto plazo cumple con esta regulación. Debido a que la regulación ARCERNNR 002/20 solo analiza el índice de severidad a corto plazo, el índice de severidad a largo plazo será analizado mediante la norma EN 50160 que establece que dicho índice no debe ser mayor a 1 en el 95% de los valores registrados; los valores que superan el límite establecido (ver Figura 4.36) en L1 son 14, en L2 son 9 y en L3 son 12 de un total de 1008 datos registrados por fase que representan un 1.38%, 0.89% y 1.19% de valores que incumplen con la norma en cada fase respectivamente, por lo que el índice de severidad de larga duración cumple con lo establecido por la norma.

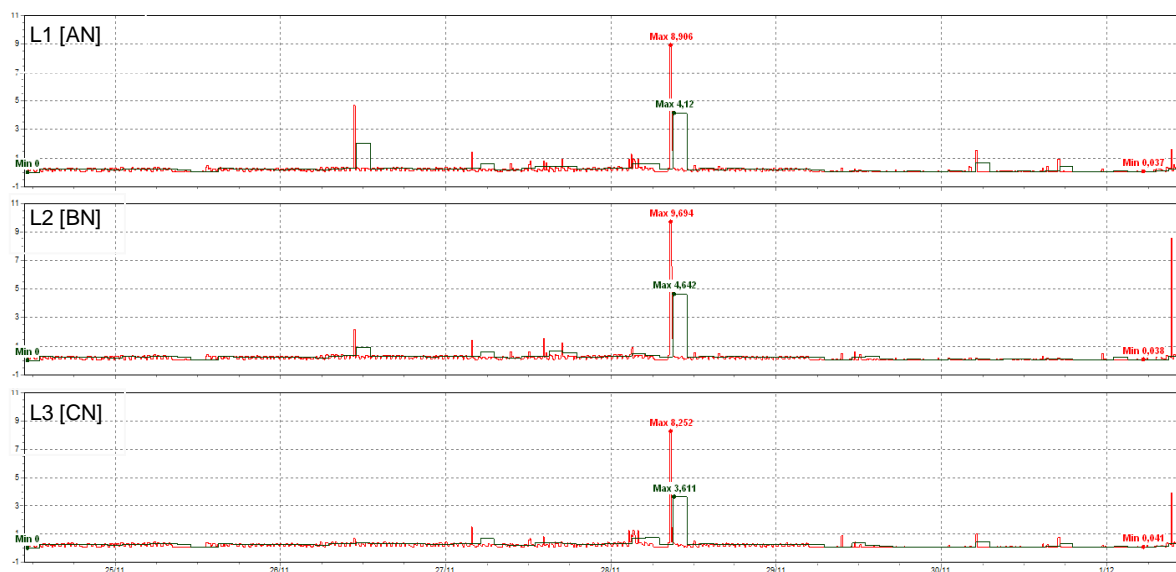


Figura 4.36: Índices de severidad de corto y largo plazo en la barra principal.

En la Figura 4.36, se observan los valores del índice de severidad en cada fase, en donde el índice de corto plazo se muestra en color rojo y el de largo plazo se muestra en color negro; además se puede apreciar fácilmente que los valores que superan los límites establecidos son puntuales y no afectan de forma significativa a los valores medios de estos parámetros.

4.7.3 Análisis del desequilibrio de voltaje

Los valores máximos, medios y mínimos obtenidos por medio del analizador de calidad de energía, se pueden observar en la Tabla 4.33, los cuales corresponden a desequilibrios de voltaje máximos, medios y mínimos que resultan ser los más significativos para su análisis.

Tabla 4.33: Desbalances de voltaje en la barra principal.

Registro	Desequilibrio de Voltaje (%)		
	Mínimo	Medio	Máximo
Mínimo	0	0.07	0.12
Medio	0.21	0.304	0.537
Máximo	0.42	0.5	43.08

Los valores medios del desequilibrio de voltaje mínimo, medio y máximo son menores al 5% que establece la regulación ARCONEL 004/15, por lo que este parámetro cumple con esta regulación. Sin embargo, el valor máximo del desequilibrio de voltaje máximo es sumamente alto, pero no afecta de forma significativa al desequilibrio de voltaje medio que es utilizado para el análisis con la regulación mencionada anteriormente.

En el caso de la regulación ARCERNR 002/20 el límite del desequilibrio de voltaje es del 2% y se cumple cuando el 95% de los valores registrados se encuentran dentro de este límite. La cantidad de valores que superan el 2% de desequilibrio es de 6 de un total de 1008 de datos registrados que representan un 0.595% de los registros por lo que se cumple con esta regulación en este apartado.

El comportamiento del desequilibrio de voltaje se ilustra en la Figura 4.37, en donde se puede observar fácilmente que los valores registrados se encuentran por debajo de los límites descritos anteriormente.

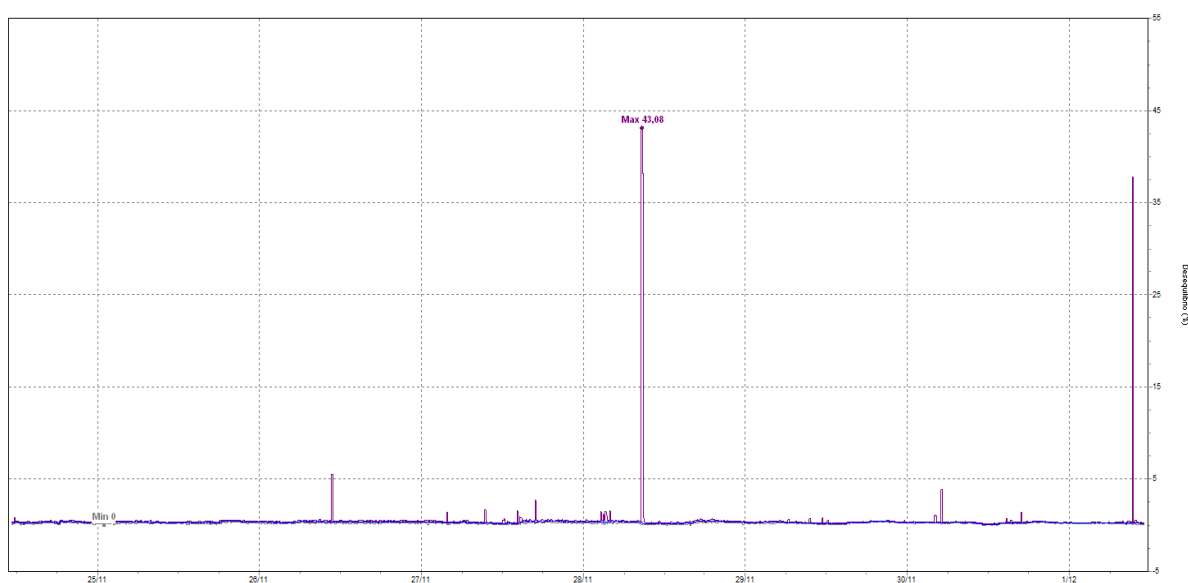


Figura 4.37: Desbalance de voltaje en la barra principal.

4.7.4 Análisis de la frecuencia

Los datos más relevantes obtenidos por medio del analizador de calidad de energía se pueden observar en la Tabla 4.34.

Tabla 4.34: Valores de frecuencia en la barra principal.

Registro	Frecuencia (Hz)		
	Mínimo	Medio	Máximo
Mínimo	59.775	59.952	60.018
Medio	59.933	60	60.07
Máximo	60.127	60.18	60.25

Para realizar el análisis de este atributo de la calidad de energía se utilizan los límites establecidos en la norma IEEE Std. 929-2000, la cual considera un límite inferior de 59.3 Hz y un límite superior de 60.5 Hz. En este caso los equipos del laboratorio mantienen la frecuencia en todos sus valores más significativos dentro del rango establecido, de modo que se cumple con el rango de la frecuencia en la red eléctrica. El comportamiento de la frecuencia a lo largo del periodo de medición se puede observar en la Figura 4.38, en donde las líneas de color rojo representan la frecuencia máxima, las de color negro representan la frecuencia media y las de color verde representan la frecuencia mínima. Las variaciones de frecuencia que se pueden observar en la Figura 4.38, se deben al desbalance entre generación y demanda de las cargas en la Micro-Red.

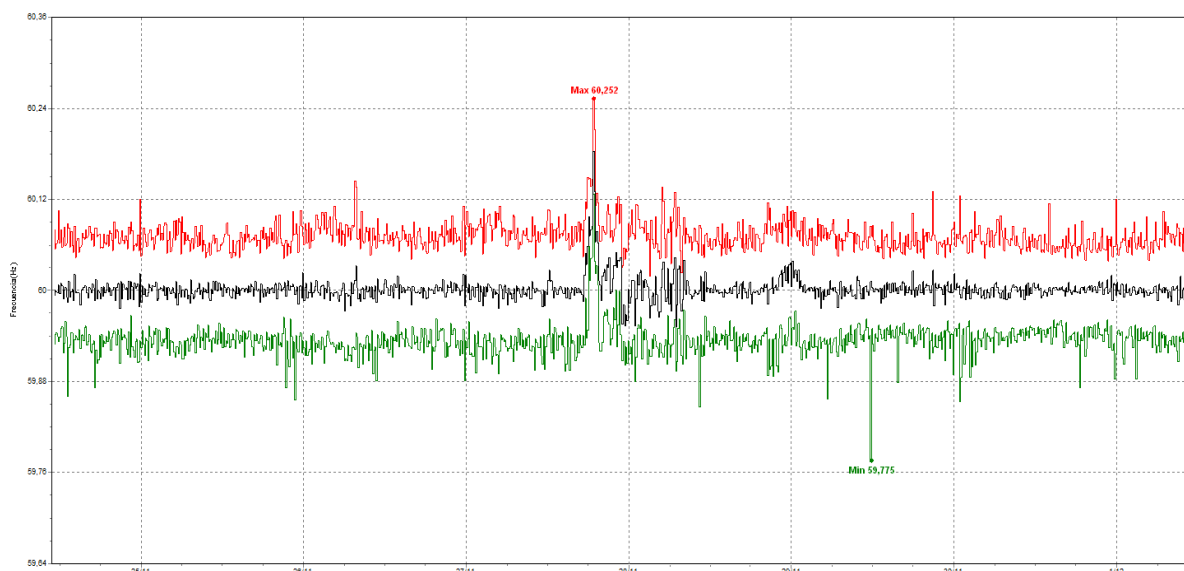


Figura 4.38: Comportamiento de la frecuencia en la barra principal.

4.7.5 Análisis de los armónicos de voltaje

Para evaluar los armónicos de voltaje se consideran los límites establecidos en la regulación ARCERNR 002/20 y la norma IEEE Std. 519-2014 que analizan el factor de distorsión armónico total (THD) y el factor de distorsión armónico individual de voltaje. Los valores más

significativos que se obtuvieron del factor de distorsión total de voltaje para cada fase se pueden apreciar en la Tabla 4.35.

Tabla 4.35: Factor de distorsión armónico THD en la barra principal.

	THD MÍNIMO (%)		
	L1 [AN]	L2 [BN]	L3 [CN]
Valor mínimo	0.47	0.5	0.46
Valor medio	0.935	0.859	0.854
Valor máximo	1.75	1.44	1.57
	THD MEDIO (%)		
	L1 [AN]	L2 [BN]	L3 [CN]
Valor mínimo	0.55	0.58	0.55
Valor medio	1.06	0.981	0.976
Valor máximo	1.93	1.6	1.82
	THD MÁXIMO (%)		
	L1 [AN]	L2 [BN]	L3 [CN]
Valor mínimo	0.61	0.66	0.62
Valor medio	1.215	1.138	1.124
Valor máximo	5.05	7.57	6.42

Según la regulación ARCERNNR 002/20, el factor de distorsión armónica total de voltaje no debe superar el 8% en valores de bajo voltaje; como se pudo apreciar en la Tabla 4.35 el valor más alto de THD es de 7.57% por lo que este parámetro del inversor cumple con la regulación. En el caso de la norma IEEE Std. 519-2014, la distorsión armónica total de voltaje hasta valores de 69 kV no debe ser mayor al 5% y los valores que incumplen con este límite son 1 en L1, 2 en L2 y 2 en L3 que representa un 0.099%, 0.198% y 0.198% del total de registros en cada fase respectivamente, con lo que la barra principal también cumple con esta norma. El comportamiento del THD a lo largo del periodo de medición se puede ver en la Figura 4.39, en donde los valores tienden a ser altos a lo largo del día y muy bajos en las noches.

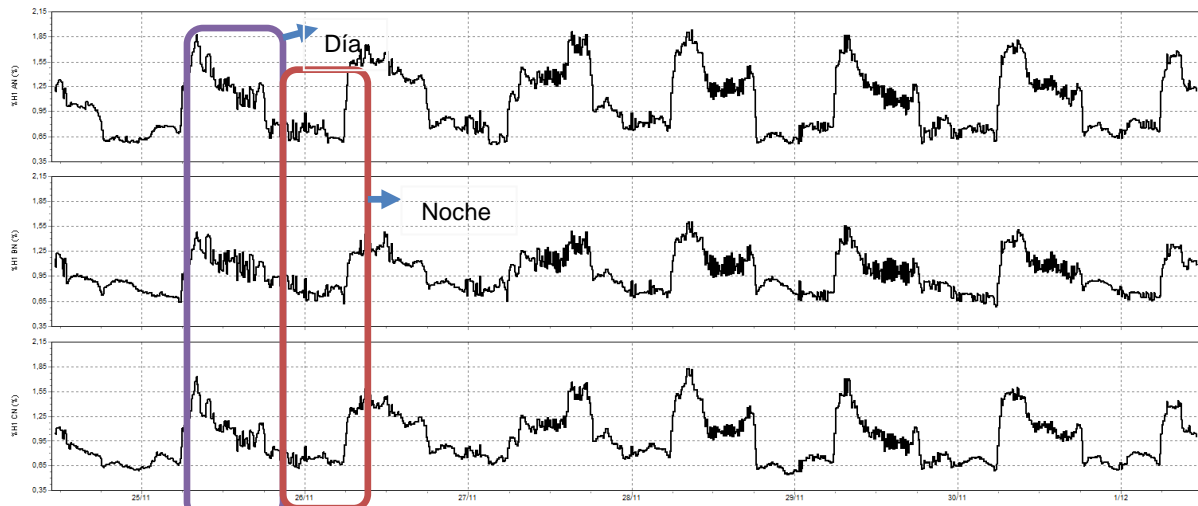


Figura 4.39: THD a lo largo del periodo de medición en la barra principal.

Para realizar el análisis del factor de distorsión individual se obtuvieron los componentes armónicos desde el orden 2 hasta el 50 como se puede observar en la Figura 4.40, en donde las componentes de magnitud relativamente alta se encuentran del orden 2 al orden 17.

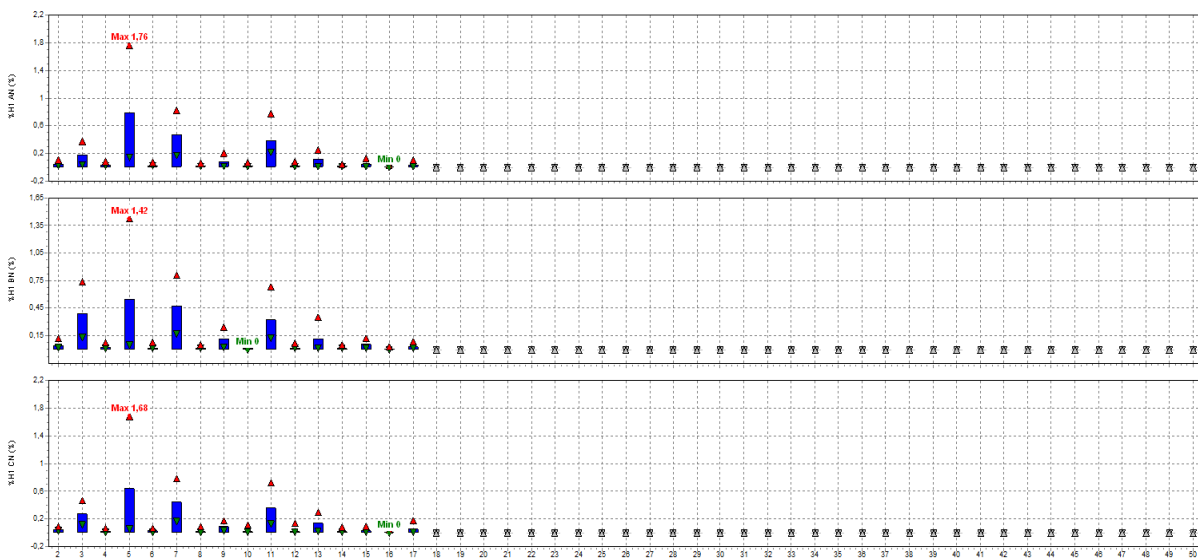


Figura 4.40: Factor de distorsión armónica individual de voltaje en la barra principal.

Los valores máximos y medios de las componentes individuales de la distorsión armónica de voltaje en cada fase se presentan en la Tabla 4.36 ,desde la componente 2 hasta la componente 17, debido a que estas poseen valores más altos y representativos en comparación con el resto de componentes armónicas.

Tabla 4.36: Valores del factor de distorsión armónica individual de voltaje en la barra principal.

Componentes	Factor de distorsión armónica individual de voltaje (%)					
	Valores Máximos			Valores medios		
	L1 [AN]	L2 [BN]	L3 [CN]	L1 [AN]	L2 [BN]	L3 [CN]
2	0.11	0.12	0.09	0.044	0.042	0.045
3	0.37	0.74	0.47	0.177	0.391	0.275
4	0.08	0.08	0.07	0.03	0.023	0.024
5	1.76	1.42	1.68	0.792	0.548	0.641
6	0.07	0.08	0.07	0.023	0.015	0.027
7	0.82	0.81	0.78	0.47	0.469	0.446
8	0.05	0.05	0.09	0.015	0.013	0.022
9	0.2	0.24	0.18	0.082	0.113	0.092
10	0.07	0.08	0.12	0.018	0.016	0.018
11	0.78	0.68	0.72	0.387	0.323	0.359
12	0.08	0.07	0.14	0.016	0.017	0.019
13	0.25	0.35	0.3	0.111	0.117	0.136
14	0.04	0.05	0.08	0.015	0.016	0.017
15	0.13	0.12	0.09	0.041	0.06	0.031
16	0.03	0.03	0.04	0.01	0.01	0.01
17	0.11	0.09	0.17	0.031	0.029	0.051

Como se puede apreciar en la Tabla 4.36, los valores más altos se presentan en la componente 5 y las siguientes más altas se presentan en las componentes 7 y 11, sin embargo, ninguno de estos valores incumple con el 5% establecido en la regulación ARCERNR 002/20 y la norma IEEE Std. 519-2014.

4.7.6 Análisis de armónicos de corriente

El análisis de los armónicos de corriente se lo realiza en base a la regulación ARCERNR 002/20 y la norma IEEE Std. 519-2014 cuyos límites máximos se mostraron en la Tabla 3.5, en donde se indica que para realizar el análisis se requiere de la relación entre la corriente de cortocircuito I_{sc} y la corriente de carga I_L en el punto de medición.

Para obtener la corriente de cortocircuito I_{sc} se considera que la barra principal de la Micro-Red está compuesta de conductores de cobre rectangulares de 10cmx1cm en cada fase, que

recorren una distancia aproximada de 3 metros; además de un tramo de 0.5 metros de conductor rectangular de 2cmx5cm, por lo que la resistencia total del conductor será de:

$$R_{conductor1} = 0.0000171 \Omega/m \quad (4.16)$$

$$R_{conductor2} = 0.0000171 \Omega/m \quad (4.17)$$

$$R = 0.0000171 \frac{\Omega}{m} * 3m + 0.0000171 \frac{\Omega}{m} * 0.5m \quad (4.18)$$

$$R = 0.0000598 \Omega \quad (4.19)$$

Con la resistencia del conductor obtenida, se procede a calcular la corriente de cortocircuito I_{sc} .

$$I_{sc} = \frac{127}{0.0000598} = 2123745.8A \quad (4.20)$$

Tomando el valor de corriente de carga máxima obtenida mediante el analizador de calidad de energía, la cual se puede observar en la Figura 7.4 de la sección de anexos, se calcula la relación de corrientes.

$$SCR = \frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{2123745.8}{225.1} = 9434.6 \quad (4.21)$$

Los valores máximos, medios y mínimos correspondientes al factor de distorsión de demanda total TDD se presentan en la Tabla 4.37.

Tabla 4.37: TDD en la barra principal.

	TDD MÍNIMO (%)		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]
Valor mínimo	2.13	1.6	1.91
Valor medio	11.18	13.09	11.87
Valor máximo	38.49	33.49	31.79
	TDD MEDIO (%)		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]
Valor mínimo	2.82	2.94	3.3
Valor medio	14.407	17.21	14.98
Valor máximo	49.86	39.32	44.41
	TDD MÁXIMO (%)		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]
Valor mínimo	3.34	4.06	5.02
Valor medio	21.299	24.18	20.734
Valor máximo	202.48	327.67	200.54

El valor SCR obtenido en la ecuación (4.21) es mayor a 1000, por lo que según Tabla 3.5 el valor máximo de TDD debe ser del 20%, tanto para la regulación ARCENNR 002/20, como para la norma IEEE Std. 519-2014. Como se puede apreciar en la Tabla 4.37 existen valores que superan el límite establecido que en L1 son 225, en L2 son 291 y en L3 son 281 de 1008 valores registrados por fase que representa el 22.32%, 28.86% y 27.87% en cada fase respectivamente, teniendo en cuenta que el TDD se cumple cuando el 95% de los valores registrados se encuentran por debajo del límite se concluye que este parámetro no cumple ni con la regulación, ni con la norma. El comportamiento del factor de demanda total en el período de medición se ilustra en la Figura 4.41.

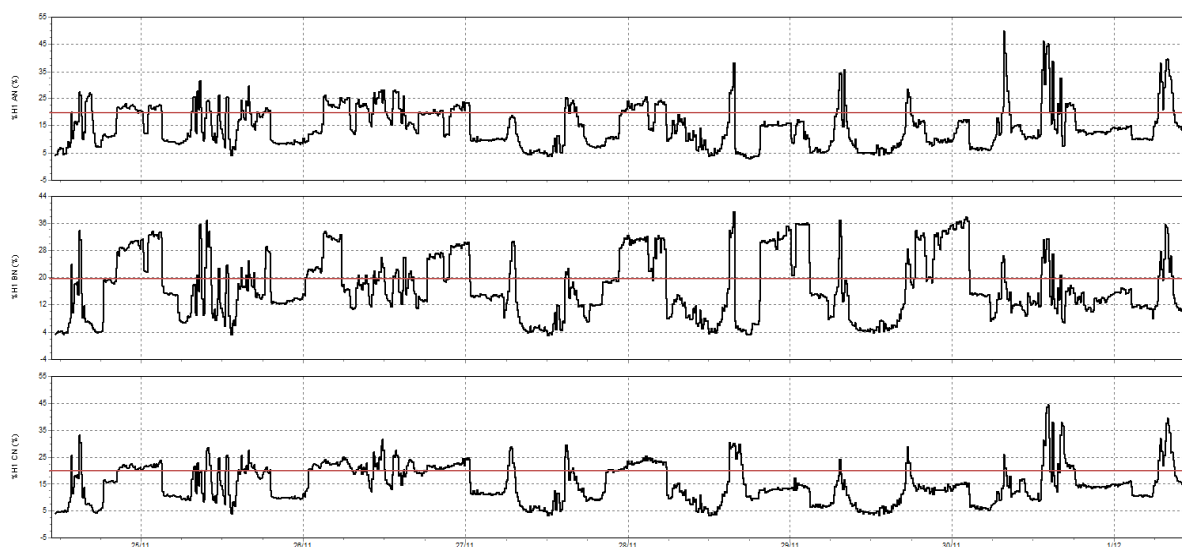


Figura 4.41: Comportamiento de TDD a lo largo del periodo de medición en la barra principal.

Los valores máximos y medios de las componentes individuales de la distorsión armónica de voltaje en cada fase se presentan en la Tabla 4.38, desde la componente 2 hasta la componente 17, debido a que estas poseen valores más altos y representativos en comparación con el resto de componentes armónicas.

Tabla 4.38: Valores del factor armónico individual de corriente en la barra principal.

Componentes	Factor de distorsión armónica individual de corriente (%)					
	Valores Máximos			Valores medios		
	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]	L1 [A]	L2 [B]	L3 [C]
2	0.96	1.05	1.26	0.79	0.91	1.26
3	1.92	0.71	1.06	1.85	0.63	0.925
4	0.45	0.41	0.42	0.405	0.37	0.4
5	1.15	1.18	1.85	1.13	1.14	1.745
6	0.23	0.21	0.22	0.22	0.205	0.215
7	2.52	1.73	2.33	2.485	1.68	2.315
8	0.3	0.27	0.36	0.295	0.265	0.355
9	1.11	0.56	0.63	1.025	0.54	0.54
10	0.44	0.38	0.42	0.43	0.37	0.41
11	1.07	1.06	1.36	1.01	0.85	1.145
12	0.27	0.24	0.27	0.265	0.235	0.265
13	1.48	1.91	2.2	1.345	1.65	1.88
14	0.28	0.24	0.27	0.26	0.23	0.27
15	0.31	0.44	0.47	0.28	0.41	0.405
16	0.12	0.12	0.12	0.12	0.115	0.12
17	0.46	0.41	0.64	0.34	0.29	0.495

Para realizar el análisis del factor de distorsión individual se obtuvieron los componentes armónicos desde el orden 2 hasta el 50 como se puede observar en la Figura 4.42. Los armónicos impares menores al orden 11 deben ser inferiores al 15%, para el intervalo entre $11 \leq h \leq 17$ deben ser inferiores al 7%, para el intervalo entre $17 \leq h \leq 23$ deben ser inferiores al 6%, para el intervalo entre $23 \leq h \leq 35$ deben ser inferiores al 2.5%, los armónicos mayores a 35 deben ser inferiores al 1.4%, en cambio para los componentes armónicos pares los límites corresponden al 25% de los límites mencionados anteriormente.

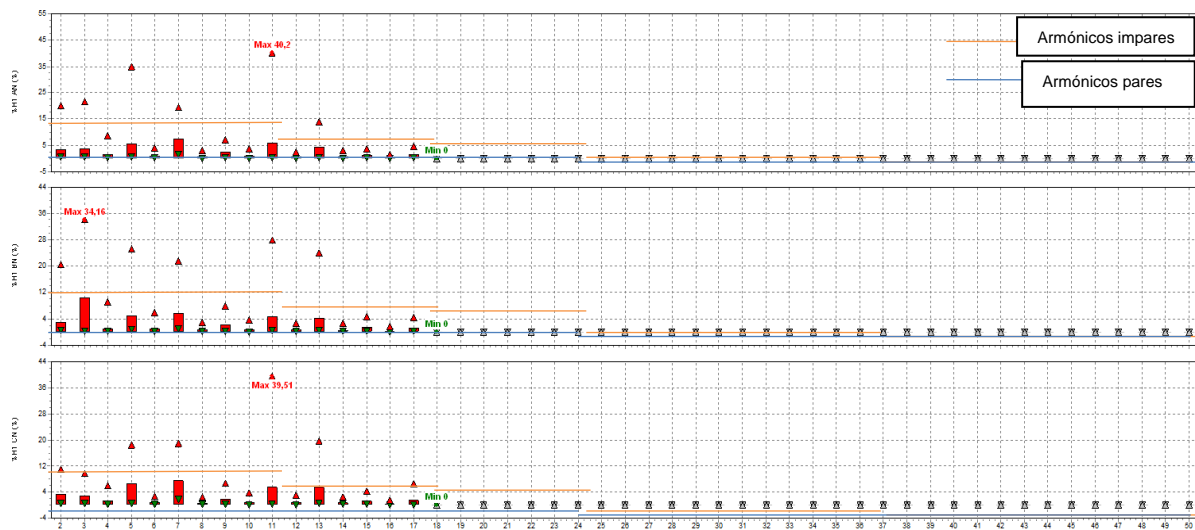


Figura 4.42: Factor de distorsión armónico individual de corriente en la barra principal.

Los límites de los armónicos impares en la Figura 4.42 se muestran con las líneas de color verde, mientras que los límites de los armónicos pares se muestran en color azul, en el caso de la fase A los componentes 2, 11, 13 incumplen con el límite, en el caso de la fase B los componentes 2, 3, 11 y 13 incumplen con el límite y en el caso de la fase C los componentes 2, 5, 11 y 13 incumplen con el límite. La existencia de las componentes armónicas que incumplen con la regulación y la norma puede ser debido a la presencia de los inversores y cargadores de autos eléctricos en la Micro-Red que utilizan elementos semiconductores que elevan la cantidad de armónicos presentes en la red, la presencia de los armónicos impares son los que afectan la calidad de energía.

5. Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusiones

La calidad de energía eléctrica es un conjunto de parámetros, esencial para el correcto funcionamiento de los equipos y maquinas eléctricas, por lo que resulta de gran importancia medir y analizar la calidad de energía con el fin de detectar y posteriormente corregir cualquier posible problema de forma oportuna.

Para realizar el análisis de la calidad de energía se revisó la regulación ARCERNNR 002/20, la cual establece los parámetros de la calidad de energía a considerar y fija los límites que dichos parámetros no deben sobrepasar, apoyándose en las normas internacionales IEC las cuales dictan las especificaciones que debe cumplir el equipo analizador de calidad de energía y los procedimientos de adquisición de datos del mismo, y las normas IEEE las cuales establecen los límites para los armónicos de voltaje y corriente.

El analizador de calidad de energía Fluke 435-II cumple con las normas IEC 61000-4-7/-11/-15/-30 razón por la cual, este instrumento de medida fue utilizado en la adquisición de datos de la calidad de energía que entregan los inversores conectados a los distintos conjuntos de paneles solares existentes en la Micro-Red del campus Balzay de la Universidad de Cuenca.

Los parámetros que se analizaron según la regulación ARCERNNR 002/20 fueron los niveles de voltaje, parpadeos (índices de severidad de corto plazo), armónicos de voltaje, desequilibrios de voltaje y armónicos de corriente. El sistema solar fotovoltaico de la Micro-Red está compuesto de 3 inversores cuyas conclusiones de su respectivo se muestran a continuación.

El inversor IFV1 cumple con todos los parámetros de la regulación ARCERNNR 002/20 dado que el 95% de los valores medidos se encuentran dentro de los rangos establecidos a lo largo del periodo de medición, con excepción del factor de demanda total TDD y los armónicos de corriente. El factor de demanda total y los armónicos de corriente sobrepasan los límites lo que se debe principalmente al comportamiento no lineal del inversor y posiblemente se relaciona con el bajo rendimiento de los paneles solares policristalinos. Mediante la norma EN 50160 se analizó el cumplimiento de los índices de severidad de largo plazo, además los armónicos también fueron analizados mediante la norma IEEE 519, la cual se cumple en el caso del voltaje, pero no en el caso de la corriente; adicionalmente se analizó la frecuencia en la onda de voltaje mediante la norma IEEE 929 la cual se encuentra dentro de lo establecido. En conclusión, este inversor cumple con la regulación nacional, sin embargo, inyecta una cantidad de armónicos de corriente a la barra principal del laboratorio y a la red

de distribución que pueden llegar a afectar la calidad de energía y el funcionamiento de otros elementos que se encuentran conectados en la Micro-Red.

El inversor IFV2 cumple con la mayoría de los parámetros de la regulación ARCERNNR 002/20, esto es debido a que el 95% de registros obtenidos en el periodo de medición se encuentran dentro de los límites establecidos, sin embargo existe un reducido número de registros que incumplen con la regulación pero no llegan a afectar la calidad de energía en el inversor, estos valores en su gran mayoría han sido generados por la puesta en marcha o parada de cargas grandes, o por el comportamiento no lineal de ciertos equipos eléctricos. Al analizar los componentes armónicos de corriente se pudo observar los componentes 2 y 11 incumplen con los límites establecidos, siendo este último componente el que más podría afectar la calidad de energía. Además, este inversor cumple con la norma IEEE 929 en lo que respecta a la frecuencia en la onda de voltaje, también cumple con la norma EN 50160 la cual se relaciona con el índice de severidad de largo plazo del análisis de los parpadeos y cumple con la norma IEEE 519 en lo que respecta a los armónicos, tanto de voltaje como de corriente. En conclusión, este inversor cumple con la normativa nacional en la gran mayoría de los parámetros analizados, entregando a la Micro-Red una calidad de energía eléctrica bastante aceptable, la cual podría ser mejorada en el futuro.

El inversor IFV3 cumple con la mayoría de los parámetros de la regulación ARCERNNR 002/20, excepto con el factor de demanda total TDD y la mayoría de los componentes armónicos de corriente especialmente los componentes impares esto puede ser debido al bajo rendimiento de los paneles solares policristalinos y a la batería que se encuentra conectada a este inversor, también se pudo observar que el TDD aumenta de forma significativa en la noche cuando no hay energía solar presente. Además, este inversor no cumple con la norma IEEE 519 en lo que respecta a los armónicos de corriente, pero si cumple con las normas IEEE 929 con respecto a la frecuencia de la onda de voltaje y con la norma EN 50160 que se utilizó para evaluar el índice de severidad de largo plazo. En conclusión, este inversor inyecta una gran cantidad de armónicos de corriente a la red afectando de forma significativa la calidad de energía lo cual se debe tener en cuenta al momento de conectar cargas altamente sensibles directamente a este inversor.

La calidad de energía en la barra principal de la Micro-Red que se conecta con la red de distribución cumple en casi todos sus aparados con la regulación ARCERNNR 002/20 excepto los armónicos de corriente que se inyecta la red debido principalmente al inversor IFV3 que inyecta una gran cantidad de armónicos a la barra, además de las cargas no lineales siendo responsabilidad de la Micro-Red el disminuir la cantidad de armónicos que alteran la

calidad de energía que puede resultar en un mal funcionamiento de las máquinas eléctricas conectadas a la red. La calidad de energía presente en la barra principal no cumple con la norma IEEE 519 en lo que respecta a los armónicos de corriente, pero si cumple con las normas IEEE 929 con respecto a la frecuencia de la onda de voltaje y con la norma EN 50160 que se utilizó para evaluar el índice de severidad de largo plazo.

5.2 Recomendaciones

Realizar análisis periódicos de los armónicos pues el aumento de la demanda de energía y así como el uso más frecuente de cargas no lineales pueden aumentar la cantidad de armónicos presentes actualmente deteriorando la calidad de energía.

El mayor problema que presenta la calidad de energía en la Micro-Red corresponde al elevado valor de los armónicos de corriente que incumplen con la regulación nacional vigente por lo que se podría utilizar filtros activos o pasivos que atenúen las ondas armónicas de la corriente, mejorando la calidad de energía y dando paso a poder conectar eficientemente cargas altamente sensibles que se podrían ver afectadas por los armónicos de corriente presentes.

Los optimizadores de paneles solares son elementos que aumentan la eficiencia y aumentan la generación de energía eléctrica, por lo que se recomienda investigar sobre el impacto que tendría el uso de optimizadores de paneles solares en la calidad de energía de la Micro-Red y si existe una mejora en esta.

6. Referencias

- ARCERNNR. (2020). *Regulación No. ARCERNNR 002/20. Calidad de servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica*. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
- ARCERNNR. (2020). *Regulación No. ARCERNNR 002/20. Calidad de servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica*. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
- ARCERNNR. (2021). *Regulación No. ARCERNNR-002/21. Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación*. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
- ARCONEL. (2018). *Regulación No. ARCONEL 004/15. Requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución*. Agencia de Regulación y Control de Electricidad.
- Bordons, C., García-Torres, F., & Valverde, L. (2015). *Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable*. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*(12), 16.
- BS EN 61000-4-11. (2004). *Testing and measurement techniques- Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests*. UK: British Standard.
- Camargo, E., & Román, D. (2009). *Normas Técnicas para la Implementación de Sistemas de Generación Distribuida: Recopilación y Análisis de su Aplicabilidad al Secor Eléctrico Colombiano*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Castellanos López, F. (2019). *Análisis del comportamiento de Sags y Swells del nodo de calidad de energía de la subestación Simojovel*. Tuxtla Gutiérrez, México: Tecnológico Nacional de México .
- Castro, L., & Mazzeo, F. (2004). *Metodología para caracterizar los Sag de tensión en un punto estratégico del sistema de potencia*. Cartagena, Colombia: Universidad Tecnológica de Bolívar.
- Cossoli, P., Firman, A. D., Cáceres, M., & Bussi, A. J. (2015). *Micro-inversores: principales topologías*. *Extensionismo, Innovación y Transparencia Tecnológica*, 2, 8.

- Esparza, M., Jesús Alejandro, M., & Castañeda, L. A. (2006). Las cargas no Lineales, su Repercusión en las Instalaciones Eléctricas y sus Soluciones. *Conciencia Tecnológica*(32), 6.
- Fluke. (2012). Analizador Trifásico de Energía y Calidad de la Energía Eléctrica: Manual de Usuario. Fluke Corporation.
- Fluke Corporation. (s.f.). *Analizadores de calidad de energía 434/435 de Fluke*. (Fluke Corporation) Recuperado el 30 de 09 de 2022, de <https://www.fluke.com/es-es/producto/comprobacion-electrica/calidad-electrica/434-435#>
- González, N., Cusgüen, C., Mojica-Nava, E., & Pavas, A. (2017). Estrategias de control de calidad de energía en microrredes rurales. *Revista UIS Ingenierías*, 16(2), 22.
- Holguin, M., & Gomezcoello, D. (2010). Análisis de calidad de energía eléctrica en el "Nuevo Campus" de la Universidad Politécnica Salesiana. Guayaquil, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- IEEE Std. 519. (2014). Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. New York, USA: IEEE.
- Jami, F. (2003). Desbalance de voltaje. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- López, J., & Elvia, V. (2019). Estudio del desbalance de tensiones y sus efectos en la calidad del producto técnico para sistema de distribución a nivel industrial. San Salvador, El Salvador: Universidad de El Salvador.
- López, L., & López, B. (2022). Diseño eléctrico de un sistema fotovoltaico on-grid para el complejo de concientización y cuidado del mar, Yubarta. Guayaquil, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Mercado Eléctrico. (22 de Octubre de 2012). *¿Como funciona el silicio en una celda solar?* (Mercado eléctrico: blog de material y equipo eléctrico) Recuperado el 14 de Octubre de 2022, de <https://mercadoelectrico.wordpress.com/2012/10/22/como-funciona-el-silicio-en-una-celda-solar/>
- Muyulema, W. (2004). Análisis de la regulación 004/01 referida al nivel de voltaje como parte de la calidad del servicio eléctrico. . Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Narva, O. (27 de Junio de 2020). *El foro verde*. Recuperado el 14 de Octubre de 2022, de <https://elforoverde.org/energias-renovables/la-radiacion-solar/>

- Navarro, D. (2020). *Gestión de Energía para la Microrred en Cuenca (Ecuador) usando Control Predictivo*. Sevilla, España: Universidad de Sevilla.
- Orbegozo, C., & Arivilca, R. (2010). *Energía Solar Fotovoltaica: Manual técnico para instalaciones domiciliarias*. Lima, Perú: Green Energy Consultoría y Servicios SRL.
- Perpiñán, O. (2013). *ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA*. Madrid, España: Creative Commons.
- Ramírez, S., & Cano, E. (2006). *Calidad del servicio de energía eléctrica*. Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- Robledo, G. (2008). *Calidad de la Energía Eléctrica: Camino a la Normalización. Simposio de Metrología*. Santiago de Querétaro, México: Comisión Federal de Electricidad.
- Rodríguez, J., & Valdivieso, L. (2008). *Diseño y construcción de un prototipo de laboratorio del flickermeter IEC 61000-4-15*. San Salvador, El Salvador: Universidad de El Salvador.
- SALICRU. (s.f.). *Principales tipos de perturbaciones eléctricas*. (SALICRU) Recuperado el 19 de 10 de 2022, de <https://www.salicru.com/principales-tipos-de-perturbaciones-electricas.html#>
- Seguí, P. (s.f.). *Garantía placas solares fotovoltaicas*. (OVACEN) Recuperado el 14 de Octubre de 2022, de <https://ovacen.com/garantia-placas-solares-fotovoltaicas/>
- UNE-EN 61000-4-15. (1999). *Técnicas de ensayo y medida - Medidor de flicker. Especificaciones funcionales y de diseño*. Madrid, España: AENOR.
- UNE-EN 61000-4-30. (2004). *Técnicas de ensayo y medida - Métodos de medida de la calidad de suministro*. Madrid, España: AENOR.
- UNE-EN 61000-4-7. (2002). *Técnicas de Ensayo y de Medida- Guía General Relativa a las Medidas de Armónicos e Interarmónicos, así como Aparatos de Medida, Aplicable a las Redes de Suministro y a los Aparatos Conectados a este*. Madrid, España: AENOR.

7. Anexos

Anexo A: Comportamiento de la corriente a lo largo del periodo de medición.

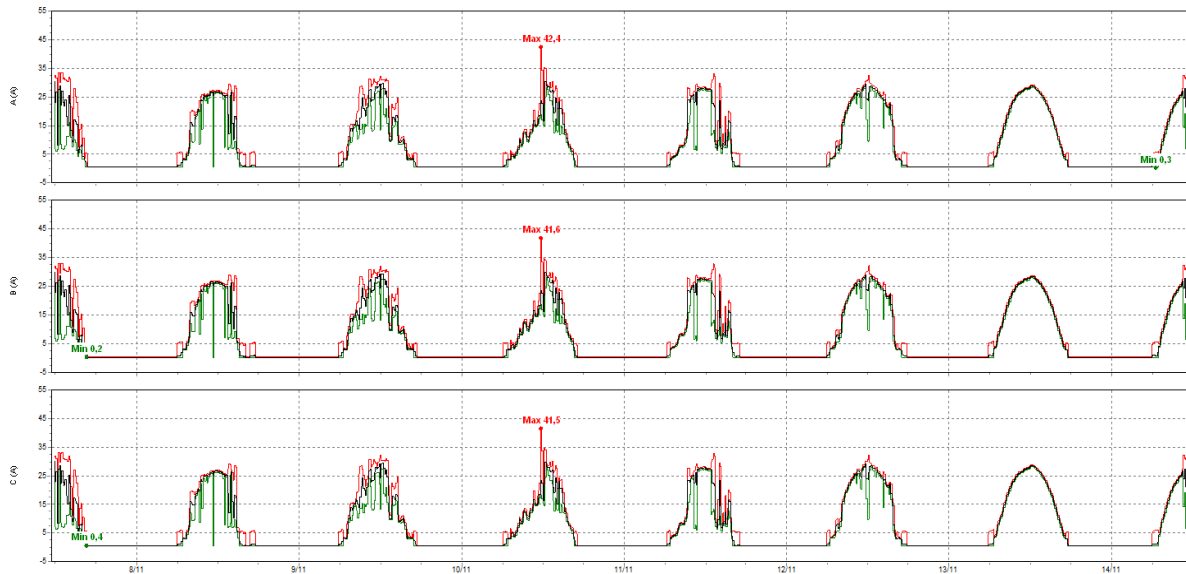


Figura 7.1: Comportamiento de la corriente a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV1.

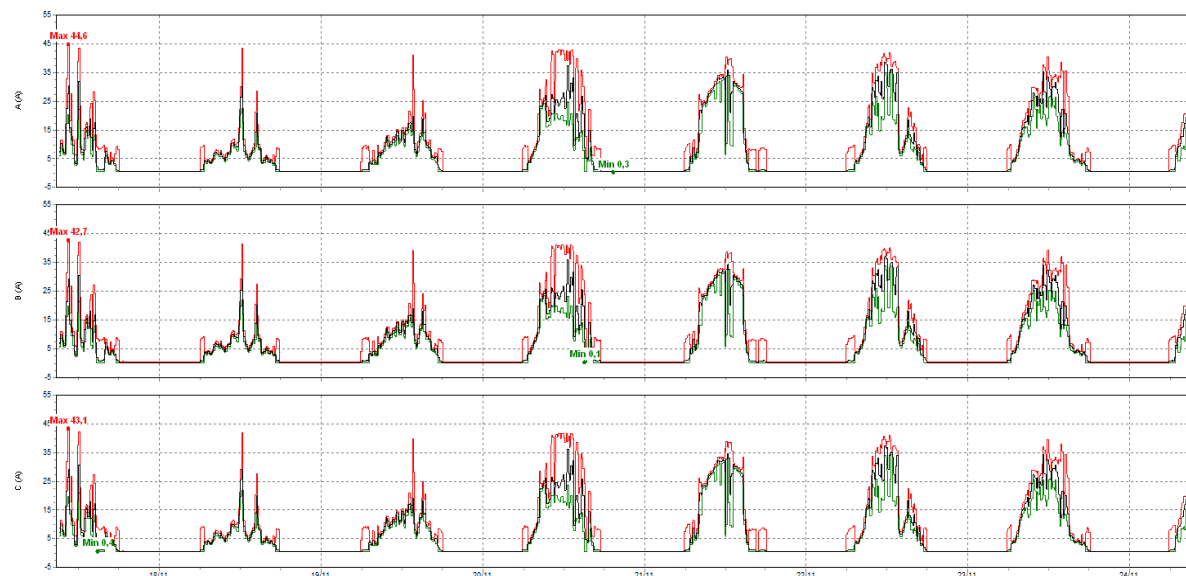


Figura 7.2: Comportamiento de la corriente a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV2.

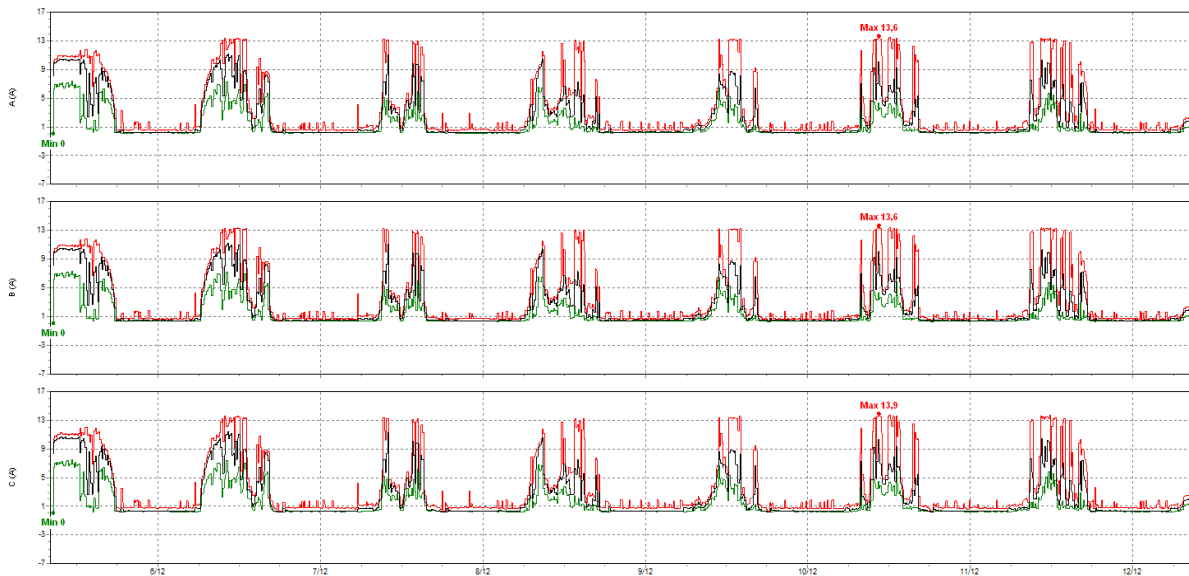


Figura 7.3: Comportamiento de la corriente a lo largo del periodo de medición en el inversor IFV3.

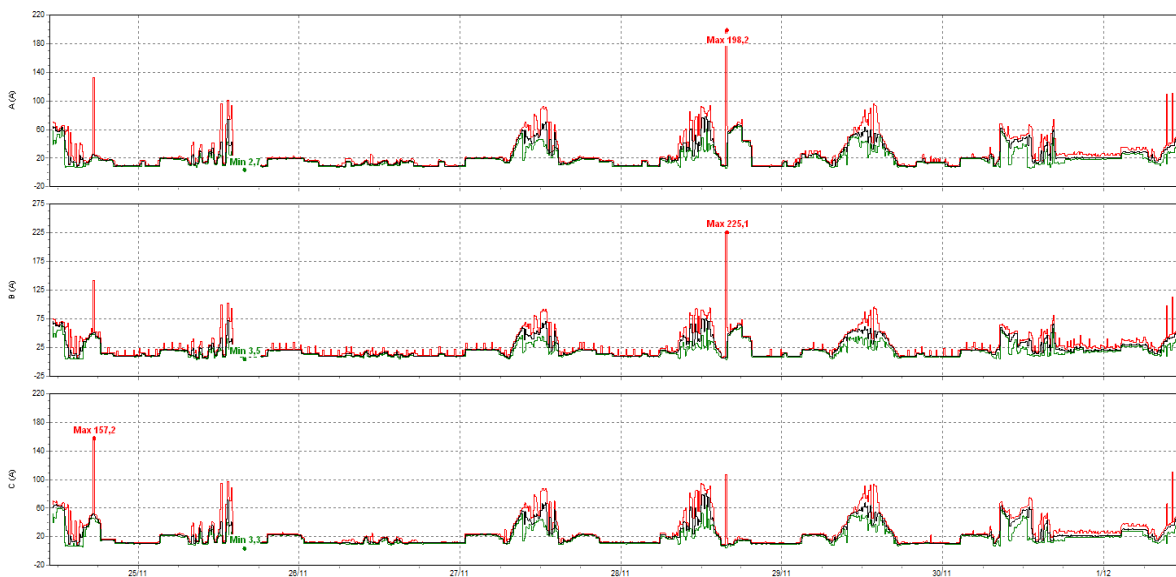


Figura 7.4: Comportamiento de la corriente a lo largo del periodo de medición en la barra principal.