



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA



**ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ARMÓNICOS DE UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO ON-GRID CONECTADO A UNA RED DE BAJA
TENSIÓN DE LA EMPRESA SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR
OESTE - SEAL S.A. 2022**

TESIS

PRESENTADA POR:

Bach. ENZO CLAUDEMIR RAMOS QUISPE

Bach. MARIO HILARI CALDERÓN

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PUNO - PERÚ

2022



DEDICATORIA

Dedico este trabajo de investigación principalmente a Dios, para que sea mi inspiración y me empodere en este proceso de conseguir una de mis metas más anheladas.

A mis padres Juana y Amadeo, por su amor, trabajo y su sacrificio durante todo este tiempo, gracias a ustedes yo logré llegar aquí y ser lo que soy. Es un orgullo y honor ser su descendiente, son unos padres maravillosos.

A mis hermanas por estar siempre ahí en las buenos y malos momentos y por el apoyo emocional que me brindaron a lo largo de este periodo de mi vida.

Enzo Claudemir Ramos Quispe.



DEDICATORIA

*A Dios, por guiarme con su
comparecencia espiritual, en esta
senda tan valiosa de mi profesión.*

*A mis progenitores Víctor y Francisca, mis
hermanos Santusa, Samuel y mi sobrina
Bella, quienes siempre están cuando los
necesito y viene siendo los pilares
fundamentales para mi formación personal
y profesional.*

*A todas mis amigos, compañeros y
familiares por su apoyo, siempre están
en mi mente y en mis sentimientos.*

Mario Hilari Calderón.



AGRADECIMIENTO

Principalmente queremos agradecer a los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad Nacional del Altiplano, por habernos transmitido todos sus conocimientos, los cuales nos sirvieron para desarrollarnos como profesionales de existo. De manera especial queremos agradecer, al Ing. Julio Fredy Chura Acero Asesor de nuestro trabajo de investigación quien nos ha guiado durante todo el desarrollo de la presente investigación

Enzo Ramos

Mario Hilari.



ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTO

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

RESUMEN 15

ABSTRACT 16

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 19

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA..... 20

1.2.1. Problema general..... 20

1.2.2. Problemas específicos 20

1.3. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN 20

1.3.1. Hipótesis general 20

1.3.2. Hipótesis específicas 21

1.4. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO 21

1.5. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN..... 22

1.5.1. Objetivo general 22

1.5.2. Objetivos específicos 22

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES..... 23

2.2. MARCO TEÓRICO..... 28



2.2.1.	Sistemas de distribución eléctrica	28
2.2.2.	Generación distribuida	29
2.2.3.	Energía	29
2.2.4.	Energía solar.....	30
2.2.5.	Sistema fotovoltaico (SFV).....	34
2.2.6.	Sistemas fotovoltaicos interconectados con la red On-Grid	58
2.2.7.	Estudio de armónicos	63
2.2.8.	Armónicos en sistemas eléctricos de distribución	71
2.2.9.	Marco regulatorio	102
2.3.	MARCO CONCEPTUAL.....	108
2.3.1.	Sistema fotovoltaico On-Grid	108
2.3.2.	Microinversor	109
2.3.3.	Distorsión armónica	109

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ESTUDIO.....	110
3.1.1.	Ubicación geográfica	110
3.1.2.	Ubicación política	110
3.2.	PERIODO DE DURACIÓN DEL ESTUDIO	111
3.3.	PROCEDENCIA DEL MATERIAL UTILIZADO.....	111
3.3.1.	Materiales	112
3.3.2.	Equipos.....	112
3.4.	POBLACIÓN Y MUESTRA DEL ESTUDIO.....	112
3.4.1.	Población.....	112
3.4.2.	Muestra.....	113
3.5.	DISEÑO ESTADÍSTICO	114
3.5.1.	Diseño de la investigación	114



3.6.	PROCEDIMIENTO	115
3.6.1.	Planificación.....	115
3.6.2.	Ejecución.....	126
3.6.3.	Evaluación.....	127
3.7.	VARIABLES	128
3.7.1.	Variable independiente.....	128
3.7.2.	Variable de dependiente	128
3.8.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	129
3.8.1.	Técnica	129
3.8.2.	Instrumento de recolección de datos	129
CAPÍTULO IV		
RESULTADOS Y DISCUSIÓN		
4.1.	RESULTADOS.....	131
4.1.1.	Evaluación de las distorsiones armónicas totales e individuales con respecto a los estándares de referencia.....	131
4.1.2.	Análisis de la distorsión armónica producida por los sistemas fotovoltaicos, a la salida del microinversor y en el punto de conexión común (PCC).....	168
4.2.	DISCUSIÓN	185
V.	CONCLUSIONES	191
VI.	RECOMENDACIONES	193
VII.	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	194
ANEXOS	201

Área: Energías Renovables

Tema: Armónicos en un Sistema Fotovoltaico On- Grid

FECHA DE SUSTENTACIÓN: 10 de agosto 2022



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Energía solar en el Perú	31
Figura 2: Mapa de radiación solar en Arequipa	32
Figura 3: Esquema de distribución de radiación	32
Figura 4: Tipos de paneles fotovoltaicos.....	36
Figura 5: Elementos de un panel fotovoltaico.....	37
Figura 6: Esquema de conexión de celdas en paralelo	38
Figura 7: Esquema de conexión de celdas solares en serie	39
Figura 8: Curva tensión, corriente, potencia del módulo fotovoltaico	40
Figura 9: Efecto de temperatura	41
Figura 10: Efecto de radiación	42
Figura 11: Arreglo fotovoltaico de 4 módulos	42
Figura 12: Horas sol pico	43
Figura 13: Esquema de célula de silicio	44
Figura 14: Módulo conectados en serie y en paralelo al inversor	44
Figura 15: Ángulo de inclinación y orientación de un panel solar.....	46
Figura 16 Distancia entre paneles solares.....	47
Figura 17: Configuración de inversor central.....	52
Figura 18: Configuración del inversor string	53
Figura 19: Esquema de una instalación fotovoltaica conectado a red.....	54
Figura 20: Sistema fotovoltaico aislado	56
Figura 21: Sistema híbrido	58
Figura 22: Sistema conectado a red.....	59
Figura 23: Esquema de funcionamiento de energía solar fotovoltaica.....	60
Figura 24: Ejemplo de balance mensual.....	61



Figura 25: Fenómeno transitorio impulsivo	64
Figura 26: Fenómeno transitorio oscilatorio	65
Figura 27: Gráfica de ondas Sag y Swell	66
Figura 28: Tipos de frecuencia	68
Figura 29: Gráfica de onda cuadrada.....	69
Figura 30: Grafica de onda triangular	69
Figura 31: Valores de la amplitud de una onda de CA sinusoidal	72
Figura 32: Forma de onda.....	74
Figura 33: Curva de comportamiento de una carga lineal y no lineal.....	76
Figura 34: Representación de orden de las armónicas pares e impares de tensión	76
Figura 35: Representación en serie de fourier de una forma de onda distorsionada	77
Figura 36: Formas de ondulaciones armónicas	79
Figura 37: Onda de corriente y espectro de frecuencias en computadoras	92
Figura 38: Funciones sinusoidales de voltaje y corriente respecto al tiempo (t).....	95
Figura 39: Forma de onda no sinusoidal de la serie de Fourier.....	95
Figura 40: Perfil del comportamiento de resonancia armónica.....	101
Figura 41: Ubicación política de la ciudad de Arequipa	111
Figura 42: Ángulo de inclinación	121
Figura 43: Monitoreo del sistema fotovoltaico	127
Figura 44: Niveles de voltaje.....	132
Figura 45: Niveles de frecuencia	134
Figura 46: Niveles de corriente	136
Figura 47: Niveles de potencia activa	138
Figura 48: Niveles de potencia inyectada a la red.....	139
Figura 49: Niveles de distorsión armónica total de voltaje	141



Figura 50: Niveles de distorsión armónica total de corriente.....	142
Figura 51: Niveles de distorsión armónica individual de voltaje - pares	144
Figura 52: Niveles de distorsión armónica individual de voltaje – impares	146
Figura 53: Niveles de distorsión armónica individual de corriente -pares.....	149
Figura 54: Niveles de distorsión armónica individual de corriente - impares.....	152
Figura 55: Niveles de distorsión armónica total de voltaje	155
Figura 56: Niveles de distorsión armónica total de corriente.....	157
Figura 57: Niveles de distorsión individual de voltaje - pares	159
Figura 58: Niveles de distorsión armónica individual de voltaje - impar	161
Figura 59: Niveles de distorsión de armónicos individual de corriente - par.....	163
Figura 60: Niveles de distorsión de armónicos individual de corriente -impar	166
Figura 61: THDv a la salida del microinversor y en el PCC.....	168
Figura 62: THDi a la salida del microinversor y en el PCC.....	170
Figura 63: IHDv – par, a salida del microinversor y en el PCC.....	172
Figura 64: IHDv – impar, a salida del microinversor y en el PCC	174
Figura 65: IHDi – par, a salida del microinversor y en el PCC.....	176
Figura 66: IHDi –impar, a salida del microinversor y en el PCC	178
Figura 67: THDv de un día laborable y no laborable.....	180
Figura 68: THDi en un día laborable y no laborable.....	181
Figura 69: THD v de un día laborable y no laborable.....	183
Figura 70: THDi en un día laborable y no laborable.....	184



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Representación de la secuencia de los armónicos	83
Tabla 2: Cargas lineales y no lineales en una instalación.....	88
Tabla 3: Representación matemática de la serie de Fourier	98
Tabla 4: Componentes espectrales de una forma de onda de frecuencia	100
Tabla 5: Límites de distorsión de voltaje.....	104
Tabla 6: Límites de distorsión de corriente	105
Tabla 7: Niveles de compatibilidad para la tensión armónica individual en redes de BT	106
Tabla 8: Plazos de ejecución de las actividades	111
Tabla 9: Población de estudio.....	113
Tabla 10: Muestra de valores del primer periodo.....	113
Tabla 11: Muestra de valores del segundo periodo	114
Tabla 12: Irradiancia media mensual	116
Tabla 13: Irradiancia solar mensual.....	116
Tabla 14: Cálculo de la demanda energética de las oficinas de energía innovadora...	118
Tabla 15: Cálculo del consumo promedio de las oficinas de energía innovadora.....	119
Tabla 16: Características eléctricas del módulo fotovoltaico	120
Tabla 17: Características eléctricas del microinversor	122
Tabla 18: Variable independiente	128
Tabla 19: Variable dependiente	128
Tabla 20: Valores de voltaje (RMS).....	133
Tabla 21: Valores de frecuencia (RMS)	135
Tabla 22: Niveles de corriente.....	137
Tabla 23: Valores de potencia activa consumida	139



Tabla 24: Valores de potencia generada e inyectada a la red	140
Tabla 25: Valores de THDv máximo, mínimo y promedio	141
Tabla 26: Valores de THDi máximo, mínimo y promedio	143
Tabla 27: Valores de IHDv - par	145
Tabla 28: Valores de IHDv - impar	148
Tabla 29: Valores de IHDi - par	151
Tabla 30: Valores de IHDi - impar	154
Tabla 31: Valores de THDv máximo, mínimo y promedio	156
Tabla 32: Valores de THDi máximo, mínimo y promedio	158
Tabla 33: Valores IHDv - par	160
Tabla 34: Valores de IHDv -impar	162
Tabla 35: Valores de IHDi - par	165
Tabla 36: Valores de IHDi - impar	167
Tabla 37: Valores máx. y mín. de THDv a la salida del microinversor y en el PCC ..	169
Tabla 38: Valores máx. y mín. de THDi a la salida del microinversor y en el PCC...	171
Tabla 39: Valores de IHDv – par, a la salida del microinversor y en el PCC	173
Tabla 40: Valores de IHDv – impar a la salida del microinversor y en el PCC	175
Tabla 41: Valores de IHDi – par a la salida del microinversor y en el PCC	177
Tabla 42: Valores de IHDi – Par, a la salida del microinversor y en el PCC	179
Tabla 43: Resumen de los valores de THDv en un día laborable y no laborable	180
Tabla 44: Resumen de los valores s de THDi en un día laborable y no laborable	182
Tabla 45: Resumen de los valores de THDv en un día laborable y no laborable	183
Tabla 46: Resumen de los valores THDi en un día laborable y no laborable	185



ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

<i>CO₂</i>	Dióxido de Carbono
<i>SFV</i>	Sistema Fotovoltaico
<i>SFVI</i>	Sistema Fotovoltaico Interconectado
<i>SFVA</i>	Sistema Fotovoltaico Aislado
<i>SFIE</i>	Sistemas Fotovoltaicos Integrados en Edificios
<i>SFVCR</i>	Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red
<i>MFV</i>	Modulo Fotovoltaico
<i>CF</i>	Celda Fotovoltaica
<i>EF</i>	Efecto Fotovoltaico
<i>MPP</i>	Punto de Máxima Potencia
<i>MPPT</i>	Seguimiento Punto de Máxima Potencia
<i>PCC</i>	Punto de Conexión Común
<i>HSP</i>	Horas Sol Pico
<i>CEM</i>	Condición Estándar de Medida
<i>V</i>	Voltaje
<i>F</i>	Frecuencia
<i>W</i>	Potencia Activa
<i>Pp</i>	Potencia Pico
<i>CC (DC)</i>	Corriente Continua
<i>CA</i>	Corriente Alterna
<i>FF</i>	Factor de Forma
<i>BT</i>	Baja Tensión
<i>MT</i>	Media Tensión
<i>CFL</i>	Lámparas Compactas Fluorescentes



LED	Diodo Emisor de Luz
GD	Generación Distribuida
REI	Redes Inteligentes
FET	Transistores de Efecto de campo
EMI	Interferencia Electromagnética
SCR	Rectificadores de Control de Silicio
THD	Distorsión Armónica Total
THD_v	Distorsión Armónica Total de Voltaje
THD_i	Distorsión Armónica Total de Corriente
IHD	Distorsión Armónica Individual de Corriente
VHD	Distorsión Armónica Individual de Tensión
TDF	Transformada Discreta De Fourier
TDD	Distorsión De Demanda Total
FACTS	Sistemas Flexibles de transmisión de corriente alterna
PLC	Controlador Lógico Programable
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
SENHAMI	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú
NASA	Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio
SEAL	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SI	Sistema Internacional
RMS	Valor Cuadrático Medio



RESUMEN

La investigación tiene como objetivo analizar los efectos armónicos de un Sistema Fotovoltaico On-Grid conectado a una red de baja tensión de la Empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste - SEAL S.A, realizado en la región de Arequipa, 2022. En cuanto a la metodología, se trata de una investigación aplicada. Se utilizaron equipos como paneles solares, microinversor y como fuente de medición dos analizadores de calidad de energía. Todas las mediciones se realizaron en un sistema fotovoltaico de una vivienda residencial, compuesto por cuatro paneles solares monocristalinos (380 W) conectados en serie que produjeron una potencia total de 1.52 kWp. Los resultados obtenidos se analizaron mediante los estándares internacionales IEEE-519 – 2014 y IEC 61000-2-2. En los resultados obtenidos se verificó que en la THDi se presentaron valores con mayor distorsión armónica los cuales superaron sus límites referenciales y presentaron una oscilación entre 50.00% y 3.40% a la salida del microinversor y 924.10% y 4.06% en el PCC, mientras que en la THDv los valores se mantuvieron dentro de sus límites y presentaron una oscilación entre 3.80% y 1.90% a la salida del microinversor y 3.82% y 1.91% en el PCC. Los armónicos individuales de tercer y quinto orden (a_3 y a_5) fueron los que se presentaron con mayor magnitud, en la IHDv “ a_5 ” registro un valor de 3.700% y 3.742% a la salida del microinversor y el PCC respectivamente y en la IHDi “ a_3 ” registro un valor de 25.00 % y 675.72 %. Se llegó a la siguiente conclusión, los armónicos generados por un SFVCR no son perjudiciales cuando la demanda requerida por el sistema es cubierta por el sistema de generación, pero estos se vuelven perjudiciales cuando la demanda requerida es superior a la potencia generada y cuando el SFVCR inicia y finaliza su operación.

Palabras Clave: Calidad de energía, distorsión armónica, microinversor, red de baja tensión, sistema fotovoltaico On-Grid.



ABSTRACT

The research aims to analyze the harmonic effects of an On-Grid Photovoltaic System connected to a low voltage network of the Company Sociedad Eléctrica del Sur Oeste - SEAL S. A, held in the city of Arequipa, 2022. As for the methodology, it is an applied research. Equipment such as solar panels, microinverter and two energy quality analyzers were used as a measurement source. All measurements were made in a photovoltaic system of a residential dwelling, composed of four monocrystalline solar panels (380 W) connected in series that produced a Total Power of 1.52 kWp. The results obtained were analyzed using the international standards IEEE-519 – 2014 and IEC 61000-2-2. In the results obtained it was verified that in the THDi values with greater harmonic distortion were presented which exceeded their referential limits and presented an oscillation between 50.00% and 3.40% at the exit of the microinverter and 924.10% and 4.06% in the PCC, while in the THDv the values remained within their limits and presented an oscillation between 3.80% and 1.90% at the exit of the microinverter and 3.82% and 1.91% in the PCC. The individual harmonics of third and fifth order (a3 and a5) were the ones that were presented with the greatest magnitude, in the IHDv "a5" registered a value of 3,700% and 3,742% at the exit of the microinverter and the PCC respectively and in the IHDi "a3" register a value of 25.00 % and 675.72 %. The following conclusion was reached, the harmonics generated by an SFVCR are not harmful when the demand required by the system is covered by the generation system, but these become harmful when the required demand is greater than the generated power and when the SFVCR starts and ends its operation.

Keywords: Power quality, harmonic distortion, microinverter, low voltage grid, On-Grid photovoltaic system



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La producción de energética actualmente mediante las energías renovables no convencionales se ha venido desarrollando a gran escala, esto debido a que los recursos energéticos de origen fósil (petróleo, carbón, gas natural), recursos no renovables, provocan impactos ambientales negativos como el aumento de CO₂ que se emite al medio ambiente y el costo económico de energía ha venido aumentando con el pasar de los años

Las fuentes de energía solar fotovoltaica son una de las más potentes y disponibles del mundo. La generación fotovoltaica en los últimos años tuvo una considerablemente reducción de sus precios, incluso dándose el hecho de que en algunos lugares esta fuente de energía es más barata que la distribuida por la red de la concesionaria. El mercado fotovoltaico en las décadas ha crecido, debido al interés mostrado por varios países que han impulsado la incorporación de sistemas fotovoltaicos aislados y conectados a la red de distribución

Según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2019), indica que actualmente existen siete centrales fotovoltaicas en el Perú, de las cuales la mayor es Rubí de Enel Green Perú, que cuenta con una potencia de 144,5 MW y el 2018 registró una producción anual de 424,2 GWh lo que representa el 57% de la producción solar.

Teniendo en cuenta los niveles de crecimiento en la capacidad de generación de energía fotovoltaica, cabe esperar que en un futuro los consumidores aprovechen este tipo de energía convirtiéndose en pequeños generadores de energía que se interconecten a la red eléctrica cuando esta no logre abarcar la demanda máxima de energía o cuando se encuentre en mantenimiento y a la vez satisfacer su propia demanda eléctrica.



Las probables distorsiones armónicas presentes en Sistema Fotovoltaico (SFV) conectado con la red, representan un problema para las empresas distribuidoras y los entes reguladores. Motivo por el cual decidimos investigar la existencia de los armónicos en un SFVCR y de esta forma plantear mejoras si el análisis realizado sobrepasa los límites establecidos por los estándares de referencia, asegurando la correcta operabilidad de la red de distribución eléctrica.

Para el desarrollo y una adecuada medición de armónicos se debe tener presente los correctos estándares de referencia, la correcta selección del punto de medición y como principal equipo el analizador de redes el cual se encargó de monitorear, medir y almacenar diferentes parámetros para su posterior análisis.

Los capítulos que conforman esta investigación son cuatro, en donde claramente se puede verificar la forma en que se llegó a cumplir los objetivos propuestos.

El capítulo uno detalla el planteamiento del problema de investigación, se plantea los objetivos generales y específicos y las hipótesis. En este se empezará los respectivos estudios para obtener los resultados esperados.

El capítulo dos consiste del desarrollo del sustento teórico de los principales conceptos que se utilizarán para el desarrollo de esta tesis. Se presentan conceptos generales, términos, datos de acuerdo al estudio de esta investigación y Normativas. De la misma manera se realizará los antecedentes que se consideren válidos para investigación.

El capítulo tres detalla los materiales y métodos de la investigación de tesis, ubicación geográfica del estudio, características de los equipos e instrumentos utilizados, descripción del sistema eléctrico, diseño de investigación.



El capítulo cuatro consiste de la interpretación y análisis de resultados que se obtuvo por parte de la conexión del sistema fotovoltaico interconectado con la red, se detalla el análisis estadístico de los armónicos registrados por el analizador de redes y se hace la discusión de los resultados.

Para finalizar describimos las conclusiones, recomendaciones, bibliografía, y anexos.

En el transcurso de la investigación se examinarán temas y marcos regulatorios vinculados con los Sistemas Fotovoltaicos ON- GRID y los Armónicos existentes en una red Pública de Baja Tensión, para que esta no se vea afectada. El análisis de calidad de Energía (Armónicos) se medirá a la salida del microinversor y en el PPC y este será evaluado por los estándares de referencia.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido al acelerado progreso de los sistemas fotovoltaica On-Grid en el mundo y su crecimiento en los países Sudamericanos, a causa de la demanda energética y la contaminación ambiental, se espera que los clientes residenciales e industriales en el Perú en el futuro aprovechen esta clase de Generación de Energía.

El crecimiento de los sistemas fotovoltaicos On-Grid a nivel nacional supondría el incremento y perturbaciones de armónicos, y es porque estos sistemas tienen elementos de electrónica de potencia. Esto vendría hacer preocupante para los operadores de red a nivel nacional debido a que los armónicos interfieren en la operación de la red y afectan considerablemente a las cargas conectadas.

Por ello, la onda distorsionada de corriente y de tensión debe ser medida y controlada con diferentes equipos, sin omitir los protocolos y teniendo un seguimiento de



las normas que indican los límites de distorsión armónica, el desconocimiento del marco regulatorio y el hecho de no realizar correctamente las mediciones de la calidad del suministro eléctrico crea un vacío en la determinación de fallas.

En esta investigación se estudia los efectos armónicos causados por el Sistema Fotovoltaico On-Grid de 1.5 kWp conectado al sistema de la baja tensión de la Empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste – SEAL Arequipa, en donde se realizando pruebas de medición del comportamiento de la red, cuando el sistema eléctrico de las oficinas de una vivienda residencial operaba con y sin SFVCR.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1. Problema general

¿Cuáles son los efectos armónicos de un sistema fotovoltaico On-Grid conectado a una red de baja tensión de la Empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste - SEAL S.A. 2022?

1.2.2. Problemas específicos

¿Las distorsiones armónicas totales e individuales están por debajo de los valores estipulados por los estándares de referencia?

¿Cómo es la distorsión armónica producida por los sistemas fotovoltaicos, a la salida del microinversor y en el Punto de Conexión Común (PCC)?

1.3. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1. Hipótesis general

Los valores encontrados en las mediciones de los efectos armónicos de un sistema fotovoltaico On-Grid conectado a una red de baja tensión de la Empresa Sociedad



Eléctrica del Sur Oeste - SEAL S.A. 2022, cumple con los estándares de referencia cuando la potencia producida está por encima de su valor nominal.

1.3.2. Hipótesis específicas

Las distorsiones armónicas totales e individuales cumplen con los estándares de referencia, cuando se tiene la presencia de un Sistema de Generación Fotovoltaica On-Grid.

Las distorsiones armónicas producidas por los sistemas fotovoltaicos, analizadas a la salida del microinversor y en el Punto de Conexión Común (PCC), se determina de acuerdo a la potencia producida por el sistema de generación y a las cargas conectadas en el sistema eléctrico.

1.4. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

La investigación estudia los sistemas de micro generación solar fotovoltaica interconectados a una red de baja tensión, a causa de la demanda energética y la contaminación ambiental que generan ciertas fuentes de generación de energía como la térmica y la biomasa, la energía fotovoltaica es una solución adecuada y fiable, una forma segura y limpia de generar electricidad es a través de la conexión de sistema fotovoltaicos con la red, para lo cual los estándares de referencia específicos y modelos de calidad de energía deben ser cumplidos. Es así que el presente trabajo nos permite analizar los modelos para cumplir con una adecuada generación y conexión de energía, y lo que se analiza principalmente son los armónicos que se producen, ya que producen la inestabilidad del sistema, sobrecalentamiento de conductores, degradación del aislamiento, disminución del factor de potencia, entre otros problemas.



1.5. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1. Objetivo general

Analizar los efectos armónicos de un Sistema Fotovoltaico On-Grid conectado a una red de baja tensión de la Empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste - SEAL S.A. 2022.

1.5.2. Objetivos específicos

Evaluar las distorsiones armónicas totales e individuales que estén por debajo de los valores estipulados por los estándares de referencia.

Analizar la distorsión armónica producida por los sistemas fotovoltaicos, a la salida del microinversor y en el Punto de Conexión Común (PCC).



CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES

Parrado-Duque et al. (2019) en su investigación *“Integración del sistema fotovoltaico en la red eléctrica de baja tensión del edificio de ingeniería eléctrica en Bucaramanga, Colombia”* tuvo como objetivo presentar el caso de estudio de la red eléctrica de baja tensión de un edificio universitario (Colombia), que tiene un sistema fotovoltaico de 9.1 kW. Específicamente, las variables eléctricas monitoreadas fueron voltajes (V), frecuencia (f), potencia activa (W), distorsión de voltaje (THDv) y armónicos en el Punto de Conexión Común (PCC), para determinar las degradaciones de acuerdo con Std. IEEE 1547-2018. La investigación se llevó a cabo en la terraza superior del EIE- Universidad Industrial de Santander. El estudio fue cuantitativo, de tipo experimental. Se utilizaron paneles fotovoltaicos, medidor inteligente Acuvim, Inversor. Los datos de irradiación solar proporcionados por el piranómetro Kipp & Zonen SMP3 fueron proporcionales a los datos de potencia obtenidos por el Acuvim IIR, permiten inferir que los datos medidos del sistema FV son confiables (al menos) en voltaje, corrientes y frecuencia. Std. IEEE 1547-2018 A partir de ahí, estableció que no hay violaciones de voltaje y frecuencia para la entrada de servicio del generador fotovoltaico. Cabe señalar que los valores propuestos por Std. 1547 para distorsiones debe ser inferior al 2.5%, lo que no es satisfactorio en el sistema FV estudiado.

Alawasa & Al-Odienat (2019) en su *“Investigación de calidad de energía del inversor monofásico conectado a la red del sistema fotovoltaico Jordania, Israel”* tuvo como objetivo investigar el perfil de calidad de energía del sistema fotovoltaico conectado a la red monofásico en un sistema eléctrico típico jordano de bajo voltaje. Se



monitorearon los siguientes parámetros eléctricos: voltaje, corriente, contenido de armónicos, distorsión de armónicos totales (THD), potencia activa, potencia reactiva y factor de potencia. Se realizaron investigaciones y análisis detallados. La investigación se realizó en el Campus de la Universidad Mutah. El estudio fue cuantitativo, de tipo experimental. Se utilizaron paneles fotovoltaicos, Inversor, analizador de calidad de energía. Se analizaron las características de calidad de energía de un inversor conectado a la red para energía fotovoltaica. La calidad del voltaje está dentro del rango aceptable; sin embargo, la calidad actual está altamente correlacionada con las condiciones de funcionamiento del inversor, principalmente la potencia activa. Cabe señalar que el sistema estudiado era un sistema fotovoltaico a pequeña escala. Sin embargo, bajo una alta proliferación de PVs monofásicos, las condiciones antes mencionadas pueden escalar y causar serios problemas relacionados con la calidad de la energía en redes de bajo voltaje

Clark et al. (2018) en su investigación “*Análisis armónico de un sistema fotovoltaico conectado a una red de baja tensión Rio de Janeiro, Brasil*” tuvo como objetivo principal evaluar si las distorsiones armónicas totales e individuales están por debajo de los valores estipulados por los estándares de referencia y, por lo tanto, presentar en un resumen un modelo de evaluación para conectar micro generadores a la red. El estudio fue cuantitativo, de tipo experimental. Se utilizaron Paneles fotovoltaicos, Inversor, analizador de calidad de energía. Se puede concluir que los valores encontrados en las mediciones cumplen con los estándares vigentes en la gran mayoría de los rangos de potencia generados. La instalación de equipos no certificados o partes del sistema no pueden ser reemplazadas por otras de menor costo, puede comprometer la calidad de la energía en la red de distribución en una visión futura de la aplicación masiva de sistemas fotovoltaicos.



Salem & Ibrahim (2018) en su investigación *“Impacto del sistema fotovoltaico conectado a la red en la distorsión total de armónicos (THD) de la red de distribución de bajo voltaje: un estudio de caso en Benha, Qalyubia, Egipto”* tuvo como objetivo proporcionar un análisis técnico de un sistema fotovoltaico conectado a la red, en la calidad de la red de distribución con énfasis en la distorsión total de armónicos. El estudio se realizó en la facultad de ingeniería de Benha, Egipto. El estudio fue cuantitativo de tipo experimental. Se utilizaron paneles solares, cables de CC, caja de protección de CC, inversor de red trifásico, caja de protección de CA y panel de sistemas de monitoreo (MS), registrador de datos conectado con LAN web. Se llevó a cabo una investigación del impacto de la energía fotovoltaica conectada a la red en la corriente del lado de baja tensión THD% en un estudio de caso de un sistema de planta de energía de red a pequeña escala instalado en el techo de la facultad de ingeniería de Benha, Egipto. Se notó que a valores de corriente muy bajos “del 7% al 14% de la corriente máxima generada” el% de THD salta a valores muy altos que afectan el rendimiento de la red conectada. Se propusieron dos soluciones para evitar un alto% de THD durante un flujo de baja corriente, la primera solución se basó en apagar los paneles fotovoltaicos cuando el flujo de corriente está por debajo del valor crítico utilizando un PLC y desviar la corriente a un módulo de carga de la batería para evitar la pérdida de energía durante el período de apagado. La segunda solución propuesta se basó en el uso de filtros pasivos o activos en el lado fotovoltaico para mantener los paneles conectados a la red. Se representó una comparación entre las dos técnicas propuestas y se mostró los resultados de la simulación de ambas soluciones propuestas demostrando una mejora apreciable de la calidad de la energía en comparación con la configuración original sin soluciones.

Salvatierra et al. (2017) en su investigación *“Análisis de la calidad de la energía de una red de baja tensión con un sistema fotovoltaico solar en Cuenca, Ecuador”*



propuso un análisis de la calidad energética, en el punto común de conexión, de la red eléctrica y el sistema fotovoltaico. La investigación se desarrolló en el lado de baja tensión de una red de distribución de energía. El estudio fue cuantitativo de tipo experimental. Se utilizaron un par de paneles solares policristalinos de 150 Wp cada uno, mientras que los demás paneles solares monocristalinos tienen los 140 Wp restantes, conectados a un inversor seguido de una unidad de comunicación que forma el punto de conexión del sistema fotovoltaico. Las mediciones se realizaron con el analizador de redes FLUKE 435 - Serie 2, se utilizaron otros equipos adicionales para realizar las medidas como osciloscopios, sondas de corriente y tensión. En general, el impacto del sistema fotovoltaico en la calidad de la energía fue positivo. Permitió tener mayores valores de voltaje en el PCC, sin embargo, aumenta las magnitudes que cambian la calidad de la energía cuando la generación es menor a 100 W. No obstante, los problemas que presenta el sistema fotovoltaico se pueden solucionar fácilmente desconectándolo del sistema regular cuando no hay generación. En esta situación, el sistema fotovoltaico se considera una carga. Por lo tanto, es necesario desconectar el sistema PVS del sistema regular en las primeras horas de la mañana para que la calidad de la energía no se vea afectada. El PVS se conectó a un sistema desequilibrado debido a que en Ecuador la mayoría de los puntos laterales de baja tensión de la red de distribución están desequilibrados. Este fenómeno es causado principalmente por las cargas residenciales; además, esperamos tener un aumento de esta condición con la entrada de las cocinas de inducción. Como resultado, se observó que la temperatura del panel no superó los 30 ° C, por lo que el sistema fotovoltaico estuvo operando en un rango de temperatura óptimo en todo momento. Este escenario se debe a la baja temperatura ambiente en Cuenca, que no permite el calentamiento de las células solares. En conclusión, los niveles de voltaje y el desequilibrio de voltaje cumplen con los límites de las normas existentes. Asimismo, se



observó que el incumplimiento de los límites se debe a problemas con la fuente de alimentación, las cargas, el inversor y los equipos de medida.

Khatri & Kumar (2017) en su *“Investigación experimental de armónicos en un sistema fotovoltaico solar conectado a la red Gurgaon, India”* tuvo como objetivo investigar la presencia de armónicos de voltaje y corriente debido a las cargas lineales, no lineales y la potencia reactiva transferida entre la planta, la red y la carga. Analizar el rendimiento del acondicionador de calidad de energía colocado cerca de la carga en el Punto de Conexión Común en caso de problemas (problemas de calidad de energía, tales como interrupciones, caída), aumento de voltaje, armónicos, etc. La investigación se llevó a cabo en Ansal University, Sector-55. El estudio fue cuantitativo, de tipo experimental. Se utilizaron paneles fotovoltaicos, Inversor, analizador de calidad de energía, medidores bidireccionales, contadores inteligentes. Los resultados experimentales mostrados muestran que, debido a la presencia de armónicos de voltaje y corriente, el factor de potencia del sistema se ve afectado y también la potencia reactiva es más alta en presencia de carga no lineal, lo que a su vez afecta el flujo de potencia en el sistema, es decir, desde planta a rejilla y rejilla a la carga. A medida que las plantas fotovoltaicas solares conectadas a la red están aumentando, el uso de unidades compensadoras acondicionadoras es vital para obtener la máxima potencia de salida al final de los consumidores sin afectar la estabilidad del sistema.

Monteiro et al. (2016) en su investigación *“Evaluación de la distorsión armónica en pequeños sistemas fotovoltaicos conectados a la red en Pará, Brasil”*, tuvo como objetivo analizar el comportamiento de tres inversores solares, de diferentes fabricantes, que están conectados a en pequeños sistemas fotovoltaicos conectados a red. Además, se analizó la calidad de la energía proporcionada por cada uno de estos dispositivos al sistema eléctrico de distribución local, a través de distorsiones armónicas totales en



voltaje (THDv) y corriente (THDi). La investigación se desarrolló en el Grupo de Estudios y Desarrollo de Energía Alternativa (GEDAE) en el Instituto de Tecnología (ITEC) de la Universidad Federal de Pará (UFPA), en Belém-PA (norte de Brasil). El estudio fue cuantitativo, de tipo experimental. Se utilizaron paneles Solares, Inversores, transductores de corriente y voltaje, analizadores de calidad de energía, medidor de radiación solar. Se investigó que los inversores analizados inyectan niveles considerables de THDi cuando se someten a potencias inferiores a su valor nominal, y el inversor CP Electrónica solo cumple con THDi <5% cuando funciona al 80% de Pnom y su especificación propia, THDi <4%, a 95% Pnom.

Benhabib et al. (2007) en su investigación “*Efectos armónicos causados por instalaciones fotovoltaicas a gran escala en redes de BT en bungalows, HolandaSe*”, estudio la influencia de los armónicos actuales generados por los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de BT y la interacción con otras cargas no lineales y el voltaje de la red. La base para esta simulación es un barrio en los Países Bajos con alrededor de 96 casas. El estudio fue cuantitativo, de tipo experimental. Se utilizaron Paneles Solares, convertidor CC/CC, inversor CC / CA, rectificador, Simulador de redes. Podemos concluir que el THD aumenta con la adición de cargas no lineales, especialmente con cargas de tipo RC, que se pueden encontrar en muchos equipos electrónicos. Además, notamos que la distorsión de voltaje es bastante sensible a las cargas no lineales en una red de BT.

2.2. MARCO TEÓRICO

2.2.1. Sistemas de distribución eléctrica

Según Ramírez & Moroney (2017), un sistema está compuesto por tres componentes principales, primero está conformado por las plantas generadoras, segundo



las líneas de transmisión por donde se transporta la energía eléctrica y tercero las redes de distribución que se encargan de entregar al consumidor final la energía. Todos estos componentes tienen la finalidad de proveer energía a sus respectivos clientes.

2.2.1.1. Conexión en baja tensión (BT) o en media tensión (MT)

2.2.1.1.1. Baja tensión.

Una conexión en baja tensión presenta niveles de tensión desde los 100 V hasta los 1000 V (1 kV) (Comisión Nacional de Riego, 2018).

2.2.1.1.2. Media tensión.

Una conexión en media tensión presenta niveles de tensión superiores a 1 kV con un máximo de 60 Kv (Comisión Nacional de Riego, 2018).

2.2.2. Generación distribuida

Según Ramírez & Moroney (2017), cuando hablamos de generación distribuida, nos referimos a la energía eléctrica generada en lugares cercanos al consumo y el excedente de esta energía puede ser inyectada a la red de distribución eléctrica, este tipo de generación suele tener potencias entre los 3 y los 10 kW y actualmente la principal fuente de energía renovable utilizada para la producción descentralizada es la energía solar fotovoltaica.

2.2.3. Energía

Según Huamán (2020), la energía tiene como definición aquello que no se puede percibir con nuestros sentidos y tiene como característica principal su transformación,



debido a que no presenta pérdidas por que la energía no se crea ni se destruye solo se transforma como lo indica el conocido principio de conservación de la energía.

2.2.3.1. Energía renovable

Es aquella energía cuya cantidad es prácticamente infinita y puede explotarse ilimitadamente. A su vez esta energía no disminuye a medida que se va utilizando en el tiempo (Huamán, 2020).

2.2.3.2. Energía no renovable

Este tipo de energía inicialmente la encontramos almacenada y finita. Esta energía a medida que se consume se va agotando su fuente (Huamán, 2020).

2.2.4. Energía solar

Este tipo de energía renovable se da por las radiaciones electromagnéticas emanadas por el sol y pueden llegar a ocasionar reacciones químicas o generar energía eléctrica. Se dividen en grupos pasivos y activos, en donde los pasivos no necesitan algún tipo de dispositivo para la captación de energía como los activos que si requieren dispositivos para captar la radiación (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2019).

Herrera (2018) define que la energía solar es una fuente de generación de calor y electricidad que da lugar a diferentes tipos de energía:

- La fotovoltaica, utiliza paneles solares para transformar los rayos provenientes del sol en electricidad.
- La fototérmica, utiliza colectores solares lo cuales aprovechan el calor solar.

- La termoeléctrica, aprovecha el calor para generar energía eléctrica de forma indirecta

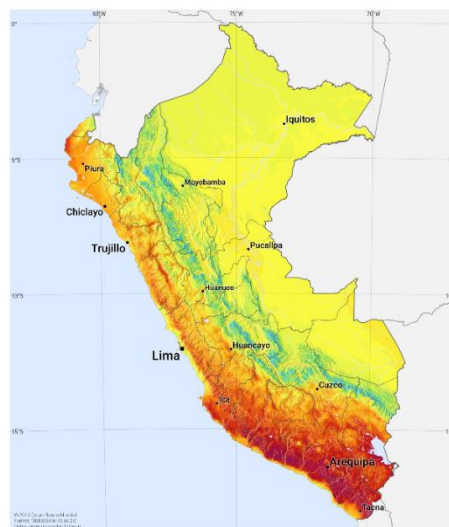
2.2.4.1. Energía solar en el Perú

En el Perú el avance de tecnologías fotovoltaicas y térmicas se dan con mayor progreso en las ciudades de Arequipa, Moquegua y Tacna en donde se presentan incidencias de irradiación horizontal en un intervalo de 6.8 y 7 kWh/m² e irradiación directa en un intervalo de 7.5 y 8.5 kWh/m² (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2019).

El Perú cuenta con cuatro centrales solares las cuales generan una potencia total de 80Mw, dos puestas en operación en el 2012 en Arequipa y las otras dos fueron inauguradas en 2013 en Moquegua y Arequipa las cuales beneficiaron a 70 mil hogares.

En resumen, nuestro país tiene un alto potencial solar, donde el uso de este tipo de energía contribuye a la producción de energía limpia , sin producir altos niveles de CO₂ y otros contaminantes (Juarez, 2018).

Figura 1: *Energía solar en el Perú*

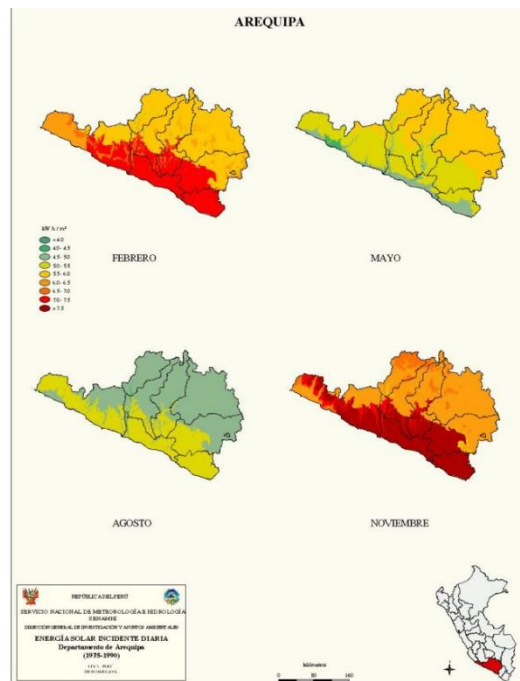


Fuente: Solargis (2022)

2.2.4.2. Energía solar en Arequipa

Arequipa tiene la ventaja de poseer 300 días soleados al año con 10.6 horas de sol al día y con una incidencia de energía solar promedio por año de 6.08 kW/m^2 . En donde la mayor radiación se da en los meses de febrero, octubre y noviembre (Juarez, 2018).

Figura 2: Mapa de radiación solar en Arequipa



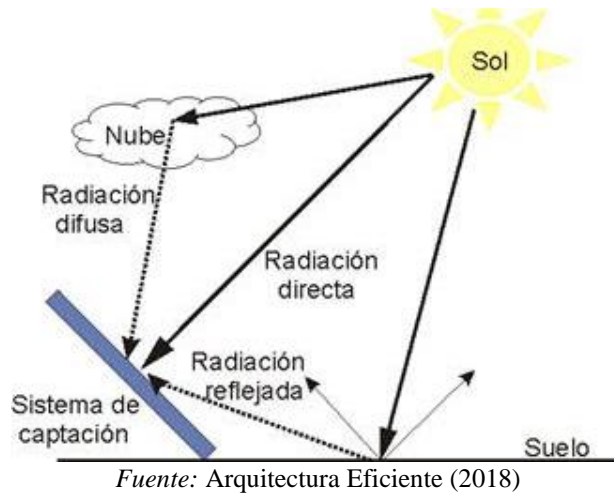
Fuente: Atlas Solar (2019)

2.2.4.3. Características del recurso solar

2.2.4.3.1. Radiación solar

Es aquella energía propagada por el sol en distintas direcciones mediante ondas de radiación electromagnética la cual está formada por fotones. Esta energía es absorbida por dispositivos como paneles fotovoltaicos, colectores solares entre otros, presenta variación dependiendo de las condiciones atmosféricas, la latitud y el horario de la zona. 1000 W/m^2 es el valor de radiación óptimo (Comisión Nacional de Riego, 2018; Grajales, 2019; Herrera, 2018).

Figura 3: Esquema de distribución de radiación



Según Domínguez & Salvatierra (2016), dependiendo de la superficie del terreno, se dan los siguientes tipos de radiación:

a. Radiación directa

Radiación recibida directamente del Sol, sin que éste tenga ninguna modificación en su dirección.

b. Radiación difusa

Es la radiación que emite el sol que sufre cambios de dirección debido a fenómenos de reflexión, porque la radiación es reflejada o absorbida por nubes, edificios, árboles, etc.

c. Radiación reflejada

También llamada radiación de albedo, es la que recibe uno después de haber sido reflejada por la superficie terrestre.

d. Radiación global

Resultado de la suma de la radiación directa, la radiación difusa y la radiación reflejada.



2.2.4.3.2. Medida de la radiación

Bisquert (2022), indica que las medidas o magnitud para la radiación son las siguientes:

a. Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o energía en una superficie por unidad de tiempo y unidad de área, medida en kW/m^2 .

b. Irradiación

Energía incidente sobre una superficie por unidad de área durante un período determinado de tiempo, medida en kWh/m^2 , kW/m^2 y MJ/m^2 .

2.2.5. Sistema fotovoltaico (SFV)

Según Ramírez & Moroney (2017), los sistemas fotovoltaicos se encargan de convertir la energía solar en energía eléctrica mediante módulos fotovoltaicos, en donde la corriente que se genera es continua (DC) y luego puede ser transformada en corriente alterna (AC), para su posterior utilización en equipos electrodomésticos.

2.2.5.1. Ventajas y desventajas

Según Ramírez & Moroney (2017), los Sistemas Fotovoltaicos (SFV) tienen ventajas y desventajas los cuales son:

2.2.5.1.1. Ventajas

- Su instalación no requiere mucho tiempo para empezar a funcionar
- El mantenimiento es simple y económico.
- Puede integrarse en edificios o estructuras existentes.



- Ofrece alta confiabilidad y excelente disponibilidad de operación.
- Son resistentes a condiciones climáticas extremas: granizo, temperatura, humedad.
- Se pueden fabricar módulos de diferentes tamaños y características.
- El costo disminuye con el transcurso de los años.
- Es una fuente de energía muy respetuosa con el medio ambiente, su funcionamiento no produce ningún contaminante.

2.2.5.1.2. Desventajas

- Requiere una gran inversión inicial.
- La energía es limitada, dependiendo de la capacidad del panel instalado.
- Para captar energía solar fotovoltaica a gran escala se necesitan grandes superficies.

2.2.5.2. Aplicaciones

Gonzalez et al. (2018), describen que los sistemas fotovoltaicos tienen diferentes campos de aplicación los cuales son:

- Estaciones repetidoras de microondas
- Electrificación de áreas remotas, médicas rurales
- Señalamiento de carreteras y vías ferroviarias
- Aplicaciones en navegación marítima
- Sistemas de bombeo, riego, agua potable en zonas rurales
- Sistemas de video vigilancia
- Sistemas de telecomunicaciones
- Casas aisladas de la red eléctrica.

2.2.5.3. Factores que intervienen en la degradación de los SFV

Una instalación fotovoltaica debe tener una operabilidad mínima de veinte años, pero hay casos en donde no se cumple este periodo por diferentes factores, esto ocasiona disputas entre los involucrados, debido a que no se evidencia disminución de la

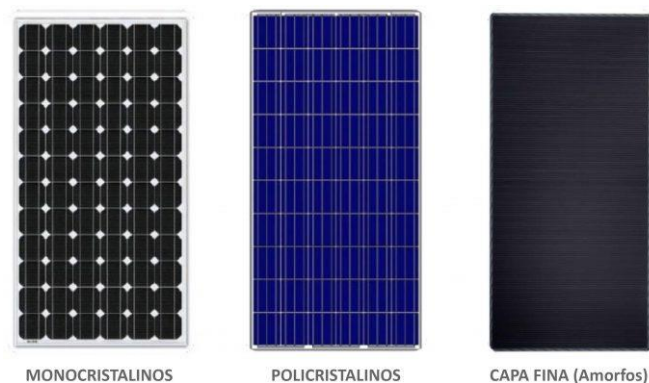
Gonzalez et al. (2018) en su investigación mencionan algunos factores que intervienen en el proceso de degradación de los SFV:

- Componentes de baja calidad
- Mal dimensionamiento de los conductores de circuitos alimentadores
- Baja hermeticidad de las cajas de conexiones o Centros de carga
- Mala utilización de accesorios para sistemas de puesta a tierra
- Falla de diodos de bloqueo
- Uso inadecuado de componentes a nivel de tensión y corriente.
- Calidad de energía propia del PCC.

2.2.5.4. Módulos fotovoltaicos (MFV)

Se encargan de recoger la energía del sol por medio de células solares y convertirla en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Estos son capaces de admitir radiación de forma directa como difusa (Herrera, 2018).

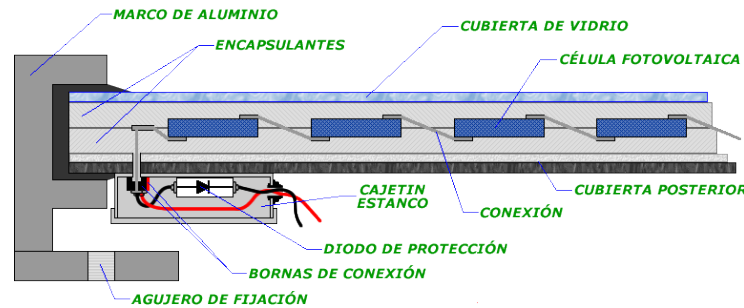
Figura 4: *Tipos de paneles fotovoltaicos*



Fuente: Serrano (2022)

El nivel de tensión continua suministrado por los paneles a su salida, puede ser de 6V, 12V, 24V y 48 V que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico (Rámirez & Moroney, 2017).

Figura 5: Elementos de un panel fotovoltaico



Fuente: Ujaen (2021)

2.2.5.4.1. Celda fotovoltaica (CF)

Las celdas o células fotovoltaicas son el componente principal del módulo fotovoltaico, las cuales son las encargadas de convertir la radiación electromagnética en energía eléctrica, estas se encuentran cubiertas encapsuladas, a fin de protegerlas de agentes externos y reducir pérdidas, obteniendo así un mayor rendimiento (Bisquert, 2020; Gonzalez et al., 2018).

a. Tipos de celdas fotovoltaicas

- **Celdas Monocristalinas**

Este tipo de celdas cuentan con un rendimiento que esta entre el 15 % y el 22 %, posee una estructura uniforme y está formado por un solo cristal que cuenta con los átomos perfectamente alineados (Herrera, 2018; Ministerio de Energía de Chile, 2019).

- **Celdas policristalinas**

Las celdas policristalinas cuentan con un rendimiento que esta entre el 13% y el 17%, Estas celdas están hechas de estructuras macrocristalinas de silicio al azar donde

sus átomos tienen direcciones diferentes porque están hechos de diferentes cristales (Herrera, 2018; Ministerio de Energía de Chile, 2019).

- **Celdas de silicio amorfo**

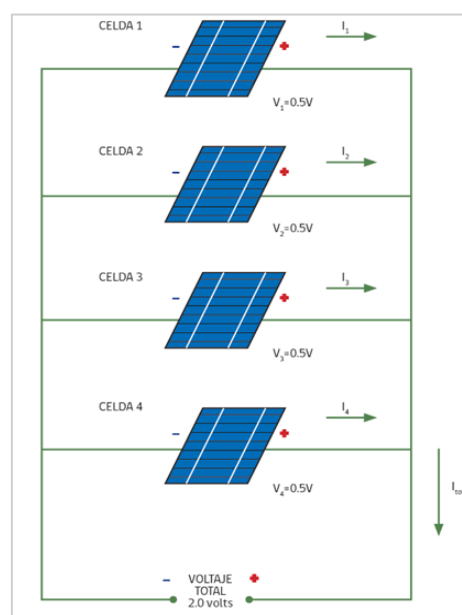
Las células de silicio amorfo tienen un rendimiento entre el 7% y el 13%, tienen una buena relación con agentes externos y se degradan más rápidamente, las células tienen un material semiconductor que se deposita bajo una película delgada sobre diferentes soportes, lo que permite producir módulos flexibles y rígidos. (Herrera, 2018; Ministerio de Energía de Chile, 2019).

b. Conexión de las células Fotovoltaicas

- **Conexión en paralelo**

Según el Ministerio de Energía de Chile (2019), este tipo de conexión se utiliza generalmente para aumentar el nivel de corriente total del sistema. Como se muestra en la Figura 6, los terminales se conectan positivo con positivo y negativo con negativo.

Figura 6: Esquema de conexión de celdas en paralelo

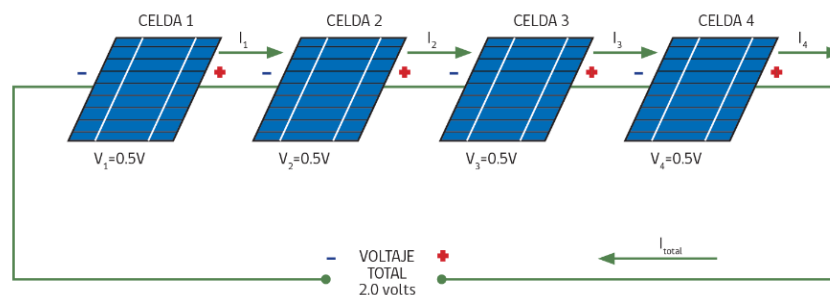


Fuente: Ministerio de Energía de Chile (2019)

- **Conexión de la CF en serie**

Ministerio de Energía de Chile (2019), Este tipo de conexión se emplea para elevar el voltaje de salida total del sistema, como se muestra en la Figura 7, se debe unir los terminales de positivo a negativo.

Figura 7: Esquema de conexión de celdas solares en serie



Fuente: Ministerio de Energía de Chile (2019)

2.2.5.4.2. Características de los MFV

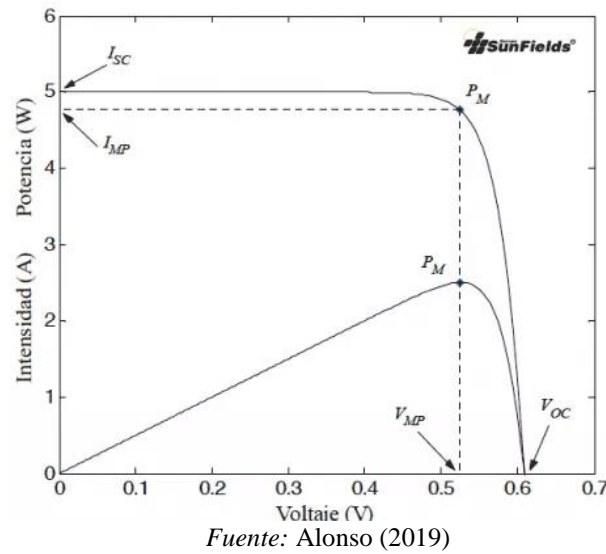
Los parámetros que se describen a continuación son proporcionados por los fabricantes en las hojas de datos de los módulos fotovoltaicos.

a. Características eléctricas

Según el Ministerio de Energía de Chile (2019), la corriente y el voltaje son las características eléctricas principales de un arreglo fotovoltaico, estas características dependen de la radiación solar y la temperatura operacional de las celdas.

Según Bisquert (2020), el parámetro más fundamental de las celdas solares es la curva característica de tensión e intensidad, esta curva varía en función a la temperatura y la radiación generando así una variedad de curvas características en donde podemos obtener el Punto de Máxima potencia (MPP) para cada celda fotovoltaica.

Figura 8: Curva tensión, corriente, potencia del módulo fotovoltaico



Para describir los parámetros eléctricos, es importante conocer los siguientes conceptos:

- Punto de Máxima Potencia (PMP)
- Factor de Forma (FF)
- Temperatura

b. Parámetros característicos o estándares

Según Ramírez & Moroney (2017), estos parámetros varían según la latitud, el clima y la altura. Los fabricantes consideran algunas condiciones de funcionamiento estándar conocidas como Condiciones Estándar de Medida (CEM), los cuales son:

- Radiación (1000 W/m²)
- Temperatura de celda (25 °C)
- Masa de Aire (M.A.)

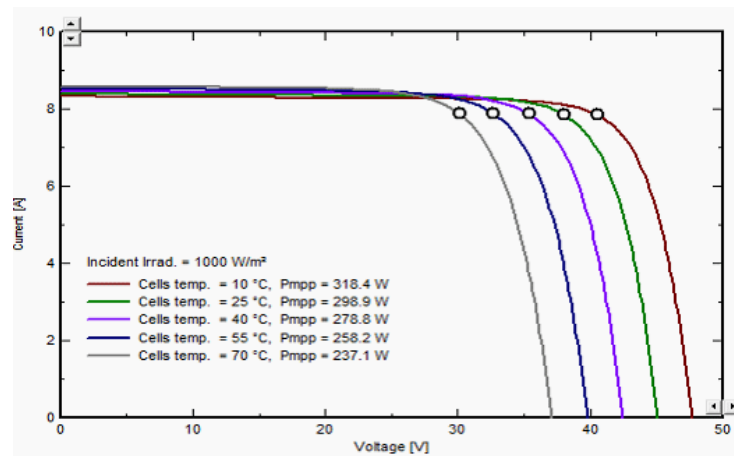
c. Curvas características de tensión – corriente

La curva I-V (corriente – voltaje) especifica el comportamiento de la conversión energética según la condición de irradiancia y temperatura.

- **Coefficiente de variación de tensión con la temperatura (V_{oc})**

Según Ramírez & Moroney (2017), Este coeficiente muestra cómo el voltaje de circuito abierto se eleva a medida que la temperatura disminuye y disminuye a medida que la temperatura aumenta. Se utiliza para superar la tensión máxima que se produce en un circuito abierto cuando no hay carga conectada.

Figura 9: Efecto de temperatura

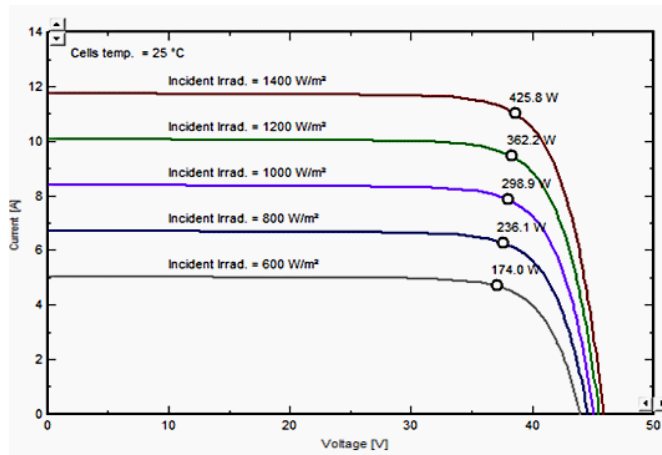


Fuente: Crushtymks (2019)

- **Coefficiente de variación de la intensidad con la temperatura (I_{sc})**

Según Ramírez & Moroney (2017), este coeficiente muestra cómo la corriente de cortocircuito aumenta la temperatura aumenta y disminuye cuando la temperatura disminuye. Se utiliza para corregir la corriente máxima que se produce en el módulo cuando no hay cargas conectadas y cortocircuitamos los terminales del módulo.

Figura 10: Efecto de radiación



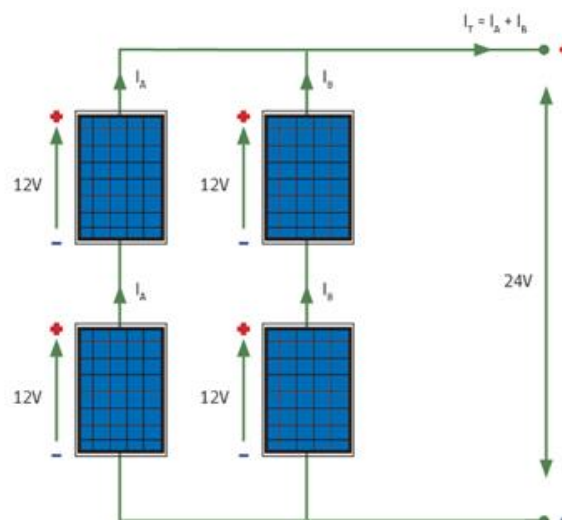
Fuente: Crushtymks (2019)

2.2.5.5. Generalidades de los SFV

2.2.5.5.1. Arreglo fotovoltaico

Es la unión de varios módulos fotovoltaicos que dan lugar a un sistema fotovoltaico la no complejidad de la interconexión de varios módulos entre si nos permite crear grandes y pequeñas plantas solares (Ministerio de Energía de Chile, 2019).

Figura 11: Arreglo fotovoltaico de 4 módulos

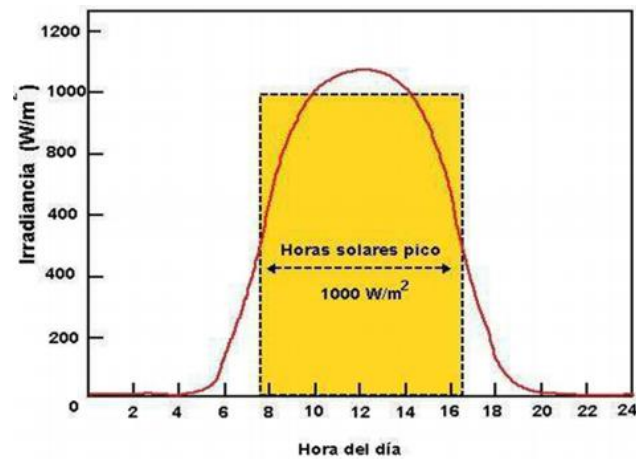


Fuente: (Ministerio de Energía de Chile, 2019)

2.2.5.5.2. Horas sol pico

Es la cantidad de irradiación con la que se cuenta en un intervalo de tiempo, con las horas sol pico se puede determinar la cantidad de energía que generará un módulo fotovoltaico por día, con este valor se puede estimar cuánta energía producirá un módulo fotovoltaico durante su vida útil (Herrera, 2018).

Figura 12: Horas sol pico



Fuente: Leloux (2021)

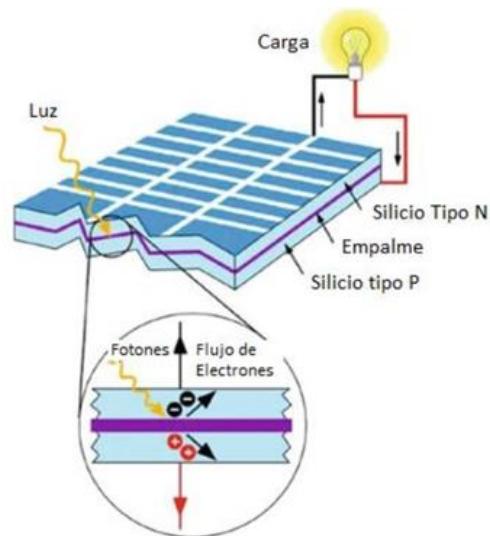
2.2.5.5.3. Efecto fotovoltaico

Es la transformación de la radiación solar en energía eléctrica, utilizando los fotones que entran en colisión con las células solares, provocando la generación de un campo eléctrico que genera corriente eléctrica que es aprovechada por el sistema fotovoltaico (Ministerio de Energía de Chile, 2019).

2.2.5.5.4. Efecto sombra en el SFV

Para los paneles fotovoltaicos las sombras son factores perjudiciales para su rendimiento, es por eso que al inicio de una instalación de una planta fotovoltaica no quede expuesto a sombras que degraden su eficiencia en la captación de radiación solar (Comisión Nacional de Riego, 2018).

Figura 13: Esquema de célula de silicio



Fuente: El blog verde (2018)

2.2.5.5. Puntos calientes y pérdidas Mismatch

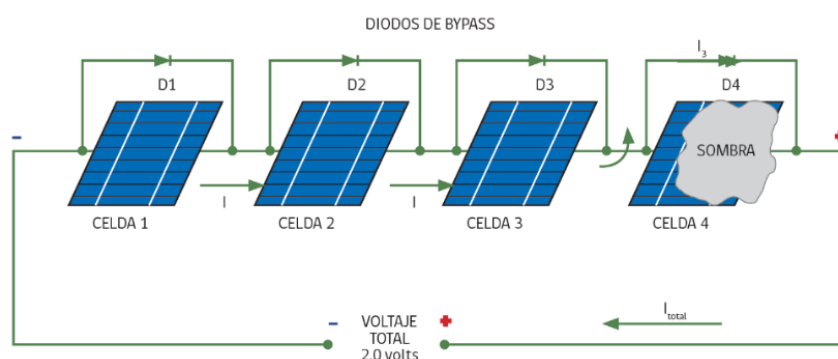
a. Puntos calientes

Según Comisión Nacional de Riego (2018), este fenómeno se da a causa de sombras permanentes sobre una celda del módulo fotovoltaico, estas sombras son causadas por sustancias u objetos que se adhieren a la superficie del módulo.

b. Pérdidas por desadaptación Mismatch

Según Domínguez & Salvatierra (2016), estas pérdidas se deben a la conexión de paneles de diferentes características en un sistema fotovoltaico.

Figura 14: Módulo conectados en serie y en paralelo al inversor



Fuente: Ministerio de Energía de Chile (2019)

2.2.5.5.6. Efecto térmico

Este efecto ocurre cuando los conductores y resistencias elevan su temperatura al ser atravesados por una corriente eléctrica. La energía calorífica producida en un punto se transmite desde zonas de mayor temperatura a menor temperatura y los tipos de transferencia de calor se dan de tres maneras conducción, convección y radiación (Ministerio de Energía de Chile, 2019).

2.2.5.6. Disposición de los SFV

2.2.5.6.1. Ángulo cenit o de inclinación

Es el ángulo que forma la superficie del panel fotovoltaico con el plano horizontal y depende de su ubicación geográfica. Se recomienda que el ángulo adecuado sea al menos 15° para que no tenga problemas con factores climatológicos, en latitudes más altas los módulos deberán estar más inclinados por encima del ángulo de latitud para nivelar las fluctuaciones por estación (Rámirez & Moroney, 2017) (Padrón & Vara, 2019).

Para lograr el ángulo de inclinación óptimo se calcula como se indica en la siguiente ecuación (Herrera, 2018).

$$B_{opt} = 3.7 + 0.69 * \theta \quad (1)$$

Donde:

B_{opt} : Ángulo de inclinación óptimo.

θ : Latitud del lugar de la instalación

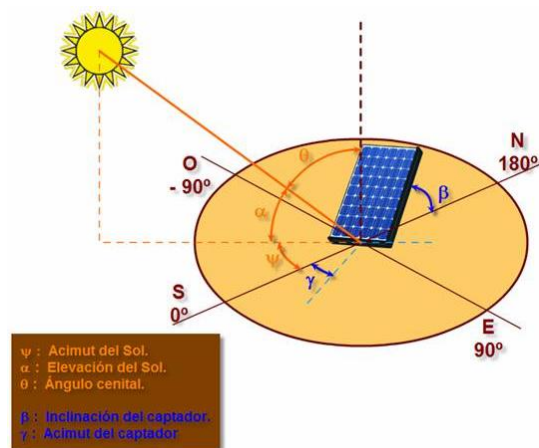
2.2.5.6.2. Orientación de los SFV

Para la correcta orientación de los módulos fotovoltaicos se debe tener en cuenta el ángulo de azimut, este ángulo indica el movimiento solar en el cielo durante un día, este ángulo es para el hemisferio sur desde norte verdadero (Ministerio de Energía de Chile, 2019).

a. Ángulo acimut (ψ).

Es el ángulo proyectado desde el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y meridiano del lugar geométrico.

Figura 15: Ángulo de inclinación y orientación de un panel solar



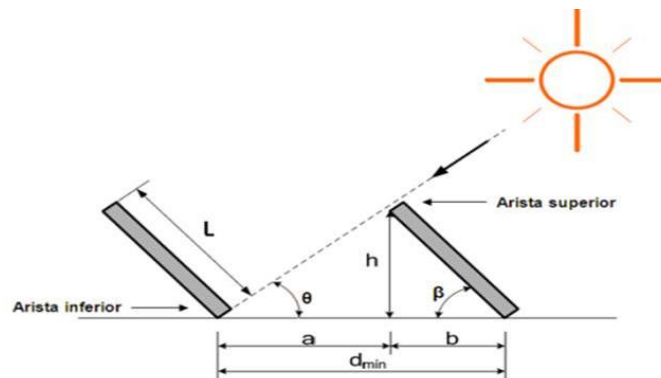
Fuente: Ikastaroak (2017)

2.2.5.6.3. Distancia mínima entre filas de los SFV

El cálculo de la distancia entre módulos fotovoltaicos es importante para evitar las sombras que se podría producir entre unos y otros.

Figura 16

Distancia entre paneles solares



Fuente: Domínguez et al. (2019)

Donde:

$D_{mín}$: Distancia mínima entre los bordes del módulo.

L : Longitud del panel h : Altitud solar del mediodía.

β : Grado de inclinación del panel con respecto a la horizontal.

θ : Ángulo de la sombra con respecto a la horizontal.

a : Distancia entre el borde inferior de un módulo y el borde inferior del otro.

b : Distancia del borde inferior del módulo al borde superior con respecto a la horizontal.

Para calcular la distancia mínima entre aristas de módulos se suma la distancia “a” más la distancia “b”, para evitar la sombra sobre otro panel.

$$D_{min} = a + b \quad (2)$$

2.2.5.6.4. Cálculo del número de paneles de los SFV

Para el cálculo de número de paneles se utiliza la siguiente formula:

$$N^{\circ} \text{ Paneles} = \frac{S_{disp}}{S_{panel}} \quad (3)$$

Donde:



S_{disp} : Área disponible para la instalación

S_{panel} : Área cubierta por cada panel.

El número de paneles proporcionará la potencia máxima que producirá cada arreglo, esta potencia se calculará utilizando la siguiente ecuación y el resultado se redondeará al número más bajo.

$$P_{arreglo} = N^{\circ} \text{ paneles} * P_{mp_{panel}} \text{ [W]} \quad (4)$$

Donde, $P_{mp_{panel}}$ corresponde a la potencia nominal del panel en cuestión.

2.2.5.6.5. Eficiencia de los SFV

Según Gonzalez et al. (2018), la ecuación 5, que se muestra sirve para determinar la eficiencia.

$$\eta = (FF * V_{oc} * I_{sc}) / (G * Area) \quad (5)$$

Donde:

“G” : Irradiación recibida por la celda, tiene un valor de 1000 W/m².

Área : Dimensiones del área de la celda en m².

FF : Factor de forma

Voc: Voltaje en circuito abierto

ISC : Corriente de cortocircuito

2.2.5.7. Componentes de los SFV

2.2.5.7.1. Inversores

El inversor es encargado de transformar la corriente directa (DC) en corriente alterna (AC) con la magnitud y frecuencias necesaria requerida por las cargas conectas y a la vez podría ser inyectada a la red eléctrica. Estos equipos están compuestos



principalmente por diodos y tiristores, vienen caracterizados fundamentalmente por su tensión de entrada, máxima potencia que puede entregar y su eficiencia (García, 2018; Huamán, 2020; Ramírez & Moroney, 2017).

a. Partes Fundamentales de un inversor

Según Herrera (2018), las partes principales con las que está compuesto un inversor conectado a la red son:

- Controlador principal.
- Etapa de potencia.
- Control de red.
- Seguimiento del punto de máxima potencia.
- Protecciones.
- Seguimiento de datos.

b. Características de los inversores

Para un correcto diseño de sistemas fotovoltaicos, es necesario conocer las características óptimas de un inversor antes de escoger uno (Herrera, 2018).

Las características más comunes que se debe tomar en cuenta al seleccionar inversores, se describen a continuación:

- Alta Eficiencia.
- Potencia de Salida
- Bajas pérdidas de espera o Standby.
- Regulación de frecuencia.
- Distorsión armónica.
- Facilidad de reparación y mantenimiento.
- Factor de corrección de potencia.



c. Tipos de inversores

Una de las formas de clasificar los inversores es por tipo de carga que necesita ser alimentada, y esto se da dependiendo del funcionamiento y función del sistema fotovoltaico.

- **Inversores conectados a la red**

Estos inversores para conectarse a la red deben de sincronizarse con el mismo voltaje y frecuencia que se tiene en la red y así inyectar energía directamente en ella, estos inversores operan sin el respaldo de baterías y tiene la propiedad de desconectarse automáticamente cuando no se cuenta con la presencia de la red pública (Ministerio de Energía de Chile, 2019).

- **Inversores Conectados a la red con respaldo de baterías**

Este tipo de inversores requieren elevar la tensión de DC de la batería hasta la tensión de AC de la red, presentan un máxima potencia de 1200 W para baterías de 12 V, una potencias máxima de 4000 W para baterías de 24 V y una máxima potencia de 8000 W para baterías de 48 V (Ministerio de Energía de Chile, 2019).



- **Inversores para sistemas independientes de la red**

Según el Ministerio de Energía de Chile, (2019), estos inversores son utilizados en instalaciones donde no se cuenta con presencia de la red distribución eléctrica y se emplea fuentes alternas de energía que cargan baterías. Así, el inversor toma la energía almacenada en las baterías y la convierte para que pueda ser utilizada en equipos electrodomésticos.

Según Herrera (2018), los inversores también se clasifican por la forma de la onda que producen:

- **Inversores de onda cuadrada**

Estos inversores brindan un bajo control de voltaje a la salida, con considerables distorsiones armónicas, por lo cual los inversores de onda cuadrada son usualmente utilizados para pequeñas cargas resistivas o cuando se requiera alimentar sistemas de iluminación.

- **Inversores de onda cuadrada modificada**

Este tipo de inversor utiliza transistores o rectificadores de control que nos permiten manejar grandes picos de voltaje para producir salidas con menos distorsión armónica. Es adecuado para hacer funcionar una variedad de cargas, incluidos motores, luces y dispositivos electrónicos estándar como televisores y equipos de música.

- **Inversores de onda sinusoidal**

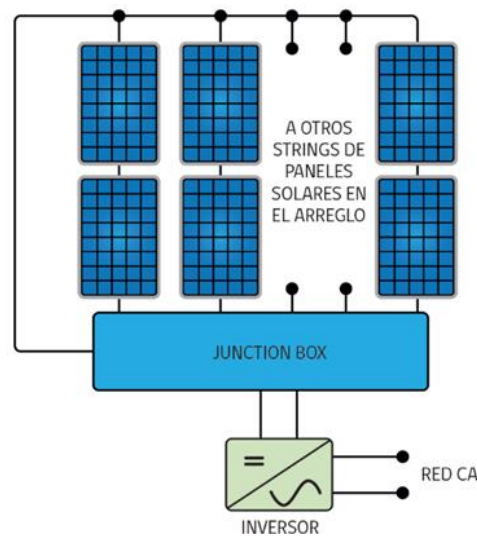
Estos inversores producen salidas con baja distorsión armónica, lo que nos permite operar componentes electrónicos que requieren una forma de onda de alta calidad. Tienen una alta capacidad de sobretensión y son para sistemas fotovoltaicos interconectados a la red.

d. Configuraciones de los inversores

- **Configuración de inversor central**

Esta configuración se caracteriza por el uso de un solo inversor, el voltaje y la corriente de entrada pueden ser suficientes según la configuración de su matriz. Esta configuración nos da un buen rendimiento siempre que los módulos fotovoltaicos tengan las mismas características (Ministerio de Energía de Chile, 2019).

Figura 17: Configuración de inversor central

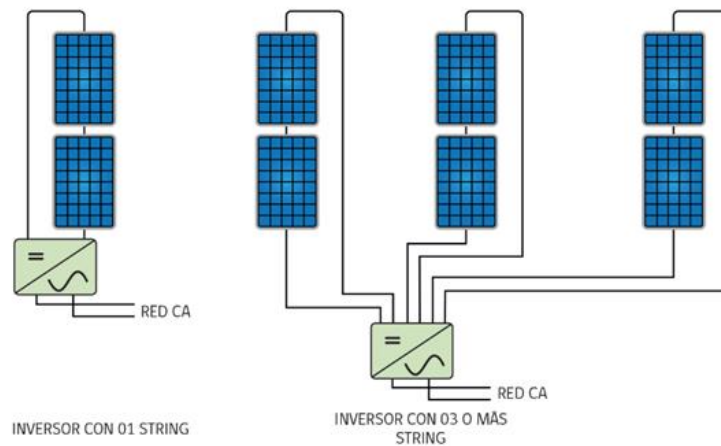


Fuente: Ministerio de Energía de Chile (2019).

- **Configuración del inversor String**

Para una configuración con inversor string se debe considerar al número de entradas o ingresos de string para diferentes tipos de paneles, la cual también ayuda a tener mejor posición frente a posibles sombras, el resultado de cada inversor producirá una salida de potencia diferente con respecto al string al cual esté conectado. La generación de energía total será máxima si tenemos en cuenta que la cantidad paneles y modelo sea igual en cada string siempre y cuando el inversor cuente con un solo MPPT (Ministerio de Energía de Chile, 2019).

Figura 18: Configuración del inversor string



Fuente: Ministerio de Energía de Chile (2019).

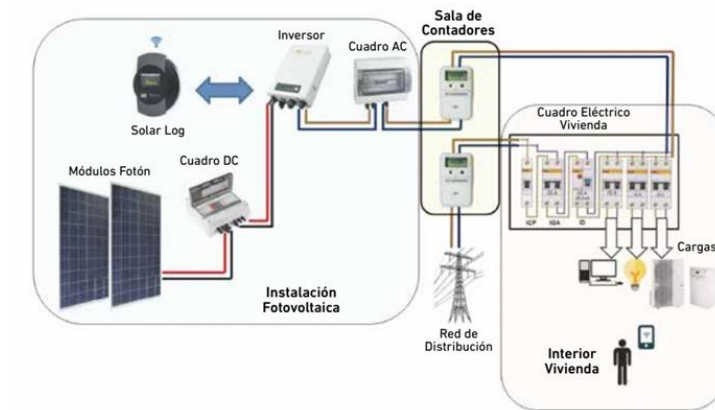
- **Configuración de microinversores**

La configuración de un microinversor nos permite utilizar de uno hasta cuatro módulos. Los microinversores se caracterizan por ser de menor tamaño y por su fácil integración. Una de sus principales propiedades es que su eficiencia no se ve afectada por problemas de sombra o exposición solar de diferente intensidad es decir si alguno de los módulos deja de producir solo se ve afectado esa sección y el resto del sistema continua con su operabilidad, no se requiere de grandes espacios para su instalación. Para el diseño de sistemas con microinversores se debe considerar la caída de tensión en distancias mayores a 50 metros y no perder eficiencia (Gonzalez et al., 2018).

2.2.5.7.2. Protecciones de Corriente Continua y Corriente Alterna

Para el cálculo de las protecciones en corriente continua y alterna en un sistema fotovoltaico, debe tenerse en cuenta corrientes máximas, corrientes de cortocircuito y las tensiones máximas. (Padrón & Vara, 2019).

Figura 19: Esquema de una instalación fotovoltaica conectado a red



Fuente: Iaipro (2022)

a. Protecciones en corriente continua

Se utilizan protecciones DC en el tramo entre los módulos fotovoltaicos y el inversor. En este apartado se incluyen elementos como fusibles, pararrayos, varistores o magnetotérmicos (Bisquert, 2020).

- Fusibles
- Diodos

b. Protecciones de corriente alterna

Las protecciones de corriente alterna son incluidas en el tramo de la salida del inversor hacia las cargas y la red, en este tramo se incluyen elementos como (Bisquert, 2020):

- Interruptor termomagnético
- Interruptor diferencial

c. Tierra de protección

Según Hernández (2021), la tierra protección se usa como una medida en caso de una falla donde un conductor vivo está en contacto con una superficie conductora que no



es del sistema. La conexión a tierra se realiza con electrodos enterrados las cuales dependerán de varios factores, como la superficie del terreno, humedad y temperatura.

2.2.5.7.3. Medidor de energía

a. Medidor bidireccional

Este equipo es aplicado en redes inteligentes y tiene como función principal medir la energía en ambos sentidos, con la llegada de estos equipos se trajo consigo tecnologías de comunicación y tele medición que sirven para el control de potencia y fraudes (Padrón & Vara, 2019).

b. Medidor unidireccional

Este medidor es el encargado de medir el consumo de la energía eléctrica de la empresa distribuidora girando en sentido normal (en una sola dirección). estos medidores son los encargados de registrar el consumo energético del hogar (Comisión Nacional de Riego, 2018).

2.2.5.7.4. Cableado

En una instalación fotovoltaica, el cálculo de la sección del conductor es importante, ya que con un mal dimensionado, se puede reducir mucho la electricidad y se producirán pérdidas de energía en forma de calor, porque la sección transversal del cable será menor a la corriente que pueda soportar (Bisquert, 2020).

2.2.5.7.5. Estructura de soporte

Según Ramírez & Moroney (2017), la estructura de soporte es la parte más importante de un sistema fotovoltaica, esta nos asegura que los módulos se encuentren

en una correcta dirección y con el ángulo de inclinación adecuado y se clasifican en dos tipos: fijas y móviles (Grajales, 2019).

2.2.5.8. Clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas

2.2.5.8.1. Sistemas Fotovoltaicos Aislados - Off-Grid (SFVA)

Es sistemas son utilizados en zonas marginadas y donde no se tiene acceso a la red eléctrica, tiene la capacidad de abastecer por sí mismo cualquier carga o consumo eléctrico, en estos sistemas se puede almacenar energía en bancos de baterías para utilizarla cuando no se cuenta con generación de potencia (Gonzalez et al., 2018).

Figura 20: Sistema fotovoltaico aislado



Fuente: Cienciasfera (2019)

a. Aplicación de los sistemas fotovoltaicos Off-Grid

Según Ramírez & Moroney (2010), las aplicaciones que se le da a este tipo de sistemas son:

- En el alumbrado público aislado
- Carteles publicitarios
- Semáforos



- Faros
- Estaciones espaciales
- Antenas de Telecomunicaciones
- Sistemas de Bombeo

b. Componentes de los sistemas fotovoltaicos Off-Grid

Estos sistemas van acompañados de:

- Paneles Solares
- Inversores de corriente
- Reguladores de voltaje
- Bancos de baterías
- Sistemas de Protección de CC y AC.

2.2.5.8.2. Sistemas fotovoltaicos (On-Grid)

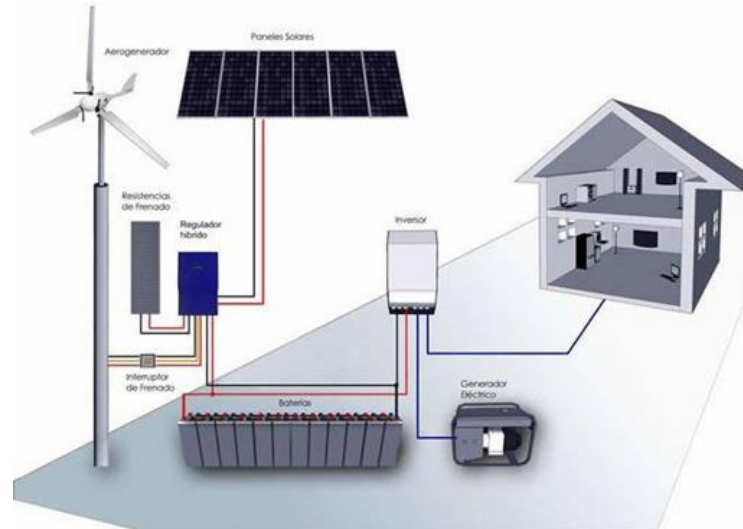
El principal equipo para este tipo de sistemas es el inversor con el cual deberá tener como principal característica la correcta sincronización con la red eléctrica. Estos sistemas tienen como fin reducir la demanda eléctrica y así disminuir el importe de la facturación por parte de la empresa distribuidora mediante el principio de medición neta, la energía que se registra en el medidor de la empresa distribuidora como generada es la energía que no fue consumida por las cargas y fue inyectada a la red (Gonzalez et al., 2018; Ramírez & Moroney, 2017).

2.2.5.8.3. Instalaciones híbridas

Es aquella instalación en donde se presentan dos, o más tipos de fuentes de generación de energía, por ejemplo un sistema fotovoltaico puede ser complementado

con otra fuente de sistema alternativo cuando los factores climatológicos no sean favorables (Juarez, 2018).

Figura 21: Sistema híbrido



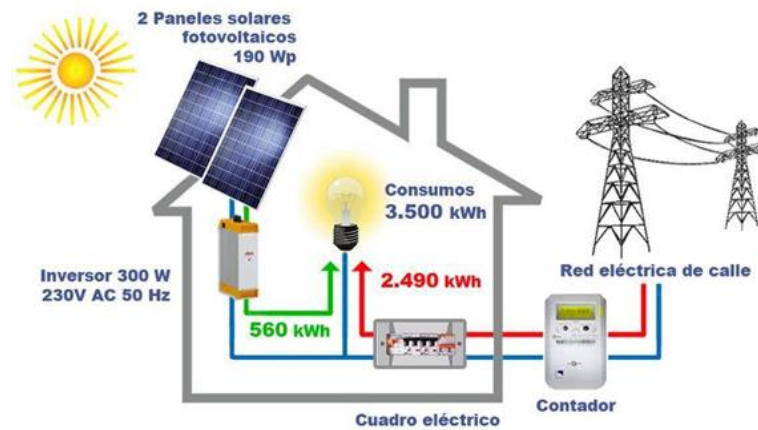
Fuente: Cumbrepueblos (2022)

2.2.6. Sistemas fotovoltaicos interconectados con la red On-Grid

Estos sistemas fotovoltaicos en su mayoría pueden inyectar energía directamente a la red pública cuando se cuenta con una buena captación de energía solar, estos sistemas producen energía durante el día, y algunos sistemas producen mayor energía de la que consumen la cual abastece a la demanda interna y externa especialmente en los meses o estaciones donde se tiene buena radicación solar (Ministerio de Energía de Chile, 2019).

La energía excedente de estos sistemas puede ser vendidos a las entidades que proveen energía pública. o simplemente para tener mejor estabilidad en el servicio de energía eléctrica. Además, estos sistemas sean pequeños o grandes plantas de energía tiene en la actualidad mejor aceptación y compromiso medioambiental (Garcia, 2018) y (Rámirez & Moroney, 2017).

Figura 22: Sistema conectado a red



Fuente: INTEC (2018)

2.2.6.1. Componentes de un SFV On-Grid

Según Herrera (2018), el correcto dimensionamiento de los componentes en un sistema fotovoltaico es importante para la adecuada generación de energía eléctrica que se consume y es inyectada a la red, dichos componentes son:

- Paneles solares
- Inversor
- Medidor Bidireccional.
- Sistemas de protección en AC y CC

2.2.6.2. Beneficios potenciales de los SFV On-Grid

Según Herrera (2018), los sistemas fotovoltaicos conectados a la red pueden traer beneficios considerables a los sistemas de distribución, dependiendo de las condiciones de operación de la red de distribución, así como la ubicación de estos dentro de la misma. Estos beneficios son:

- Suavizado de demanda máxima.
- Alivio térmico de equipos de distribución.

- Reducción de pérdidas de transmisión y distribución.
- Soporte de tensión en alimentadores de distribución.

2.2.6.3. Dimensionamiento de equipos

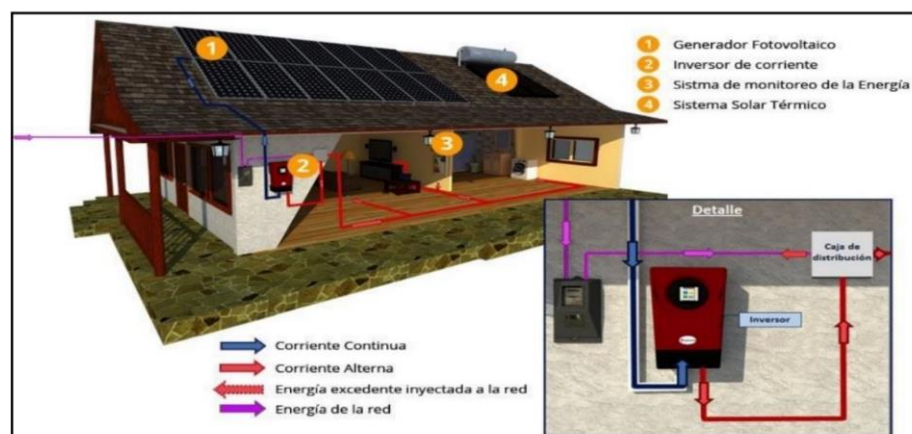
Padrón & Vara (2019), indican que los pasos básicos para dimensionar un sistema fotovoltaico conectado a red son:

- Determinar la potencia instalada
- Determinación de la irradiancia solar del área.
- Determinar el número de paneles solares y su conexión
- Calcular la potencia de inversor
- Dimensionamiento de los conductores eléctricos

2.2.6.4. Funcionamiento de los SFV On-Grid

A continuación, se muestra un diagrama que describe la captación de energía solar a través de su transformación, su inyección al sistema eléctrico y a un hogar.

Figura 23: Esquema de funcionamiento de energía solar fotovoltaica



Fuente: Pino (2016).

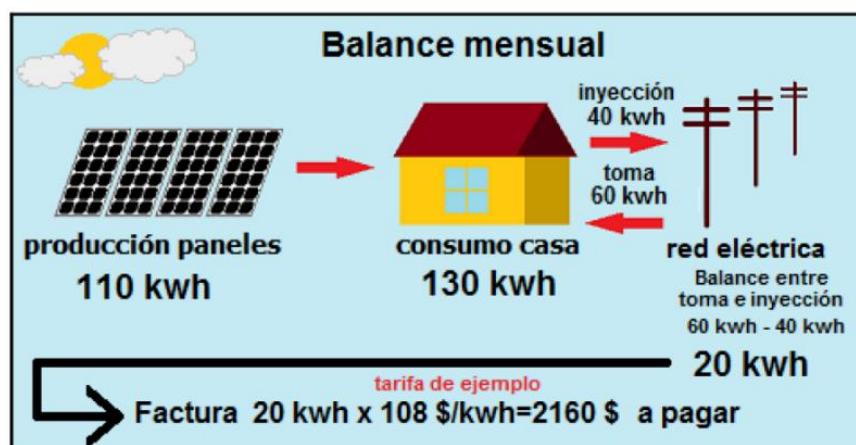
El principio de este proceso es la obtención de la energía solar por medio de las células fotovoltaicas que se encuentran en el tejado de la casa.

Una vez la energía captada por estas celdas, mediante la unión con un cableado especial, generan electricidad. Sin embargo, esta corriente es de tipo continua y solo podría ser utilizada en el alumbrado de una vivienda. Para poder utilizar esta corriente en aparatos u otros usos, es necesario utilizar un inversor que convierta la corriente continua en corriente alterna, lo cual es necesario para el funcionamiento de aparatos eléctricos de mayor potencia, luego, la corriente convertida se envía a través del cableado a un tablero de distribución, que envía la corriente al medidor eléctrico conectado a la casa.

El último accesorio importante para una instalación de un sistema de producción fotovoltaica conectado a la red es un contador bidireccional que permite al usuario interconectar la energía convencional con la que genera. Además, sirve para tener una medida precisa de la energía que se produce por el uso de la energía solar.

Finalmente, la energía llega a otros hogares para ser utilizada en luminarias y/o electrodomésticos (Pino, 2016).

Figura 24: Ejemplo de balance mensual



Fuente: Pino (2016)



2.2.6.5. Diseño de los SFV On-Grid

El diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red tiene condiciones de contorno establecidas y la energía a producir será un resultado de estas cubriendo total o parcialmente las necesidades energéticas de las cargas ayudando en parte a reducir la cantidad de energía a comprar al concesionario (Facultad de Ingeniería Universidad de Concepción, 2017).

El procedimiento de diseño que se debe seguir se describe a continuación:

- Inspección del sitio de instalación
- Selección de paneles fotovoltaicos
- Selección del inversor y configuración del generador fotovoltaico
- Especificación de conductores y protecciones
- Determinación de la demanda a proveer
- Determinación de la disponibilidad del recurso solar

2.2.6.6. Problemas en los SFV On-Grid

La inserción de Sistemas Fotovoltaicos On-Grid al sistema eléctrico principal modifica los parámetros ya establecidos y modelados para los procedimientos de operación y mantenimiento de la red convencional. En momentos de baja carga y alta generación, puede ocurrir la aparición de un flujo inverso de energía producido por la inserción de generación cerca de la región de carga. Se debe considerar el posible aumento en la dificultad de controlar la frecuencia y voltaje de la red producidos por nuevos generadores que no son despachados por operadores en la región de carga.

Las perturbaciones son una serie de fenómenos que afectan la calidad de la electricidad, que van desde problemas en la continuidad del suministro; niveles de voltaje;



oscilaciones de voltaje y frecuencia y distorsiones armónicas en voltaje y corriente (Barateli, 2021).

2.2.7. Estudio de armónicos

2.2.7.1. Calidad de energía

El concepto de calidad de la energía se basa en los fenómenos electromagnéticos que afectan a la forma de onda de las señales de tensión y corriente suministrada por el operador de la red (Moreno & Pabón, 2021).

Según Sarmiento (2018), existen dos formas de identificar el origen de un problema por calidad de energía.

- **Internas y externas**

Interna cuando la fuente proviene del usuario por sistema de autoabastecimiento externa por la empresa suministradora, a la que el objetivo será imponer responsabilidades.

- **Naturaleza de las perturbaciones**

En segundo lugar, puede darse por la naturaleza de las perturbaciones, entre estos fenómenos puede encontrarse, variaciones de voltaje, conexión y desconexión de carga, falla del sistema, carga no lineal, es dar una solución adecuada.

2.2.7.2. Mecanismos de medición de la calidad de energía eléctrica

La forma más apropiada y sencilla para determinar algunos inconvenientes en la calidad de energía suelen ser: las luces que titila, intermitencia en el fluido eléctrico, interruptores o mecanismos de control que se bloquean intempestivamente. La evaluación de la energía es importante para mantener una determinada calidad, para evitar fenómenos

no deseados que podrían afectar a los equipos directa o indirectamente se debe instalar un analizador de redes que es capaz de detectar todos los fenómenos no deseados (Lemus, 2018).

2.2.7.3. Disturbios que alteran la calidad de energía

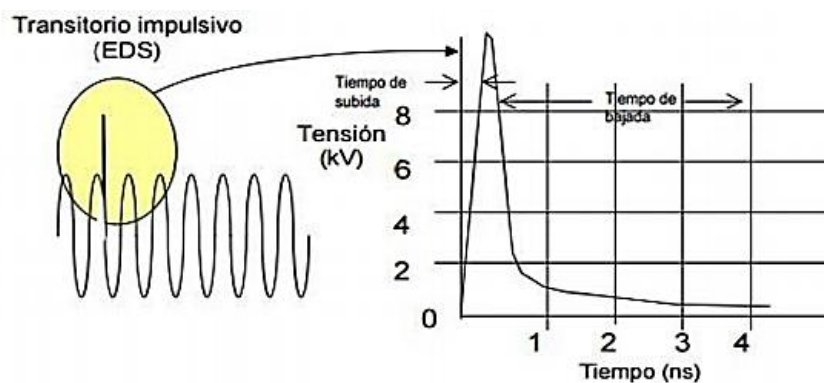
Locón (2020), indica que la manera más usual para explicar la calidad de energía es en términos de voltaje y frecuencia en donde cualquier desviación es considerado como disturbio. Los comportamientos que incitan a los disturbios incluyen transientes, variaciones de voltaje, parpadeos y resonancia.

2.2.7.3.1. Fenómenos electromagnéticos

a. Transitorio impulsivo.

Según (Gonzales, 2019; Sarmiento, 2018), los fenómenos transitorios impulsivos son eventos muy rápidos de corta duración, estos fenómenos tienen un tiempo de ascenso de (1 a 10 μsec) y son instantáneos cresta alta.

Figura 25: Fenómeno transitorio impulsivo

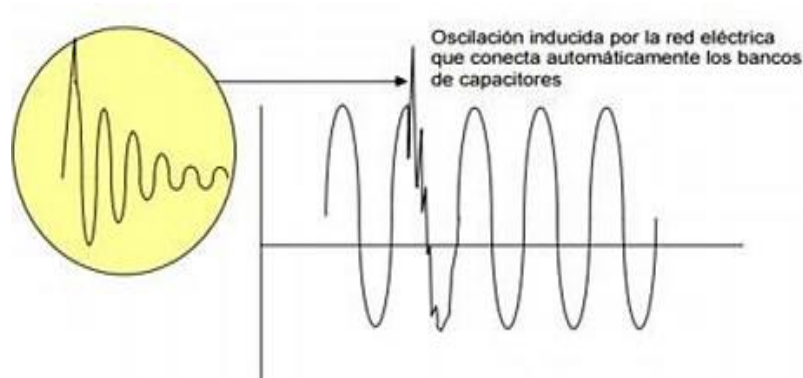


Fuente: Bethelca (2017)

b. Transitorios oscilatorios

Según Gonzales (2019), son aquellos fenómenos ocasionados por la desconexión de cargas masivas y por la inserción de banco de capacitores, suelen ser instantáneos y varían desde un estado estable hasta un pico máximo de tensión.

Figura 26: *Fenómeno transitorio oscilatorio*



Fuente: Bethelca (2017)

c. Variaciones de tensión de corta duración

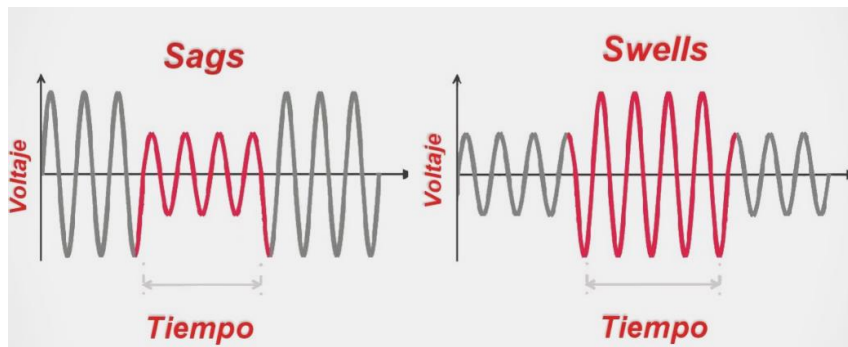
- **SAG**

Las depresiones (SAG O DIP), también llamadas valles o huecos consisten en una reducción entre 0.1 y 0.9 p.u. en el valor R.M.S. de la tensión o corriente con una duración de 0.5 ciclo a un minuto (Sarmiento, 2018).

- **SWELL**

Se trata de un aumento instantáneo del valor de la tensión de 1.1 a 1.8 en pu, en valores RMS, en cualquiera de las fases de una instalación. La duración del SWELL puede ser de 0.5 ciclos hasta 1 minuto inclusive (Gonzales, 2019).

Figura 27: Gráfica de ondas Sag y Swell



Fuente: Eproteca (2022)

d. Variaciones de tensión de larga duración

Son aquellas desviaciones del valor R.M.S. de la tensión que ocurre con una duración superior a un minuto (Sarmiento, 2018).

e. Interrupciones

La interrupción ocurre cuando el voltaje o la carga cae por debajo de 0.1 pu por un tiempo no mayor a un minuto. Las interrupciones se caracterizan por su duración ya que la amplitud de la tensión es siempre inferior al 10% de su nominal. (Sarmiento, 2018).

f. Desequilibrio de tensiones

El desequilibrio de tensiones hace que el valor nominal de tensiones de línea varíe en hasta un 2.5% y los ángulos entre fases en un carga trifásica sean de $120^\circ \pm 5^\circ$ (Sarmiento, 2018).

g. Fluctuaciones de tensión

Las fluctuaciones de voltaje son variaciones periódicas en la amplitud de frecuencia en la red eléctrica. Su duración varía desde unos varios milisegundos hasta 10 segundos con una amplitud que no supera el 10% de la nominal. (Crespo, 2018).



h. Variaciones de frecuencia

Este es un cambio en la estabilidad de la señal sinusoidal proporcionada por la red que puede producirse debido a la interconexión de los centros generadores de energía. Impiden el correcto funcionamiento de numerosos equipos dotados de sincronismos en función de la frecuencia de la red, en particular cuando las variaciones de frecuencia son bruscas. (Crespo, 2018)

2.2.7.3.2. Distorsión de forma de onda

Según Sarmiento (2018), la distorsión de forma de onda cuenta con cinco formas primarias, los cuales se caracterizan por el contenido espectral de la desviación de la forma de onda de la tensión o la corriente.

- Corrientes DC
- Armónicos
- Inter armónicos
- Hendiduras
- Ruido

a. Ondas senoidales

Básicamente tienen el comportamiento relacionado con una función sinusoidal, con un movimiento ondulatorio similar al triangular y son ondas que tienen un cambio de dirección más suave cuando alcanzan los puntos máximo y mínimo (Alves, 2020).

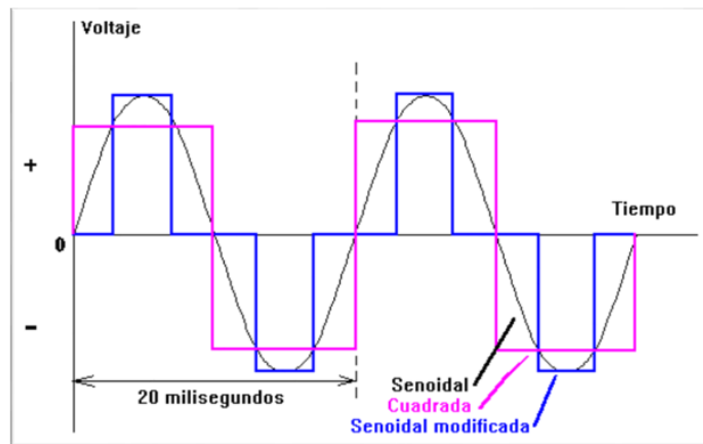
- **Onda senoidal pura**

Su capacidad de sobretensión es alta lo cual permite el uso de equipos electrónicos muy sensibles (Proyecto-EnDev/GIZ, 2013).

- **Onda senoidal modificada**

Recomendables para uso de equipos domésticos, por lo que puede maniobrar grandes sobre tensiones, el inconveniente es que producen ruido eléctrico (Proyecto-EnDev/GIZ, 2013).

Figura 28: *Tipos de frecuencia*



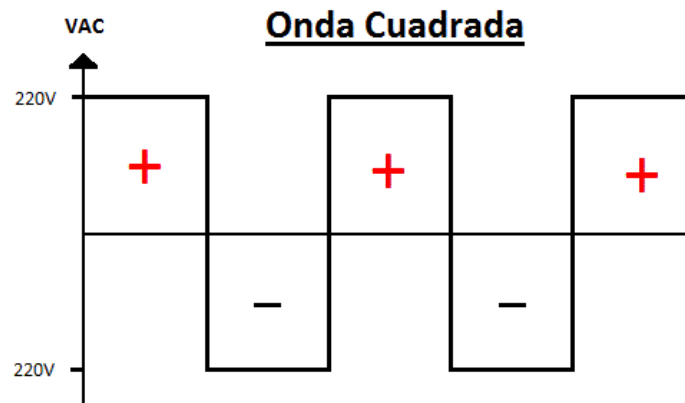
Fuente: Juárez (2018).

b. Ondas no senoidales

- **Ondas cuadradas y rectangulares**

Se denominan así porque tienen crestas (puntos pico de la ola) y valles (puntos mínimos) más alargado con respecto al tiempo (eje horizontal del osciloscopio). El término alargado se refiere a los valores de tensión de las crestas y valles que se presentan de manera constante durante un período de tiempo (Alves, 2020).

Figura 29: Gráfica de onda cuadrada

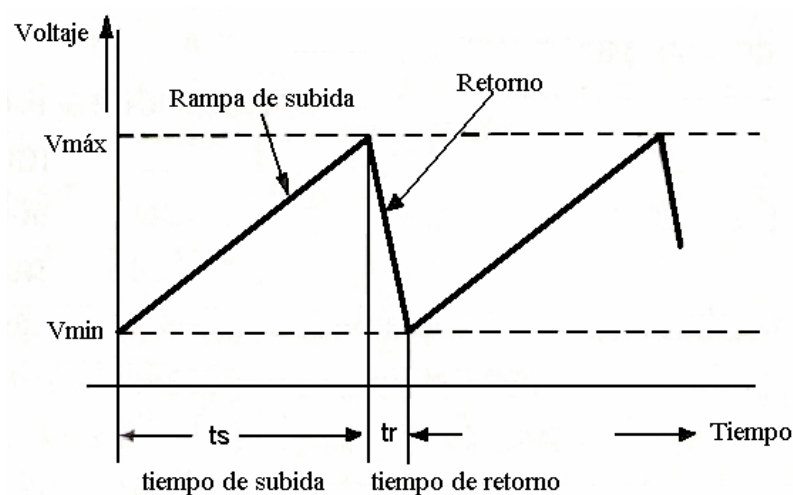


Fuente: Himelco (2021)

- **Ondas triangulares y en diente de sierra**

Las ondas triangulares se distinguen por presentar características lineales como cuadráticas, pero con un cambio más gradual, pasando de la cresta al valle con una línea diagonal y que cuando alcanzan los puntos máximo o mínimo, cambian de dirección instantáneamente. Cuando estas ondas se posicionan correctamente, presentan triángulos a lo largo del eje horizontal (Alves, 2022).

Figura 30: Gráfica de onda triangular



Fuente: Yapur (2017)



c. Formas primarias de distorsión de la forma de onda

Son las que afectan al comportamiento de la onda sinusoidal de la tensión y corriente, ocasionándoles una desviación de forma estable, estas formas de onda se pueden descomponer con el análisis de Fourier (Crespo, 2018).

- **Corriente DC**

El desplazamiento o componente DC indica la presencia de una tensión o corriente DC en un sistema de Corriente Alterna, en particular menos del 0,1% del valor nominal. (Crespo, 2018).

- **Armónicos**

Los armónicos son distorsiones de ondas sinusoidales de voltaje y de corriente, cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia de suministro fundamental. (Crespo, 2018).

- **Inter armónicos**

Los interarmónicos son tensiones o corrientes que se componen con frecuencias que no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental del sistema. (Crespo, 2018).

- **Muecas (Notching)**

Las Muecas se definen como perturbaciones periódicas que se da en la forma de onda de tensión, estas ocurren cuando la corriente es conmutada de una fase a otra y los equipos de medición utilizados para analizar los armónicos no las registran con facilidad (Sarmiento, 2018).



- **Ruido**

El ruido (también llamado interferencia electromagnética, o EMI) es una señal eléctrica indeseable con un contenido espectral inferior a los 200 kHz superpuesto a la tensión o a la corriente del sistema en los conductores neutros o líneas de señales (Sarmiento, 2018).

2.2.8. Armónicos en sistemas eléctricos de distribución

2.2.8.1. Conceptos generales

2.2.8.1.1. Energía eléctrica

Según Gonzales (2019), es el producto que se genera usualmente en lugares alejados del consumidor, el cual se transporta por medio de redes eléctricas distribución pasando por distintitos sistemas de transformación, la energía eléctrica se compone por cuatro magnitudes elementales y su grado de pureza se mide mediante los siguientes parámetros eléctricos:

- Frecuencia
- Simetría
- Amplitud
- Forma de Onda

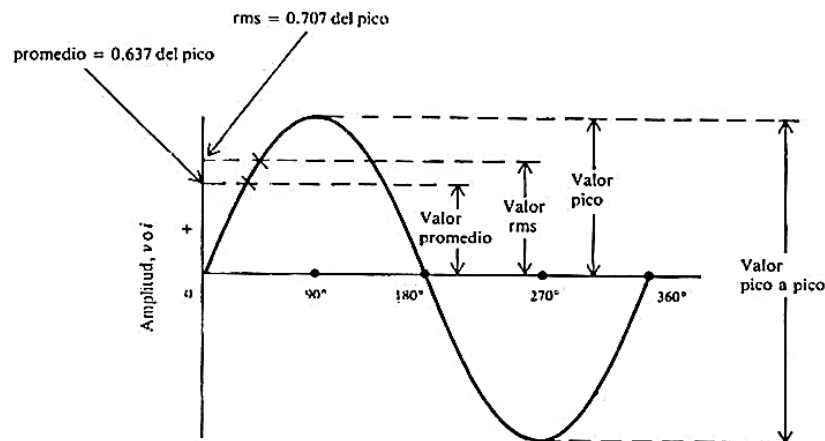
2.2.8.1.2. Red eléctrica ideal

Una red se compone de tres conductores de fase R, S y T, y de un conductor neutro N, este es ideal cuando está perfectamente equilibrado, es decir cuando cumple lo siguiente.

a. Valores característicos de voltaje y corriente

Los valores característicos de una onda de voltaje o corriente alterna a lo largo de un ciclo como se observa en la figura 31 son los valores pico, promedios o raíz cuadrada media (RMS) (García, 2020).

Figura 31: Valores de la amplitud de una onda de CA sinusoidal



Fuente: Sapiensman (2019)

El valor pico es el valor máximo VM o IM, se aplica tanto al pico positivo como al negativo, mientras que el valor promedio es el promedio aritmético de todos los valores de una onda senoidal durante medio ciclo.

$$\text{Valor Promedio} = 0.637 * \text{Valor Pico} \quad (6)$$

Una manera de calcular la raíz cuadrada media (rms) o valor efectivo es considerando 0.707 veces el valor pico.

$$\text{Valor rms} = 0.707 * \text{Valor Pico} \quad (7)$$

Media cuadrática (RMS), es una medición del valor calorífico de una forma de onda periódica cuando esta forma de onda periódica conduce una carga resistiva, esta se expresa como:



$$V_{ef} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} v^2(t) dt} \quad (8)$$

Y de corriente donde son las muestras de señales de corriente

$$I_{ef} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} i^2(t) dt} \quad (9)$$

Donde:

V y I: voltaje y corriente eficaz o RMS

T: periodo

b. Diferencia de potencial

La unidad de medida de la diferencia de potencial es el voltaje, esta diferencia se da entre dos puntos cuando dos cargas no son iguales generándose así un campo eléctrico.

Para calcular el voltaje en CA se basa en la siguiente ecuación. (García, 2020)

$$v(t) = \sqrt{2} * V * \cos \omega t \quad (10)$$

Donde:

V: valor RMS (valor eficaz) del voltaje suministrado a la carga.

t: tiempo

ωt : es la velocidad angular.

- **Caída de tensión**

Según Huamán (2020), la caída de tensión es el valor medido que se da al final del circuito entre la carga y fuente suministradora de energía, el cual presenta una disminución de la magnitud si se compara con el valor de inicial del circuito.

Formula de caída de Tensión para corriente continua y monofásica.

$$\Delta V = \frac{2 * I * \rho * L}{S} \quad (11)$$

Donde:

S: Sección del conductor (mm²)

I: Intensidad de corriente (A)

V: Caída de tensión (V)

L: Longitud del conductor (m).

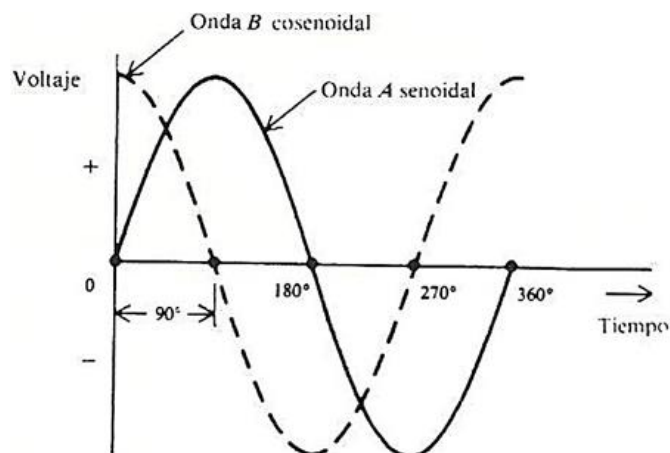
P: Resistividad del material equivalente a 1/K.

K: Conductibilidad eléctrica.

c. Relación de fase

Se da cuando una de las fases se encuentra en adelanto o atraso respecto a la otra con diferencia angular.

Figura 32: Forma de onda



Fuente: García (2022)

2.2.8.1.3. Cargas

Las cargas simbolizan el equipo utilizado por los usuarios. En estudios de flujo de potencia, todo lo que se necesita es la potencia suministrada a la carga. Mientras que, en



estudios de armónicos, se incluye la generación de armónicos por cargas no lineales. (Genovez & Ureña, 2018).

a. Tipos de cargas

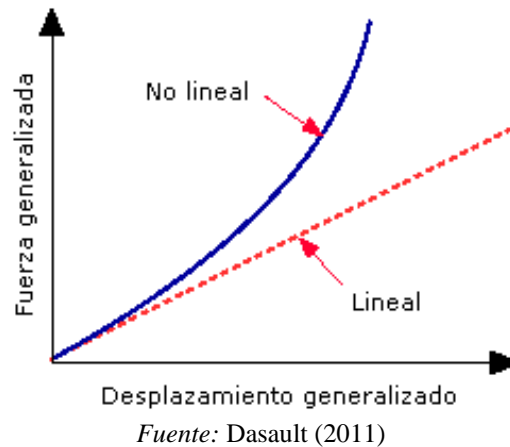
- **Carga lineal**

Las cargas lineales en términos simples se definen como carga eléctrica que cuando se aplica un voltaje sinusoidal, también resulta una corriente sinusoidal, que a su vez se compone en cargas resistivas, cargas inductivas puras, cargas capacitivas puras. Además, esta corriente no tiene contenido armónico. El comportamiento de la impedancias de este tipo de cargas es de manera constante sin sufrir ningún tipo de cambio (Crespo, 2018; Gonzales, 2019; Moreno & Pabón, 2021).

- **Carga no lineal**

Una carga es no lineal cuando la corriente no tiene la misma forma de onda que el voltaje que la alimenta, además que su impedancia cambia cuando se aplica este voltaje, lo que provoca este tipo de cargas es que la onda de corriente para este circuito no es sinusoidal, esto hace que esta señal no coincida con la forma de onda de voltaje. Esta corriente no senoidal contiene componentes armónicos que junto con la impedancia del sistema crean distorsión de voltaje que pueden afectar los equipos del sistema de distribución y las cargas conectadas. (Crespo, 2018; Gonzales, 2019; Moreno & Pabón, 2021).

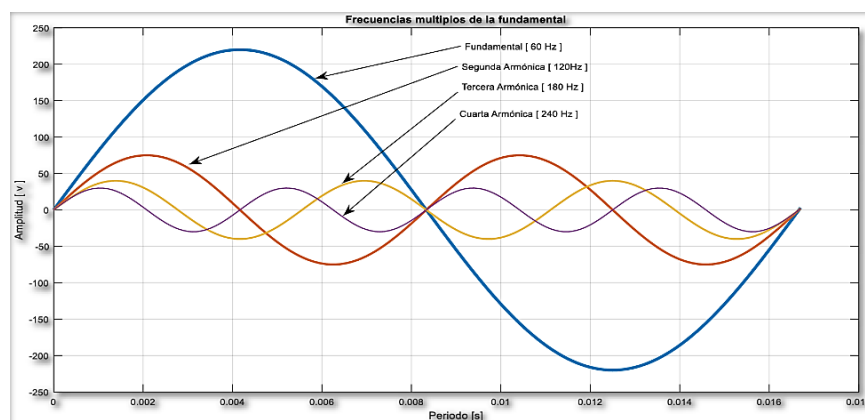
Figura 33: Curva de comportamiento de una carga lineal y no lineal



2.2.8.2. Armónicos

Es la distorsión de la forma de onda de tensión o corriente debido a otras señales senoidales en superposición en un sistema eléctrico, esta distorsión generalmente se da por parte de las cargas no lineales, debido a que éstas requieren una frecuencia distinta a la fundamental para su funcionamiento. También se pueden dar funciones que no son múltiplos de 60Hz, estas son conocidas como interarmónicos. En la mayoría de los casos los armónicos son un disturbio en estado estable, por lo que no se deben confundir con fenómenos transitorios (Carrasquilla, 2017; Gonzalez et al., 2018; Locón, 2020).

Figura 34: Representación de orden de las armónicas pares e impares de tensión

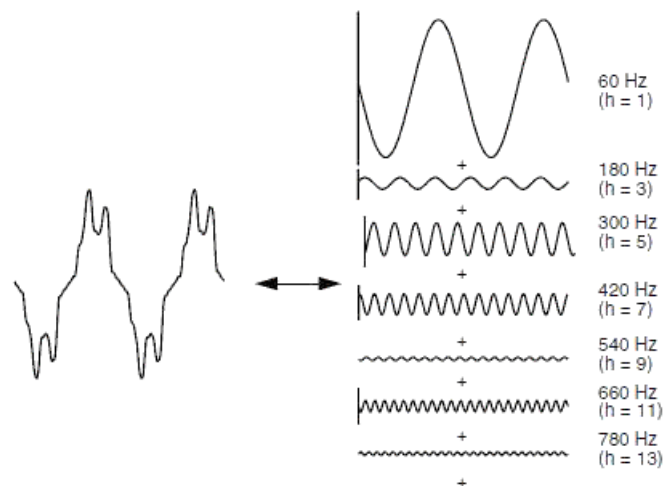


En los sistemas eléctricos, los armónicos representan las componentes sinusoidales que conforman una señal de corriente o tensión, Las señales periódicas bajo

ciertas consideraciones, pueden ser representadas por la sumatoria de sus componentes sinusoidales (Malvaceda & Palián, 2019).

En la Figura 35 se observa una señal con frecuencia fundamental de 60 Hz dividida en sus componentes sinusoidales.

Figura 35: Representación en serie de fourier de una forma de onda distorsionada



Fuente: Crushtymks (2019).

Aunque los efectos que provocan los armónicos en las instalaciones eléctricas pueden ser despreciables, son capaces de causar problemas a otros usuarios conectados a la misma red (Carrasquilla, 2017).

2.2.8.2.1. Filosofía de los armónicos

El estudio de los armónicos se dan dentro de los sistemas eléctricos en función al dominio del tiempo y de la frecuencia, para el análisis debe considerarse los objetivos de estudio y la dificultad de operación de los equipos que generan armónicos (Carrasquilla, 2017).



a. Análisis del dominio del tiempo

La representación matemática del dominio del tiempo es mediante ecuaciones diferenciales, observando el comportamiento dinámico. Generalmente este tipo de ecuaciones es no lineal, por lo tanto, se requiere los métodos numéricos con la transformada de Fourier para su mejor análisis (Genovez & Ureña, 2018).

b. Análisis en el dominio de la frecuencia

Para este tipo se requiere de dos formas de modelo, el primero de acuerdo a la frecuencia fundamental con el que calculas corrientes y flujo de potencia del sistema eléctrico. El segundo modelo es respecto a la frecuencia armónica para el análisis de corrientes armónicas (Genovez & Ureña, 2018).

2.2.8.2.2. Origen de los armónicos.

La presencia de corrientes distorsionadas a través de las líneas, ocasionan principalmente la aparición de tensiones no senoidales, cuando estas corrientes se dan con mayor magnitud las tensiones en los nodos del circuito pueden ser más distorsionadas y estas pueden ocasionar caídas de tensión deformadas y problemas agudos (Carrasquilla, 2017).

2.2.8.2.3. Distorsión armónica

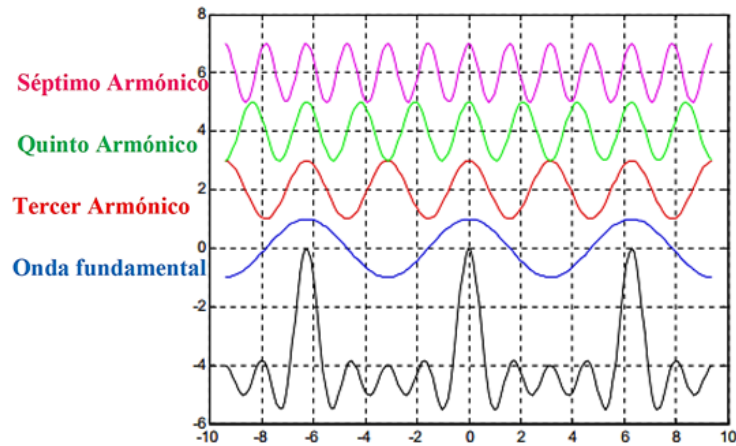
a. Indicadores esenciales de la distorsión armónica

Una forma de onda de tensión y corriente con presencia de distorsión armónica se evalúa mediante indicadores que permiten ponderar , evaluar y determinar las medidas correctivas que se requiere (Genovez & Ureña, 2018; Moya & Yugcha, 2020).

Los indicadores de distorsión Armónica son:

- Factor de potencia.
- Factor de cresta.
- Potencia de distorsión.

Figura 36: *Formas de ondulaciones armónicas*



Fuente: Veintimilla (2017).

- **Factor de potencia**

El factor de potencia es la relación existente entre la potencia aparente y la potencia activa, tratando siempre de que la potencia activa se acerque lo más posible a la potencia aparente. Este valor va de 0 a 1, tal que si se tiene un mayor próximo a la unidad conduce a un uso mejor de la corriente eléctrica, Es decir: a mayor potencia activa y menor potencia reactiva (García, 2020).

$$\cos\phi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}} \quad (12)$$

Donde:

P: potencia activa

S: potencia aparente

Q: potencia reactiva



- **Factor de cresta**

Para cálculo es la división entre el valor máximo de tensión o corriente entre el valor eficaz e las mismas.

$$K = \frac{I_m}{I_{rms}} \quad o \quad K = \frac{V_m}{V_{rms}} \quad (13)$$

Donde:

K: factor de cresta

I_m : corriente máx.

I_{rms} : corriente eficaz rms

V_{rms} : voltaje eficaz

En señales senoidales perfectas puede ser igual a $\sqrt{2}$, pero en realidad sirve para observar si hay señales muy elevadas en referencia al valor de tensión o corriente eficaz (Rodríguez, 2021).

- **Potencia de distorsión**

La potencia de distorsión es la potencia real de un sistema eléctrico, está es producida por la existencia de armónicos en las redes eléctricas (Gonzales, 2019).

$$S = V_{rms} * I_{rms} \quad (14)$$

$$S^2 = \sum_{h=1}^{\infty} V_h * I_h * \cos \phi_h \quad (15)$$

Donde:

I_h : Corriente armónica

R_h : Tensión armónica

S : Potencia de Distorsión

2.2.8.2.4. Distorsión armónica total

Es conocida como la deformación que sufre una onda senoidal cuando se alimenta una carga no lineal, para evaluar el grado de contaminación de una forma de onda se emplea el factor de distorsión armónica total, este se calcula entre la relación del contenido armónico de la señal y la señal fundamental. La THD también viene a ser la suma de los armónicos individuales presentes en la señal (Crespo, 2018).

a. Distorsión armónica total de tensión

Es producida por la circulación de corriente armónica por la red eléctrica lo que ocasiona que las ondas de tensión sufra una distorsión respecto a la onda portadora o estándar, generalmente estos valores se rigen de acuerdo a la norma IEC 61000-4-30 (Genovez & Ureña, 2018; Moreno & Pabón, 2021).

Los armónicos de tensión THD_v se definen por la siguiente ecuación:

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h=50} [V_h]^2}}{V_1} * 100\% \quad (16)$$

Dónde:

THD_v: distorsión armónica total de tensión (%).

V_h: componente armónica de tensión de orden h.

V₁: componente fundamental de tensión.

b. Distorsión armónica total corriente

La THD_i es generada por cargas no lineales, la cual nos indica la cantidad total de armónicos presentes en la señal de onda de corriente, sus valores se expresan en porcentaje (Genovez & Ureña, 2018; Moreno & Pabón, 2021).

Los armónicos de corriente THD_i se definen por la siguiente ecuación:



$$THDi = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h=50} [I_h]^2}}{I_1} * 100\% \quad (17)$$

Dónde:

THDi: distorsión armónica total de la corriente (%).

I_h: componente armónica de corriente de orden h.

I₁: componente fundamental de corriente.

2.2.8.2.5. Distorsión armónica individual

Según Genovez & Ureña (2018), la distorsión armónica individual se clasifica en:

a. Distorsión Armónica Individual de Corriente (IHD)

El IHD es la relación entre el valor rms del armónico individual de corriente y el valor rms de la corriente fundamental. (Genovez & Ureña, 2018).

$$IHD_k = \frac{I_k}{I_1} \quad (18)$$

Dónde:

K : Orden Armónico.

I₁ : Valor eficaz de la onda fundamental de corriente.

I_k : Valor eficaz del armónico k.

b. Distorsión Armónica Individual de Tensión (VHD)

La IHD es relación entre el valor rms del armónico individual de tensión y el valor rms de la tensión fundamental:

$$VHD_k = \frac{V_k}{V_1} \quad (19)$$

Dónde:

K : Orden Armónico.

V1: Valor eficaz de la onda fundamental de tensión.

V_k: Valor eficaz del armónico k.

2.2.8.2.6. Parámetros de los armónicos

Los parámetros eléctricos de los armónicos se clasifican del siguiente modo, orden, frecuencia y secuencia de armónicos, que determinan la función de los armónicos correspondientes en los sistemas eléctricos.

Tabla 1: Representación de la secuencia de los armónicos

Parámetros de los Armónicos										
Orden de Armónico (h)	F	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Frecuencia	60	120	180	240	300	360	420	480	540	600
Secuencia	+	-	0	+	-	0	+	-	0	+

Elaborado por el equipo de trabajo

a. Orden

El orden del armónico es un número entero múltiplo de la frecuencia a la que está operando el sistema, este puede tener valores pares e impares. Conforme mayor sea el orden, la magnitud de los armónicos disminuye y mientras más próximos se encuentren a la frecuencia fundamental producen mayor efecto al sistema eléctrico (Gonzales, 2019; Locón, 2020).

b. Frecuencia

La frecuencia es el resultado del producto entre la frecuencia fundamental y el número de orden, A continuación, se muestran algunos ejemplos:

$$- \quad 2da \text{ Armonica } 2 \times 60Hz = 120 \text{ Hz}$$



- *3ra Armonica* $3 \times 60 \text{ Hz} = 180 \text{ Hz}$
- *4ta Armonica* $4 \times 60 \text{ Hz} = 240 \text{ Hz}$
- *5ta Armonica* $5 \times 60 \text{ Hz} = 300 \text{ Hz}$

Se debe tener en cuenta que los armónicos de orden impar son los más perjudiciales mientras que los armónicos de orden par solo aparecen cuando hay simetría en las fases y en la mayoría de los casos son casi despreciables (Gonzales, 2019).

c. Secuencia

La secuencia es el desfase que puede existir entre líneas a causa de la presencia de armónicos, esta secuencia se refiere al sentido de giro de los fasores con respecto a la fundamental. Un sistema balanceado con diferentes fases cuenta ángulos que forman 120° , pero cuando se cuenta con la presencia de armónicos en las redes estos ángulos varían provocando un desfase entre líneas, este desfase está determinado por signos positivos, negativos y secuencia cero (Gonzales, 2019) y (Carrasquilla, 2017).

2.2.8.2.7. Fuentes de los armónicos

Los armónicos pueden ser generados en la red eléctrica, las diferentes etapas del sistema eléctrico pueden generar perturbaciones, normalmente estas perturbaciones se producen a causa de equipos basados en electrónica de potencia, los cuales se vienen empleando con mayor frecuencia en sistema de generación distribuida mediante generadores no convencionales (Flores, 2021).

Algunas fuentes de generación de armónicos son:



a. Convertidores estáticos

Los convertidores estáticos constituyen la mayor cantidad de carga no lineal de un sistema, estos inyectan armónicos a la red según el trabajo realizado debido al número de pulsos generados (Flores, 2021).

- **Variadores de velocidad y de frecuencia ajustable**

Son una de las principales cargas no lineales implementadas en las plantas industriales, estos generan armónicos del orden $6n-1$, debido a su aplicación en el arranque y control de velocidad de los motores para reducir el consumo de energía (García, 2020; Proaño & Velasquez, 2010).

- **Compensadores estáticos**

Los reactores controlados por tiristores producen la distorsión armónica típica de los rectificadores de seis pulsos (Proaño & Velasquez, 2010).

b. Equipos electrónicos monofásicos

Los equipos electrodomésticos son cargas monofásicas que generan armónicos de tercer, quinto, séptimo, onceavo y quinceavo orden, estos producen niveles de distorsión armónica debido a que utilizan fuentes de energía de conmutación, algunos de estos equipos son: (Proaño & Velasquez, 2010).

- Computadoras y laptops
- Impresoras
- Televisores (LCD)



c. Equipos de iluminación

Según Genovez & Ureña (2018), los equipos de iluminación como las lámparas fluorescentes y led, son generadores de corrientes armónicas y ocasionan distorsiones de tensión, estas distorsiones se reflejan con mayor magnitud cuando se tiene una concentración masiva de estos equipos, la mayoría de estas se encuentran dentro del tercer orden armónico y en muchos casos su valor es superior al 100%.

d. Máquinas de arco eléctrico

- **Hornos de arco eléctrico**

Este tipo de equipos generan un espectro de armónicos con componentes pares, impares y componentes continuas, debido a que presentan un comportamiento no lineal, asimétrico e inestable (Locón, 2020).

- **Equipos de soldadura**

Los equipos de soldadura operan de diversas formas y con variables potencias, esto ocasiona que se produzcan grandes magnitudes de distorsión de la onda de corriente (Proaño & Velasquez, 2010).

- **Hornos de inducción**

Los hornos son fuentes considerables de armónicos, debido a que están compuestos de circuitos convertidores que generan espectros de corrientes armónicas (Genovez & Ureña, 2018).



e. Equipos de inducción

- **Transformadores**

Estos están diseñados para trabajar en redes de distribución con el fin de proveer energía eléctrica. Y son fuentes de distorsión armónica, cuando dejan de operar fuera de su región lineal, las cuales producen armónicos por la magnetización de su núcleo interno, histéresis y su saturación magnética, lo cual se refleja en cargas no lineales (Genovez & Ureña, 2018).

- **Motores**

Los motores debido a los cambios en la reluctancia magnética producida por los espacios en el estator y rotor genera corrientes armónicas que depende del diseño del motor, los motores también pueden generar Inter armónicos debido a los desalineamientos del motor y estator (Lemus, 2018).

- **Maquinas rotativas**

Las máquinas rotativas producen armónicos de menor magnitud que los transformadores. Estas máquinas generan distorsiones armónicas debido a devanados con ranuras e imperfecciones en los polos de las máquinas síncronas. (Genovez & Ureña, 2018).

f. Otros equipos

- **Controladores electrónicos**

Son dispositivos que dependerán de la cantidad de pulsos a la que trabajen, y estos emitirán armónicos de gran orden los cuales afectaran a la red eléctrica.

- **Equipos de telecomunicación**

Estos equipos producen distorsión armónica que se reflejan en la onda de corriente hasta un 26 % de su nivel de distorsión armónica (Proaño & Velasquez, 2010).

- **Aparatos electrodomésticos**

La mayoría de los equipos que se encuentran dentro de las zonas residenciales son dispositivos electrónicos los cuales generan armónicos que son perjudiciales y afectan a las redes de distribución (Genovez & Ureña, 2018).

Tabla 2: *Cargas lineales y no lineales en una instalación*

Nombre del Equipo	Característica de la aplicación
Lámparas Fluorescentes Compactas	No lineal
Lámparas Incandescentes	Lineal
Computadoras PC	No lineal
Laptop	No lineal
Televisión LCD	No lineal
Refrigerador	No lineal
Congelador	No lineal
Lavadora	No lineal
Secadora	Lineal
Cocina Eléctrica	Lineal
Horno Eléctrico	Lineal
Microondas	No lineal
Tostadora	Lineal
Cafetera	Lineal
Plancha	Lineal
Licuada	No lineal
Copiadora	No lineal
Impresora	No lineal
Aspiradora	No lineal
Hornos	No lineal

Fuente: Genovez & Ureña (2018).



2.2.8.2.8. Efectos de los armónicos

Las cargas no líneas o equipos compuestos por componentes electrodomésticos generan armónicos que producen efectos que son perjudiciales y destructibles en una instalación eléctrica, estos efectos producen aumento de la distorsión armónica, disminución del factor de potencia, caídas de tensiones, pérdidas, sobrecalentamiento y sobrecarga, todos estos efectos ocasionan que los equipos reduzcan su vida útil y tenga un mal funcionamiento. Los efectos perjudiciales dependen del tiempo de la carga instalada como son los efectos instantáneos y a largo plazo (Gonzales, 2019).

En particular los equipos que son afectador por los armónicos son los siguientes:

a. Máquinas de inducción

- **Transformadores**

Los armónicos pueden ser transferidos por la red, lo que ocasionan en los transformadores aumento de la temperatura en los bobinados, vibraciones y sobrecarga (Genovez & Ureña, 2018; Moreno & Pabón, 2021).

- **Maquinas rotativas**

En este tipo de máquinas los efectos que se producen son causados por el calentamiento interno de estos, provocando presencia de armónicos en la red eléctrica y así reduciéndose la vida útil de este tipo de máquinas. Los armónicas del tercer orden son los que se presentan con mayor distorsión es este tipo de máquinas (Genovez & Ureña, 2018; Veintimilla, 2017).



b. Convertidores estáticos

- **Controladores electrónicos**

Cuando se cuenta con presencia de armónicos en este tipo de equipos causan funcionamiento no predecible afectando en su operación, debido a que estos son muy sensibles a tensiones armónicas y cuando estos equipos son los causantes de los armónicos afectan a los controladores electrónicos, convertidores de potencia, controles de velocidad y fuentes de potencia (Carrasquilla, 2017; O'Reilly, 2020).

- **Convertidores de potencia (Inversores)**

Estos equipos generalmente ocasionan distorsiones armónicas al entrar en funcionamiento y convirtiendo la energía en CA para suministro eléctrico, estos depende de distintos tipos de voltaje para su control, si el suministro de energía se encuentra deformado, los convertidores no tendrán un correcto funcionamiento (Proaño & Velasquez, 2010).

c. Equipos de protección

Este equipo está dimensionado para operar con corrientes de carga efectivas sin distorsión armónica. Cuando hay presencia de armónicos en las redes eléctricas, hacen que estos dispositivos disparen en ausencia de falla o pueden evitar que el dispositivo dispare durante la falla (Genovez & Ureña, 2018).

d. Equipos de iluminación

- **Lampara Fluorescentes**

Estos tipos lámparas trabajan a alta frecuencia por lo que producen distorsiones que también son de alta frecuencia provocando calentamiento y armónicos del tercer orden (Ruggero Ríos & Sánchez Quintana, 2014).



- **Lampara Incandescente**

De acuerdo con Flores (2021), en este tipo de lámparas no se producen armónicos pero si ocasionan que se vean perjudicadas en su vida útil.

- **Lampara LED**

Según Pinargote & Castro (2018), los armónicos en este tipo de lámparas al ser una carga no lineal, es casi despreciable debido a su bajo consumo, por lo que el uso de estas lámparas es algo que beneficia a un sistema eléctrico.

e. Conductores eléctricos (Cables)

Según Genovez & Ureña (2018), la generación de distorsiones armónicas a través de conductores eléctricos se da causa del incremento del flujo de corriente que fluye por los conductores generándose el efecto piel, el efecto de proximidad y el incremento de valor eficaz de la corriente.

- **Conductor neutro**

Según Gonzáles (2019), las cargas no lineales son las que ocasionan armónicos y en sistemas monofásicos el retorno de la corriente por el cable neutro se incrementa su valor de corriente efectiva teniendo así sobre carga en este conductor. Lo que ocasiona presencia de armónicos.

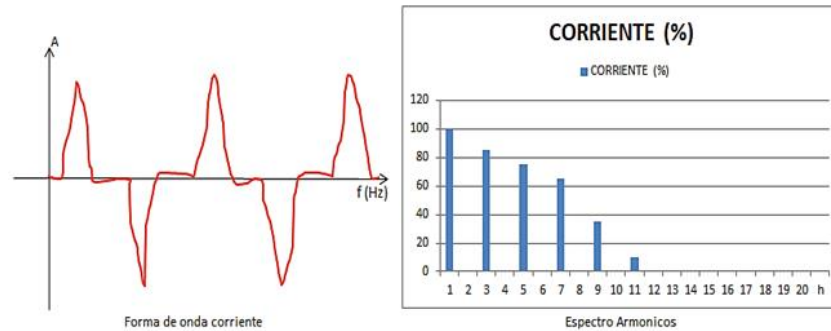
f. Equipos electrodomésticos

- **Computadoras PC Y Laptops**

Según Palomino & Mendoza (2019) y Concepción (2006), las computadoras son equipos con capacidad de generar armónicos debido a que están constituidos por componente electrónicos de tipo analógico y digital, estos armónicos pueden provocar la deformación de la onda de corriente y tensión, afectando a equipos que se encuentra conectados en el mismo circuito produciendo la reducción de su vida útil. Los armónicos

presentes son los de tercer y quinto orden con ausencia casi absoluta de los armónicos pares.

Figura 37: Onda de corriente y espectro de frecuencias en computadoras



Fuente: Palomino & Mendoza (2019).

- **Televisores LCD**

Son los sub armónicos y los armónicos fraccionales los que ocasionan efectos en los televisores, manifestándose en el tamaño de la imagen, brillo, la misma que se traduce en la reducción de la vida útil de estos (Alzamora, 1995; Concepción, 2006).

- **Impresora**

Este equipo como parte de la amplia gama de componentes electrónico es un generador de distorsión que emiten armónicos del orden tercero, quinto, séptimo, onceava y quinceava armónica, las cuales son perjudiciales para el sistema eléctrico (Proaño & Velasquez, 2010).

- **Teléfono celular con cargador**

Estos equipos a pesar de ser tan pequeños ocasionan armónicos más que una LFC debido a su versatilidad y a la gran cantidad de componentes electrónicos que lo componen (Jiménez, 2013).



g. Otros equipos

- **Condensadores (banco de capacitores)**

Según Genovez & Ureña (2018), los bancos de condensadores no producen armónicos, pero modifican la impedancia de la red y las frecuencias de resonancia, debido a que están compuestos por elementos capacitivos que presentan más de una frecuencia de resonancia. La presencia de armónicos en los bancos de condensadores ocasiona calentamiento y altos niveles de tensión.

- **Equipos de comunicación y telemando**

Ríos (2021), indica que si las líneas de telecomunicación se encuentran cerca de las líneas de energía eléctrica serán afectados por la contaminación armónica de estas, debido a que las corrientes armónicas generan un campo magnético, lo cual podría ocasionar modificación de los datos y pérdidas de información que estas líneas transportan.

- **Equipos de medición**

Según Proaño & Velasquez (2010), estos equipos pueden ser afectados por la distorsión armónica existente en las redes, lo que provocaría la operación errónea de estos dispositivos.

2.2.8.2.9. Elementos para el control de armónicos

Uno de los elementos de control de armónicos son los filtros que están compuestos por bobinas y condensadores, entre ellas tenemos los filtros pasivos que están conectados en derivación, la cual ofrece una baja impedancia, y los filtros activos que son más adaptables a las instalaciones creando una corriente para anular los armónicos presentes, y así restringir el paso de armónicos de una red a otra (Baena, 2022).



Flores (2021), indica que los sistemas eléctricos de potencia en su mayoría son afectados por los armónicos, por los cuales es necesario reducir las distorsiones generadas por estas para su control. Algunos beneficios que se dan al mitigar estos armónicos son:

- Mejora la confiabilidad y la seguridad del sistema.
- Reducir los costos de operación y mantenimiento.
- Mejora el factor de Potencia.
- Ahorro en pérdidas armónicas en los conductores.
- Evita el sobredimensionamiento de equipos

2.2.8.2.10. Fundamento matemático de los armónicos

a. Descripción matemática de los armónicos

García (2022), sostiene que Jean Baptiste Fourier formuló que una función no sinusoidal se expresa como la suma de funciones sinusoidales de frecuencias que son múltiples de la frecuencia fundamental. Una función sinusoidal de voltaje y corriente que es dependiente en el tiempo pueden ser representados por las siguientes ecuaciones:

$$V(t) = V \sin(\omega t) \quad (20)$$

$$I(t) = I \sin(\omega t \pm \emptyset) \quad (21)$$

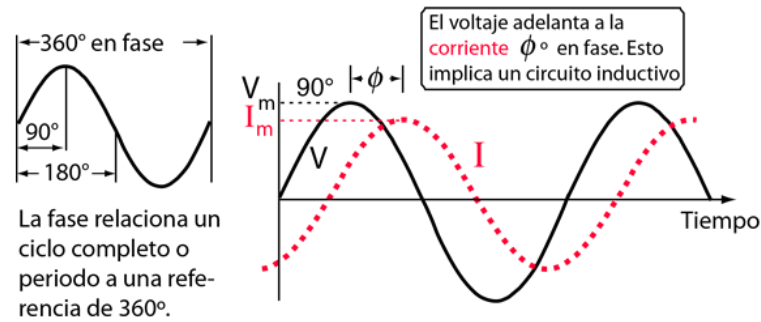
Donde:

V e I: es el voltaje y corriente en rms

$\omega t : 2\pi f$ es llamado como la velocidad angular de una forma de onda periódica

\emptyset : es la diferencia del ángulo de fase entre la forma de onda de voltaje y corriente.

Figura 38: Funciones sinusoidales de voltaje y corriente respecto al tiempo (t)



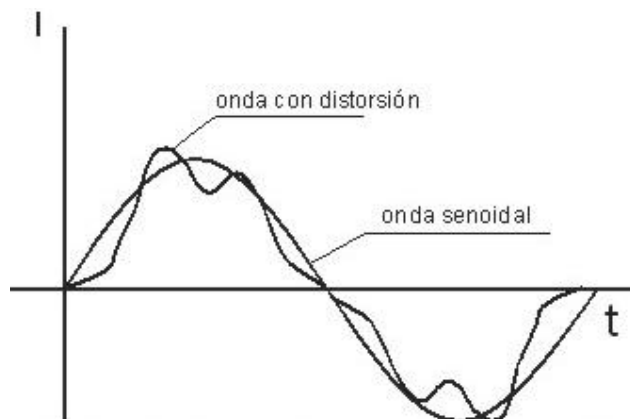
Fuente: Olmo y Nave (2017)

El signo del ángulo de fase ϕ es positivo si la corriente es superior que la tensión y negativo si la corriente se atrasa. La Figura 38 contiene formas de ondas de voltaje y corriente y que por definición son sinusoidal pura.

Cuando se tiene una onda no sinusoidal periódica que se muestra en la Figura 39, se utiliza la siguiente expresión de Fourier para su simplificación:

$$V(t) = V_0 + V_1 \text{Sen}(\omega t) + V_2 \text{Sen}(2\omega t) + V_3 \text{Sen}(3\omega t) + \dots + V_n \text{Sen}(n\omega t) + V_{n+1} \text{Sen}((n+1)\omega t) + \dots \quad (22)$$

Figura 39: Forma de onda no sinusoidal de la serie de Fourier



Fuente: Ruggero Ríos & Sánchez Quintana (2014)

La expresión de Fourier es una sucesión infinita. En esta ecuación, V_0 representa la constante o la forma de onda de CC. $V_1, V_2, V_3, \dots, V_n$ son los valores máximos de



términos sucesivos de la expresión, ωt como la velocidad angular de forma de onda periódica. Los términos se conocen como los armónicos de una forma de onda periódica.

La expresión de Fourier en la ecuación 23 ha sido simplificado para aclarar el concepto detrás de las componentes de armónico de frecuencia en función no lineal periódica. Para una onda de voltaje periódico con la frecuencia fundamental de $\omega = 2\pi f$,

$$V(t) = V_0 + \sum(a_k \cos K\omega t + b_k \sin K\omega t) \text{ (para } k = 1 \text{ a } \infty) \quad (23)$$

Donde a_k y b_k son los coeficientes de términos a componentes de armónico individual.

Bajo ciertas condiciones, los términos coseno y seno pueden desaparecer, dándonos una expresión más simple. Si la función es impar, con $f(-t) = f(t)$, entonces el término coseno desaparece. Para este análisis necesitamos usar una simple expresión involucrando únicamente seno. Si notamos que tenemos ambos términos seno y coseno afectan solamente el ángulo de desplazamiento de las componentes armónicas y la forma de una onda no lineal y no altera el principio detrás de la aplicación de la serie de Fourier. El coeficiente de los términos del armónico de una función $f(t)$ contenida en la ecuación 33 está determinado por:

$$a_k = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{+\pi} f(t) * \cos kt * dt, (k = 1, 2, 3, \dots, n) \quad (24)$$

$$b_k = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{+\pi} f(t) * \sin kt * dt, (k = 1, 2, 3, \dots, n) \quad (25)$$

Los coeficientes representan los valores picos de los términos de frecuencia armónico individual de la función periódica no lineal representada por $f(t)$.



b. Análisis de Fourier

La serie de Fourier es una expresión matemática que expresa los fenómenos físicos que ocurren en los sistemas lo que nos ayuda a determinar los términos sinusoidales de frecuencia que están relacionados armónicamente, siendo cada frecuencia de la serie un múltiplo de la frecuencia fundamental. Las redes eléctricas analizadas utilizando series de Fourier como una función no sinusoidal periódica deben satisfacer las condiciones de Dirichlet, que establecen que, en cada período, se debe tener un número finito de discontinuidades, máximos, mínimos y valores RMS. (Álvarez, 2018).

c. Series de Fourier y análisis de funciones periódicas

Gonzales (2019), considera que la serie de Fourier es la herramienta matemática que, gracias a un procedimiento, permite determinar las amplitudes y de cualquier función armónica como suma de funciones y sinusoidales, ya sea de la frecuencia fundamental, o múltiplos. Que son generados principalmente por algunos dispositivos de potencia.

$$f(t) = f(t + T), \quad \omega = \left(\frac{2\pi}{T}\right) = 2\pi f, \quad f(\omega t) = f(\omega t + 2\pi) \quad (26)$$

El teorema de Fourier es esa función trigonométrica compleja que representa cualquier función armónica y la descompone en otras más simples llamadas órdenes armónicos compuestas de órdenes pares e impares, consta de coeficientes armónicos y de componentes los armónicos pares representados por el componente de CC, son muy pequeños en comparación con los de orden impar. De ello se deduce que la función trigonométrica de Fourier es la descomposición de una función armónica en frecuencias que son enteros de la fundamental, además, esta descomposición nos permite comprender mejor los armónicos individuales, es también en cuenta que la componente continua a_0 es igual a 0.

Tabla 3: Representación matemática de la serie de Fourier

TEOREMA DE FOURIER		
$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} [a_n \cos(hwt) + b_n \text{sen}(hwt)]$		
Coeficientes	$a_0 = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) dt = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(wt) dwt$	Componente Continua
	$a_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cos(hwt) dt = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(wt) \cos(hwt) dwt$	Componente Armónica
	$b_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \text{sen}(hwt) dt = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(wt) \text{sen}(hwt) dwt$	

Fuente: Gonzáles (2019).

d. Transformada Discreta Fourier

La transformada discreta de Fourier es ampliamente utilizada en muchos temas relacionados con el procesamiento digital de señales analógicas. Cabe recordar que una señal analógica es continua en el tiempo que contiene información. Para procesar esta información con un procesador digital, se muestrea una de las señales cada segundo y, por lo tanto, se genera una señal digitalizada. Dado que las muestras se toman cada segundo, tiene muestras por segundo y es por ello que la frecuencia de muestreo es de Hz. Según Ríos (2021), la muestra consta de un total de valores, entonces el n-ésimo valor es:

$$x_n = f(nT_m), \quad n = 1, 2, \dots, N - 1 \quad (27)$$

La transformada discreta de Fourier convierte lo digital en el dominio del tiempo en un conjunto de valores discretos que representan el contenido de frecuencia.



En el caso de que se muestree el espectro en el dominio o la función en el dominio del tiempo , obtenemos un par de transformadas de Fourier de componentes discretas (Ríos, 2021).

2.2.8.2.11. Medición de armónicos

Existen una serie de normativas para desarrollar la medición de armónicos, pero las más principales son las normas IEC 61000-4 las cuales nos brindan pautas para el desarrollo de las mediciones e interpretación de los resultados para sistemas eléctricos con niveles de frecuencia de 50 y 60Hz (Góngora & Cano, 2018).

Según Genovez & Ureña (2018), existen equipos de medición y técnicas fundamentadas para evaluar los diversos efectos provocados en la red por los armónicos de corriente y tensión. Los propósitos de realizar mediciones de armónicos se detallan a continuación:

- Estimar la calidad de energía en los diferentes puntos de conexión del sistema eléctrico.
- Diagnosticar si los niveles de armónicos son aceptables en comparación con normas y regulaciones.

a. Equipos de medición de armónicos

Genovez & Ureña (2018), existen diversos tipos de equipos de medición de armónicos tanto analógicos como digitales lo cuales se encargan de registrar varios parámetros, estos equipos evalúan la magnitud de las ondas de frecuencias, como también analizan espectros que estudian un rango de frecuencia específico.

Dependiendo de la aplicación se pueden utilizar los siguientes equipos:



- Osciloscopios
- Analizadores de espectro
- Analizadores de Redes
- Analizador de Onda
- Analizadores de distorsión Armónica

2.2.8.3. Interarmónicos

Los inter armónicos se pueden hallar en redes eléctricas a distintas tensiones y corrientes con componentes de la frecuencia que no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental, uno de los efectos producidos es el calentamiento por el flujo de corriente a diferentes tensiones, y estos hacen que se presenten Flickers.

Los inter armónicos se puede mitigar con filtros pasivos, el cual pueden aparecer como frecuencia discretas o espectros de banda ancha, al analizar las distintas formas de onda en función a sus componentes cuasi estacionarios definido sobre determinadas frecuencias (Crespo, 2018; Sarmiento, 2018).

Tabla 4: Componentes espectrales de una forma de onda de frecuencia

f₁, frecuencia fundamental	
Armónico	$f = nf_1$ donde es un entero mayor que 0
Componente cte. Continua (CC)	$f = nf_1$ para $n = 0$
Interarmónicos	$f \neq nf_1$ donde n es un entero mayor que 0
Sub - armónicos	$f > 0 \text{ Hz}$ y $f < f_1$

Fuente: Crespo (2018).

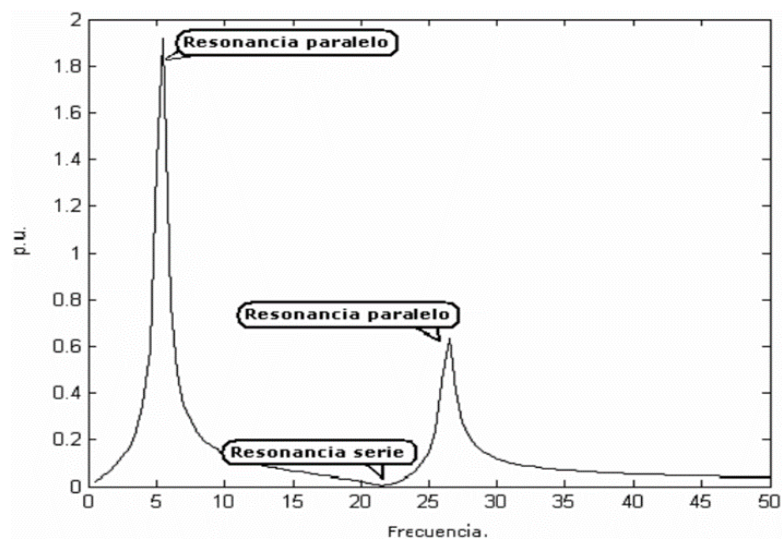
2.2.8.4. Sub armónicos

Los Sub armónicos se producen principalmente por equipos con frecuencia inferior a la frecuencia fundamental, constituyen una problemática poco estudiada en cuanto a sus efectos en la calidad de la energía eléctrica, resultado de esto es que no existan muchas referencias de sus consecuencias (O'Reilly, 2022).

2.2.8.5. Resonancia armónica

La resonancia surge cuando la señal de corriente o tensión posee una frecuencia que coincide con la frecuencia de resonancia, esto podría originarse por la presencia de elementos capacitivos e inductivos en un sistema eléctrico, originando el aumento de voltajes o corrientes en bancos de condensadores, cuando se presenta frecuencias generadas por circuitos resonantes y se tiene la presencia de armónicos los efectos pueden ser muy perjudiciales (Moreno & Pabón, 2021; Ríos, 2021).

Figura 40: Perfil del comportamiento de resonancia armónica



Fuente: Gonzáles (2019).



2.2.8.6. Parpadeo flicker

Estos fenómenos son perceptibles a la vista del ser, pero para realizar la medición exacta es necesario contar con regulaciones y debe estar homologado un instrumento electrónico de medición del parpadeo, para lo cual se debe contar con una lámpara de tungsteno y la respuesta de la persona frente al parpadeo que emite. Según la norma UNE-EN-60868-0, especificada en su informe técnico 868-0:1991, la severidad del flicker está considerada por dos términos eléctricos denominados Pst y Plt. Estos términos se consideran adimensionales.(Gonzales, 2019).

2.2.9. Marco regulatorio

La presente investigación cuenta con un marco normativo nacional e internacional en donde se establece, parámetros, procedimientos, límites, entre otros aspectos para el análisis de calidad de energía específicamente el efecto de los armónicos presentes en un sistema eléctrico. Para el adecuado control de diversos parámetros que se pueda presentar en una red eléctrica se debe de definir terminologías relacionadas al control de calidad de energía.

- **Normas referentes a los armónicos**

En la presente investigación se toma en consideración estándares nacionales e internacionales como la IEEE 519 de 2014, IEEE 1159 de 2009, IEC 61000-2-2 de 2002, IEC 61000-4-7 de 2002 y el estándar IEC 61000-4-30 de 2015.

2.2.9.1. Decreto Supremo N° 020-97-EM

La NTCSE se aplica a servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, esta establece los niveles máximos y mínimos permisibles de calidad de servicios eléctricos y los deberes de las empresas de electricidad



con los usuarios. Cuenta con especificaciones sobre las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento, así como también el proceso y las condiciones de medición.

Para el control de la calidad de suministro eléctrico se toma en cuenta los siguientes aspectos:

- Calidad de producto
- Calidad de suministro
- Calidad de servicio comercial
- Calidad de alumbrado público

a. Calidad de producto

La calidad de producto se evalúa en un periodo de siete (7) días calendario continuos. Para evaluar esta calidad se toma en cuenta las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en el Punto de Conexión Común.

- **Tensión**

La tolerancia para este parámetro y en todo nivel de tensión es de hasta $\pm 5.0\%$ de la tensión nominal. Para el caso de servicios calificados como Rurales y/o Urbano-Rurales se tiene una mayor tolerancia con un valor de $\pm 7.5\%$. Si estas tolerancias establecidas se supera por un tiempo superior al cinco por ciento (5 %) la calidad de energía es mala.

- **Frecuencia**

La tolerancia establecida para este parámetro se clasifica de dos maneras ambas en función de la frecuencia fundamental. Para las variaciones sostenidas la tolerancia es de hasta un $\pm 0.6\%$ y para las variaciones súbitas la tolerancia es de hasta ± 1.0 Hz.

- **Perturbaciones**

Las perturbaciones se miden explícitamente en los puntos indicados en la Norma, solo se realiza el control de Flicker y Tensiones Armónicas

2.2.9.2. Norma IEEE Std. 519 – 2014

En esta normativa se determinan los objetivos de distorsión de forma de onda para el diseño de sistemas eléctricos con cargas lineales y no lineales. No cubre efectos de interferencia de radiofrecuencia. Esta indica los niveles de tolerancia que se debe tener en cuenta para la calidad de energía, principalmente los armónicos que se mide en el Punto de Conexión Común durante períodos de un día y una semana.

a. Límites de armónicos recomendados

- **Límites de voltaje**

Todos los valores deben expresarse en porcentaje del voltaje de frecuencia de potencia nominal en el PCC. La tabla 5 se aplica a los armónicos de tensión cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia de la red.

Tabla 5: *Límites de distorsión de voltaje*

Voltaje de Bus V al PCC	Armónico Individual (%)	Distorsión Armónico Total THD (%)
$V \leq 1.0 \text{ kV}$	5	8
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3	5
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1.5	2.5
$161 \text{ kV} < V$	1	1.5 ^a

^aLos sistemas de alto voltaje pueden tener hasta 2.0% THD donde la causa es un terminal HVDC cuyos efectos se habrán atenuado en puntos de la red donde futuros usuarios puedan estar conectados.

Fuente: IEEE Std. 519 – 2014

- **Límites de corriente**

Los límites de esta subcláusula se aplican a los usuarios conectados a sistemas donde el voltaje nominal en el PCC es de 120 V a 69 kV.

Tabla 6: *Límites de distorsión de corriente*

Distorsión máxima de corriente armónica en porcentaje I_L						
Orden Armónico Individual (Armónicos impares)^{a, b}						
I_{sc}/I_L	$3 < h < 11$	$11 < h < 17$	$17 < h < 23$	$23 < h < 35$	$35 < h < 50$	TDD
			23	35	50	
$< 20^c$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 < 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 < 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

^a Los armónicos pares están limitados al 25% de los límites de armónicos impares anteriores.

^b No se permiten las distorsiones de corriente que den como resultado un desplazamiento de CC, por ejemplo, convertidores de media onda.

^c Todos los equipos de generación de energía están limitados a estos valores de distorsión de corriente, independientemente de la ISC/IL.

Fuente: IEEE Std. 519 – 2014

2.2.9.3. Norma IEEE Std. 1159 de 2009

La IEEE Std. 1159 de 2009, tiene como principal objetivo monitorear las características eléctricas de los sistemas eléctricos y describe las condiciones nominales y las desviaciones de los fenómenos electromagnéticos en sistema de energía de corriente alterna, tanto monofásicos y polifásicos. Estos fenómenos pueden tener su lugar de origen entre la fuente y la carga.

2.2.9.4. Norma Std. IEC 61000-2-2

El estándar IEC 61000-2-2, proporciona los niveles de compatibilidad para perturbaciones electromagnéticas en redes de baja tensión, con niveles de tensión nominal

máxima 420 V monofásica o 690 V trifásica y frecuencias nominales de 50Hz y 60 Hz, estos niveles se aplican en el punto de conexión común entre las cargas y la fuente, lo fenómenos electromagnéticos o disruptivos que se toman en cuenta son: Fluctuaciones de voltaje y parpadeo; Armónicos hasta rango 50 inclusive; Inter armónicos hasta el orden 50; Distorsiones de voltaje a frecuencias más altas (por encima del rango 50); Caídas de voltaje e interrupciones breves; Desequilibrio de voltaje; Sobretensiones transitorias; Variaciones de frecuencia fundamental; Componentes continuos; sistemas de transmisión de señales de red.

Los niveles de compatibilidad relativos a las tensiones armónicas individuales para los efectos de larga duración se dan en la tabla 7. El nivel de compatibilidad correspondiente a la tasa de distorsión armónica total es $THD = 8\%$.

Tabla 7: Niveles de compatibilidad para la tensión armónica individual en redes de BT

Armónicos Impares no Múltiplos de 3		Armónicos Impares Múltiplos de 3		Armónicos Pares	
Orden del Armónico h	Tensión del Armónico %	Orden del Armónico h	Tensión del Armónico %	Orden del Armónico h	Tensión del Armónico %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,4	6	0,5
13	3	21	0,3	8	0,5
$17 < h < 49$	$2,27 \times (17/h) - 0,27$	$21 < h < 45$	0,2	$10 < h < 50$	$0,25 \times (10/h) + 0,25$

^a Los niveles dados para los armónicos impares múltiplos de tres se aplican a los armónicos de secuencia cero. Así, en una red trifásica sin conductor neutro o en ausencia de una carga conectada entre una fase y tierra, el valor de los armónicos 3 y 9 puede ser significativamente menor que los niveles de compatibilidad, dependiendo del desequilibrio de la red.

Fuente: Norma Std. IEC 61000-2-2

2.2.9.5. Norma Std. IEC 61000-4-7 de 2002

El estándar IEC 61000-4-7 de 2002 define la instrumentación de medición de componentes espectrales en el rango de hasta 9 kHz, como los armónicos de corriente y



voltaje emitidos por equipos electrónicos, que se superponen a la fundamental de los sistemas de suministro de energía a 50 Hz y 60 Hz.

Esta norma define la instrumentación de medición destinada a probar elementos individuales de equipo de acuerdo con los límites de emisión dados en ciertas normas (por ejemplo, límites de corriente armónica como se indica en IEC 61000-3-2).

2.2.9.6. Norma Std. IEC 61000-4-30 de 2015

El estándar IEC 61000-4-30 de 2015, define los métodos para medir e interpretar los resultados de los parámetros de calidad de energía medidos en situ en sistemas de suministro de energía de CA con una frecuencia fundamental declarada de 50 Hz o 60 Hz. Para cada parámetro medido, se definen tres clases, A, S y B. Los parámetros de calidad de energía considerados en esta norma son frecuencia de energía, magnitud de la tensión de alimentación, parpadeo, caídas y subidas de tensión de alimentación, interrupciones de tensión, tensiones transitorias, desequilibrio de tensión de alimentación, armónicos e Inter armónicos de tensión, señalización de la red en la tensión de alimentación, tensión rápida cambios y mediciones de corriente.

2.2.9.7. Norma DGE -2004

Esta norma establece los procedimientos, las características técnicas y las disposiciones de seguridad para las conexiones eléctricas suministradas desde la red de Baja Tensión. Trata de nuevas instalaciones, equipos y materiales de procedimientos, actividades y responsabilidades generados por el suministro de energía eléctrica al público, relacionados con conexiones eléctricas de baja tensión, inmuebles, edificios y obras, comprende:

- Conexiones directas sin medida o a pensión fija.



- Conexiones con medida directa.
- Conexiones con medida indirecta.

2.2.9.8. Norma ITC BT – 40

Esta instrucción se aplica a las instalaciones de producción, entendiéndose por tales aquellas destinadas a transformar cualquier tipo de energía no eléctrica en energía eléctrica.

En el sentido de esta Instrucción, Redes de Distribución Pública significa redes eléctricas de propiedad y explotadas por empresas cuyo objeto principal es el suministro de energía eléctrica destinada a la venta a terceros. Asimismo, "Auto generador" significa la empresa que, además de sus actividades principales, produce, individual o conjuntamente, energía eléctrica destinada todo o en parte a sus propias necesidades.

2.3. MARCO CONCEPTUAL

2.3.1. Sistema fotovoltaico On-Grid

Los sistemas fotovoltaicos On- Grid son sistemas que generan energía eléctrica y que tienen la capacidad de inyectar la energía excedente a la red eléctrica, estos sistemas tienen como principal componente el inversor o microinversor que nos permite convertir la corriente continua en alterna y este a la vez se sincroniza con los parámetros de la red como la tensión y frecuencia para que la energía que se genera e inyecta a la red no cause ningún tipo de alteración en esta. La potencia generada por estos suele ser entre lo 3 y 10 kW y en muchos países son parte de la generación distribuida.



2.3.2. Microinversor

El microinversor es un tipo de inversor que contiene mejores características en comparación con los demás inversores, esto porque no presenta un gran volumen y es de fácil instalación y manipulación, este se encarga de convertir corriente continua en alterna y para ser utilizado en un sistema fotovoltaico On- Grid deberá ser de onda sinusoidal pura. Su principal propiedad es que su eficiencia no se ve afectada si uno de los módulos conectados a él deja de operar debido a que cada una de sus salidas y entradas son independientes. Este equipo está compuesto por diferentes componentes electrónicos como diodos y tiristores

2.3.3. Distorsión armónica

La distorsión armónica es una malformación que se da en una onda sinusoidal a causa de cargas no lineales que hacen que la onda voltaje y corriente sufra cambios en su forma, la distorsión armónica crea ondas con múltiplos de la frecuencia fundamental que afectan a los distintos tipos de cargas provocando su mal funcionamiento y el desgaste de su vida útil, esta a su vez hace que la señal de salida de la onda sea distinta a la señal de entrada



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ESTUDIO

El lugar donde se realizó el estudio de investigación, está ubicado en la ciudad de Arequipa en la calle Porcel N° 214, la vivienda donde se instaló el Sistema Fotovoltaico Conectado a Red corresponde a las oficinas de la empresa Energía Innovadora, la cual está conformada por áreas de atención al cliente, ingeniería especializada, gerencia general, almacén y marketing.

3.1.1. Ubicación geográfica

La instalación se realizó en el techo de las oficinas de Energía Innovadora, lugar donde no tendrá pérdidas energéticas causadas por sombras debido a las condiciones en las que se encuentra.

Coordenada Este : 228839.1 m E

Coordenada Norte : 8184040.42 m S

Zona : 19 K

Altitud : 2335 msnm

3.1.2. Ubicación política

País : Perú

Departamento : Arequipa

Provincia : Arequipa

Distrito : Arequipa

Dirección : Calle Porcel N° 214

Figura 41: *Ubicación política de la ciudad de Arequipa*



Fuente: Familysearch (2021)

3.2. PERIODO DE DURACIÓN DEL ESTUDIO

El período de duración de la investigación duro 14 días calendarios del primer trimestre del año 2022, este se dividió en dos periodos de 7 días con intervalos de 10 minutos cada uno como se establece la IEEE-519-2014 para la correcta evaluación de los armónicos y para su posterior comparación con las normativas.

Tabla 8: *Plazos de ejecución de las actividades*

Ejecución	Medición de la Distorsión Armónica
Del 09 al 16 de febrero	Medición de los armónicos sin SFVCR
Del 17 al 18 de febrero	Instalación del SFVCR
Del 19 al 26 de febrero	Medición de los armónicos con SFVCR

Elaborado por el equipo de trabajo

3.3. PROCEDENCIA DEL MATERIAL UTILIZADO

Para el estudio de la investigación se utilizó los siguientes materiales y equipos:



3.3.1. Materiales

- Cuatro (4) Paneles Solares monocristalinos de 380 w, marca Inti Power modelo HSM380M156.
- Un (1) microinversor con una potencia de 1300 w, marca HUAYU modelo HY-1300-Pro.
- Una (1) estructura de soporte.
- Dos (2) llaves termomagnéticas, marca Stronger.
- Seis (6) conectores MC4.
- Conductor eléctrico AWG.
- Tablero adosable.
- Borneras.

3.3.2. Equipos

- Analizador de redes marca Metrel, modelo MI 2892 Power Master
- Analizador de redes marca Metrel PowerQ4 Plus modelo MI2792
- Medidor Unidireccional

3.4. POBLACIÓN Y MUESTRA DEL ESTUDIO

3.4.1. Población

La población para el presente estudio de investigación está constituida por 18138 valores registrados durante los dos periodos de medición en el SFVCR de las oficinas de la empresa Energía Innovadora, para cada periodo se tiene la siguiente distribución de valores.



Tabla 9: *Población de estudio*

Periodo	Valores registrados
Periodo 01	6042
Periodo 02	12096
Total	18138

Elaborado por el equipo de trabajo

3.4.2. Muestra

La muestra está constituida por 18138 valores registrados, esta es la misma cantidad que la población, porque para el análisis y evaluación de los armónicos se requiere en total de valores registrados durante cada periodo.

En el primer periodo se utilizó un analizador marca Metrel Power Master MI 2892 el cual fue instalado en el PCC durante 7 días y registro los siguientes parámetros:

Tabla 10: *Muestra de valores del primer periodo*

Parámetros	Valores Registrados
Tensión	1007
Corriente	1007
Frecuencia	1007
Potencia Activa	1007
Armónicos Totales	1007
Armónicos Individuales	1007 valores por armónico

Elaborado por el equipo de trabajo

En el segundo periodo se utilizaron dos analizadores de red el primero fue el mismo que se utilizó en el primer periodo y el segundo analizador fue marca Metrel PowerQ4 Plus modelo MI279, ambos registraron valores durante 7 días con los siguientes parámetros:

Tabla 11: *Muestra de valores del segundo periodo*

Parámetros	Valores Registrados	
	Metrel Power 4 Plus	Metrel Power Master
Tensión	1008	1008
Corriente	1008	1008
Frecuencia	1008	1008
Potencia Activa	1008	1008
Armónicos Totales	1008	1008
Armónicos Individuales	1008 valores por armónico	1008 valores por armónico

Elaborado por el equipo de trabajo

3.5. DISEÑO ESTADÍSTICO

Se trata de una investigación aplicada porque se buscó resolver el problema en función a cálculos, otros estudios y normas técnicas. La investigación aplicada tiene como objetivo generar conocimiento que tenga aplicación directa a los problemas de la sociedad o la producción. Esto se basa básicamente en hallazgos tecnológicos de investigación básica, que se ocupa del proceso de vincular teoría y producto

3.5.1. Diseño de la investigación

En este estudio, la recolección de datos es empírica directa “La observación es una técnica de recolección de datos que permite acumular y sistematizar información sobre el objeto que está relacionado con el problema de investigación además de obtener datos acerca de cómo funciona el objeto de investigación presente” (Espinoza, 2014).



3.6. PROCEDIMIENTO

Para el desarrollo del estudio de la investigación se instaló un SFVCR en las instalaciones de la empresa energía Innovadora, el cual cuenta con un sistema eléctrico alimentado por el transformador trifásico de 100KVA con código 1005, ubicado en las calles entre Bonifaz con Porcel, el cual corresponde a la empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. – SEAL Arequipa, la tarifa contratada tiene las siguientes características:

- Numero contrato: 21297
- Código de ruta: 1-14-14-35-011200
- Tipo de medidor: ELECTROMECAÁNICO 3 Hilos
- Tipo de conductor: C1.1 MONOFASICO Área Simple
- Tensión nominal: 220 V
- Sector típico: 2
- Opción tarifaria: BT5B RESIDENCIAL
- Potencia contratada: 1.10 kW

3.6.1. Planificación

3.6.1.1. Información del entorno energético

Para la instalación de un SFV se debe conocer los datos de irradiancia e irradiación de la zona donde se ejecutará el proyecto, para nuestro caso el SFVCR se instaló en la ciudad de Arequipa en donde se registran los siguientes valores de irradiancia:

Tabla 12: Irradiancia media mensual

Irradiancia media mensual			
Mes	Irradiación global (W/m²)	irradiación directa (W/m²)	irradiación difusa (W/m²)
Enero	825.19	562.51	271.56
Febrero	745.38	481.69	276.3
Marzo	712.01	489.97	233.64
Abril	725.61	588.81	152.69
Mayo	643.37	547.37	92.31
Junio	575.48	479.02	93.03
Julio	604.31	500.28	100.5
Agosto	723.45	607.44	112.07
Setiembre	869.92	738.91	126.62
Octubre	996.91	848.27	143.93
Noviembre	1069.43	915.17	157.76
Diciembre	986.12	782.76	216.02

Fuente: JRC (2022).

Tabla 13: Irradiancia solar mensual

Irradiación solar mensual		
Mes	Irradiación horizontal (kWh/m²)	Irradiación directa normal (kWh/m²)
Enero	169.58	135.62
Febrero	147.98	106.96
Marzo	162.17	143.77
Abril	188.09	250.08
Mayo	171.46	248.55
Junio	154.13	241.44
Julio	169.55	254.44
Agosto	188.22	248.07
Setiembre	211.60	258.28
Octubre	234.93	344.93
Noviembre	250.74	354.90
Diciembre	210.88	219.83

Fuente: JRC (2022).

3.6.1.2. Cálculo de consumo eléctrico de la vivienda

El cálculo de la Demanda energética es importante para definir el consumo que se necesita para satisfacer el consumo de las cargas existentes en las oficinas de Energía



Innovadora Esta demanda nos ayudara para determinar la potencia necesaria que necesita las Oficinas para operar sin ninguna interrupción.

A continuación, mencionaremos los equipos, las horas que se usan por día, la potencia de cada equipo, y la cantidad de los mismos.

Tabla 14: Cálculo de la demanda energética de las oficinas de energía innovadora

EQUIPOS ELÉCTRICOS	CANTIDAD	POTENCIA (WATTS)	HORAS DE USO DIARIO	9:00 - 10:00	10:00 - 11:00	11:00 - 12:00	12:00 - 13:00	13:00 - 14:00	14:00 - 15:00	15:00 - 16:00	16:00 - 17:00	17:00 - 18:00	18:00 - 19:00
Computadora 1	3	100	2	300								300	
Computadora 2	2	100	8	200	200	200		200	200	200	200	200	
Computadora 3	1	100	5	100				100	100	100	100		
Laptops	3	65	5	195							195	195	195
Impresora	1	18.1	3	18.1		18.1						18.1	
Horno Microondas	1	1500	0.3	1500									
Lampara Fluorescente	8	18	2									144	144
CONSUMO				813.1	495	1700	218.1	300	300	495	857.1	339	

Elaborado por el equipo de trabajo

Tabla 15: Cálculo del consumo promedio de las oficinas de energía innovadora

EQUIPOS ELÉCTRICOS	POTENCIA (WATTS)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (Watts)	HORAS DE USO DIARIO	CONSUMO DE ENERGIA DIARIO (kWh/DIA)		CONSUMO DE ENERGIA MENSUAL (kWh/MES)	
Computadora 1	120	3	360	2	0.72	18.72		
Computadora 2	120	2	240	8	1.92	49.92		
Computadora 3	120	1	120	5	0.60	15.60		
Laptops	65	2	130	5	0.65	16.90		
Impresora	18.1	1	18.1	3	0.05	1.41		
Horno Microondas	1500	1	1500	0.3	0.45	11.70		
Lampara Fluorescente	18	8	144	2	0.29	6.34		
		TOTAL			4.68	120.59		

Elaborado por ek equipo de trabajo

3.6.1.3. Selección de los Paneles Solares

La Potencia propuesta para este proyecto es de $P = 1.52\text{kWp}$, para lo cual se debe determinar la cantidad de paneles que produzcan dicha potencia. La potencia que se propuso no se determinó teniendo en cuenta la demanda energética de las oficinas de la empresa de Energía Innovadora, debido a que el objetivo de la investigación es analizar la calidad de energía específicamente los efectos armónicos.

$$P_{Total} = P_{paneles} * N^{\circ} \text{ Paneles} \quad (28)$$

$$P_{Total} = 380 \text{ Wp} * 4 = 1520 \text{ Wp} = 1.52\text{kWp}$$

Tabla 16: Características eléctricas del módulo fotovoltaico

MODULO FOTOVOLTAICO INTI POWER	
Datos eléctricos	HSM380M156
Potencia Máxima Pmax (Wp)	380
Tolerancia de potencia Pmax (%)	0~5
Tensión de Potencia Máxima Vmp (V)	39.45
Máxima Potencia Corriente Impp (A)	9.65
Voltaje de circuito abierto Voc (V)	48.1
Corriente de cortocircuito Isc (A)	10.21
Eficiencia del módulo η_m (%)	19.3
Tensión máxima del sistema	1500VDC (IEC) / 1000VDC (UL)
Valores nominales de fusibles de la serie Max	15A

Fuente: Ficha Técnica Modulo Fotovoltaico INTI POWER

3.6.1.3.1. Orientación de los paneles fotovoltaicos

Los paneles solares para la producción fotovoltaica dependen de la posición angular con respecto al sol cualquiera que sea la tecnología de fabricación, deben estar orientados hacia el sur geográfico si están instalados en el hemisferio norte y hacia el norte geográfico si se instalan en el hemisferio sur (Chuisca Ñauta, 2018).

3.6.1.3.2. Inclinación de los paneles fotovoltaicos

El ángulo de inclinación que se consideró en el proyecto es propio de las estructuras de soporte y no fue tomado en cuenta el calculado por formula ni por el software, debido a que las estructuras de soporte que llegan conjuntamente con los módulos fotovoltaicos vienen ya diseñadas para la zona donde se instalara el sistema y con el ángulo inclinación adecuado, al realizar el montaje se midió un ángulo de inclinación de 16°, el cual fue considerado en la ejecución del proyecto

- **Cálculo del ángulo de inclinación mediante formula**

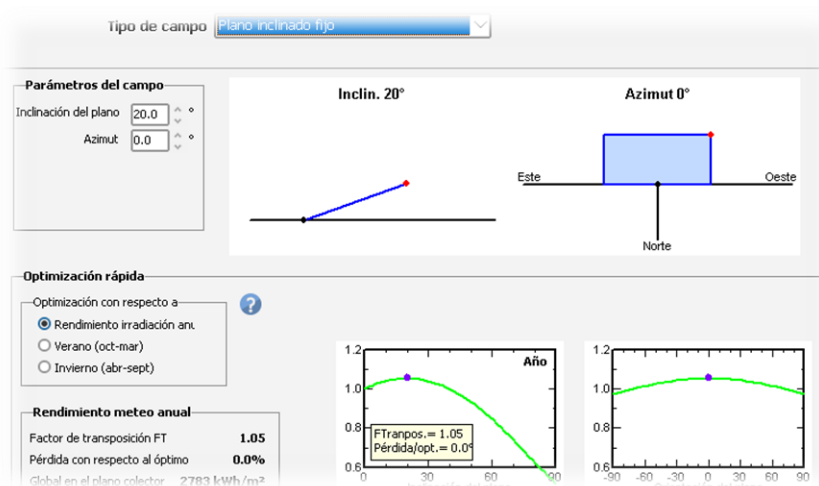
- Latitud: -16.40968

$$\text{Inclinación} = 3.7 + 0.69 * \text{latitud}^\circ \quad (30)$$

$$\text{Inclinación} = 3.7 + 0.69(16) = 14.74^\circ$$

- **Cálculo del ángulo de inclinación mediante el software PVsyst**

Figura 42: *Ángulo de inclinación*



Fuente: Software PVsyst 7.2

3.6.1.4. Selección de soportes para módulos fotovoltaicos

Para el proyecto consideramos estructuras de aluminio fijas, que venían conjuntamente con los módulos Fotovoltaicos, debidamente ajustados con piezas, pernos y tuercas de material inoxidable, las cuales se detallan en los planos de los anexos.

3.6.1.5. Selección del microinversor

El microinversor que se selecciono fue de 1300 W, en donde se tuvo en cuenta para su selección las simulaciones previas con el Software PVSyst en donde se observó que la máxima potencia que se genera es menor a los 1300 W. El microinversor designado es un equipo para sistemas fotovoltaicos conectados a red, el cual tiene la capacidad de adaptarse a la red.

Tabla 17: *Características eléctricas del microinversor*

MICROINVERSOR HUAYU (HY-1300-PRO)	
Datos de Entrada CC	
Potencia de entrada recomendada	4 x 210~400 W
Voltaje de Arranque	20 V
Voltaje de CC de entrada máximo	60 V
Rango de voltaje MPPT	25 ~ 55 V
Rango de voltaje de CC operativo	20 ~ 60 V
Corriente máxima de cortocircuito	13 A
Corriente de entrada máxima	4 x 10.4 A
Datos de salida (CA)	
Potencia máxima de salida	1300 W
Corriente máxima de salida	6.25 A / 5.416 A
Rango/voltaje nominal	208 V/183 ~ 229 V 240 V/211 ~ 264 V
Rango/frecuencia nominal	60.0/59.3 ~ 60.5Hz
Rango/frecuencia extendida	60.0/55 ~ 65Hz
Factor de potencia	>0.95

Fuente: Ficha Técnica Microinversor HUAYU



3.6.1.6. Equipos de protección

3.6.1.6.1. Selección de las protecciones en la red de corriente continua

Para la parte de CC se utilizó fusibles que llegaron incorporados en el módulo fotovoltaico con una capacidad de 15 A y 1000 V. La razón de la capacidad de los fusibles es porque el valor de corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos es de 10.21 A y el valor de tensión máxima es de 39.45 V.

3.6.1.6.2. Selección de las protecciones en la red de corriente alterna

Se utilizó 4 llaves termomagnéticas, el primero instalado a la salida del microinversor con una capacidad de 32 A y 400 V y los otros tres se instaló en el tablero de distribución general distribuyéndose de la siguiente manera: el primero considerado como llave termomagnética general el cual fue el punto de conexión entre la red externa con la red interna con una capacidad de 32 A y 400 V, el segundo considerado como llave termomagnética para el circuito de tomacorrientes con una capacidad de 32 A y 230/400V y el tercero considerado como llave termomagnética para el circuito de luminarias con una capacidad de 16 A y 400 V.

3.6.1.7. Conductores

A continuación, se realiza los cálculos para los conductores tanto en corriente continua como en alterna.

3.6.1.7.1. Cálculo de caída tensión

El cálculo de caída de tensión se produce tanto en tramos de circuitos de CC como en circuito de CA. En el CNE no se considera niveles de caída de tensión para instalaciones fotovoltaicas, es por eso que para este apartado se tomara en cuenta la

instrucción técnica complementaria española ITC-BT-40 en donde nos proporciona los niveles de caída de tensión en los conductores de la parte de CC y de la parte de CA en donde los valores de caída de tensión deben ser inferior a 1,5 % y 2 % respectivamente.

$$e = \frac{V_{caida \%} * V_{linea}}{100} \quad (28)$$

Tramo de Módulos Fotovoltaicos – Microinversor

$$e = \frac{1.5 * 39.45}{100} = 0.59 V$$

Tramo del Microinversor - Red

$$e = \frac{1 * 220}{100} = 2.2 V$$

3.6.1.7.2. Cálculo de sección del conductor

Para el cálculo de la sección del conductor se aplicará la siguiente formula teniendo en cuenta que la instalación es monofásica y material del conductor es de cobre con una conductividad $\gamma = 44 \text{ m}/\Omega * \text{mm}^2$.

$$S = \frac{2 * P * L}{\gamma * U * e} \quad (29)$$

- **Cálculo de las secciones de las líneas de corriente continua**

La Potencia máxima de cada módulo es: 380 W.

La sección de los Conductores es:

$$S = \frac{2 * 380 * 1.50}{44 * 0.59 * 39.45} = 1.11 \text{ mm}^2$$



La sección que se debería determinar según la tabla de Datos Técnicos TW -80 de la marca INDECO y mediante la intensidad de los Módulos Fotovoltaicos (I_{sc} : 10.21 A) es de 16 AWG con sección de 1.5 mm^2 .

La sección determinada según la ficha técnica del módulo fotovoltaico es de 4 mm^2 . Por lo tanto, la caída de tensión para este Tramo es:

$$e = \frac{2 * 380 * 1.50}{44 * 4 * 39.45} = 0.16 \text{ V}$$

Lo que en % es:

$$e = \frac{0.16 * 100}{39.5} = 0.41 \%$$

El resultado porcentual de caída de tensión calculado es de 0.41 %, el cual cumple el límite del 1.5 % de la norma ITC-BT-40.

- **Cálculo de las secciones de las líneas de corriente alterna**

La Potencia máxima del microinversor es: 1300 W.

La sección de los Conductores es:

$$S = \frac{2 * 1300 * 6}{44 * 2.2 * 220} = 0.73 \text{ mm}^2$$

La sección que se debería determinar según la tabla de Datos Técnicos TW -80 de la marca INDECO y mediante la intensidad máxima del microinversor ($I_{máx}$: 6.24 A) es de 16 AWG con sección de 1.5 mm^2 .

La sección que se utilizó en la ejecución del proyecto en la salida del microinversor hacia el tablero fue de 14 AWG con sección de 2.5 mm^2 por ser la más comercial.



Por lo tanto, la caída de tensión para este Tramo es:

$$e = \frac{2 * 1300 * 6}{44 * 2.5 * 220} = 0.65 V$$

Lo que en % es:

$$e = \frac{0.65 * 100}{220} = 0.30 \%$$

El resultado porcentual de caída de tensión calculado es de 0.30 %, el cual cumple el límite del 1 % de la norma DGE.

3.6.2. Ejecución

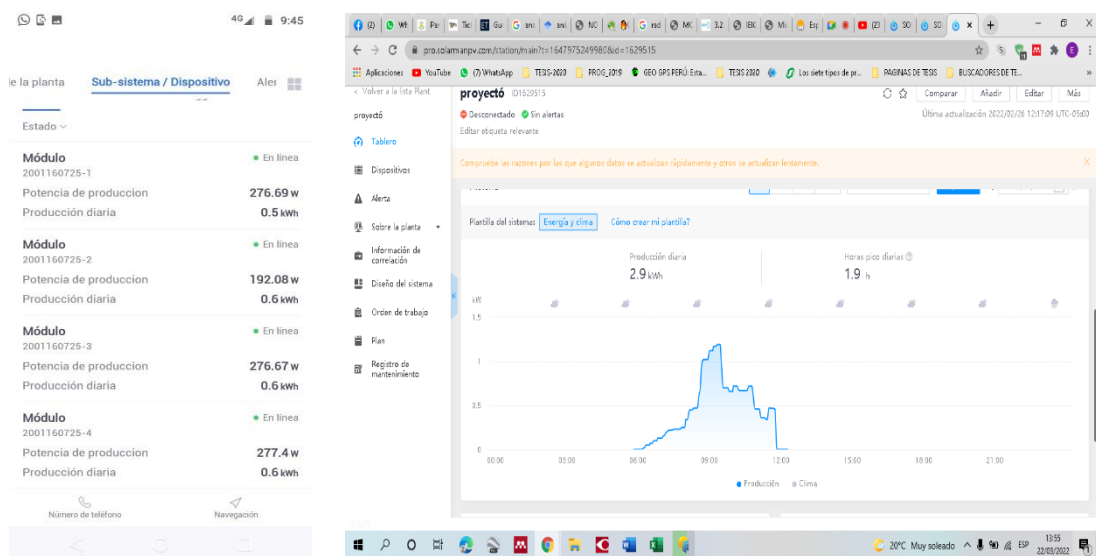
El Sistema de Generación Fotovoltaica interconectado con la red eléctrica publica de baja tensión de la empresa SEAL S.A con una capacidad de 1520 Wp, fue instalado en el techo de las oficinas de la empresa Energía Innovadora, este cuenta con diferentes componentes los cuales fueron instalados correctamente y cumplieron con ciertas especificaciones técnicas principalmente el nivel de tensión y de frecuencia a la que se encontraba la red eléctrica de la empresa de distribución de energía eléctrica, luego se realizó la instalación y la sincronización de la aplicación ofrecida por el microinversor que nos permitió monitorizar el sistema fotovoltaico y Finalmente se instalaron los analizadores de red en dos diferentes etapas , primero, se instaló el analizador de redes sin SFVCR y segundo se instalaron dos analizadores de red uno en el PCC y el otro a la salida del microinversor.

3.6.3. Evaluación

3.6.3.1. Monitoreo del sistema fotovoltaico

El SFV instalado fue monitoreado a tiempo real y a distancia mediante el aplicativo SOLARMA Business el cual es propio del microinversor y se puede instalar en un teléfono móvil o computadora. Este es muy útil para ver el comportamiento del SFV y obtener datos instantáneos como la producción de potencia en determinadas horas.

Figura 43: *Monitoreo del sistema fotovoltaico*



Fuente: SOLARMAN Bussines

3.6.3.2. Información del analizador de redes

- Para determinar los armónicos existentes antes de la instalación del SFVCR. El periodo de medición en el PCC con el analizador de redes marca Metrel Power Master modelo MI 2892 en el PCC fue de 7 días en donde se tuvo registro por cada 10 minutos tal como indica la norma IEEE – 519 – 2014.
- Para determinar los armónicos existentes en la instalación con SFVCR. El periodo de medición que se programo fue de 7 días con intervalos de 10 minutos

al igual que en la primera etapa, pero con la diferencia que en esta etapa la medición fue en el PCC con un analizador de redes marca Metrel Power Master modelo MI 2892 y a la salida del microinversor con un analizador marca Metrel PowerQ4 Plus modelo MI2792 con SFVCR

3.7. VARIABLES

3.7.1. Variable independiente

Tabla 18: *Variable independiente*

Variable	Dimensiones	Indicadores
SISTEMA FOLTOVOLATICO ON – GRID	Microinversor	Tipo de Onda
		Tensión de Entrada
	Módulos Fotovoltaicos	Frecuencia
		Potencia Radiación

Elaborado por el equipo de trabajo

3.7.2. Variable de dependiente

Tabla 19: *Variable dependiente*

Variable	Dimensiones	Indicadores
ARMONICOS	Armónicos de Corriente	Armónico Total
		Armónico Individual
	Armónicos de Tensión	Armónico Total
		Armónico Individual

Elaborado por el equipo de trabajo



3.8. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

3.8.1. Técnica

En el estudio de investigación propuso la técnica de procesamiento de datos para aplicar la estadística inferencial, cuyo propósito es “generalizar los resultados obtenidos en la población muestra. Los datos recogidos en la muestra se convierten en estadísticos, y a la estadística inferencial, los convertimos en parámetros de la población” (Espinoza, 2014).

3.8.2. Instrumento de recolección de datos

Para el desarrollo de la presente investigación y el correcto recojo de información se tuvo que elaborar una correcta estructura de desarrollo, la cual tuvo que guardar coherencia con los principales objetivos del proyecto.

Los instrumentos principales y uno de los más importantes para la recolección de datos fueron los analizadores de red, el tiempo de medición es importante para obtener la data correcta para un análisis de calidad.

Los registros de los datos obtenidos por los analizadores red fueron extraídos mediante el software Metrel PowerView para luego ser tabulados y graficados en Microsoft Excel para la interpretación de los resultados y finalmente fueron comparados con los límites establecidos en las normas investigadas.



CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A fin de comparar y determinar la distorsión armónica generada por un SFVCR y las emitidas por las cargas presentes de una vivienda, se realizó las mediciones de calidad de energía eléctrica en el PCC (Punto de Conexión Común) y a la salida del microinversor.

La vivienda donde se instaló el SFVCR y en donde se realizó la medición de Armónicos, corresponden a las oficinas de la empresa Energía Innovadora, la cual cuenta con una tarifa eléctrica “BT5B” de la compañía distribuidora SEAL S.A., y tiene un consumo promedio mensual por año de aproximadamente 87.08 kWh. Las principales características de la instalación eléctrica de la vivienda son las siguientes: tiene 2 circuitos principales uno de tomacorrientes y el otro de iluminación. En el caso del circuito de tomacorrientes alimenta a cargas como computadoras, impresoras, laptop, cargadores de celular entre otras y el circuito de iluminación alimenta lámparas fluorescentes.

El periodo de medición se dividió en dos partes, la primera sin SFVCR entre los días 09 y 15 febrero de 2022, donde se utilizó un analizador de redes marca Metrel, modelo MI 2892 Power Master conectado en el PCC, y la segunda con SFVCR entre los días 19 al 26 de febrero de 2022, donde se utilizó dos analizadores de red uno conectado a la salida del microinversor, marca Metrel modelo MI 2892 Power Master y el otro conectado en el PCC, marca Metrel modelo MI 2792 Power Q4 Plus. Se registraron valores durante 14 días, promediados sobre intervalos de 10 minutos. Los parámetros registrados fueron: tensión, corriente, potencia activa, THD y IHD de tensión y corriente.



A continuación, se presentan algunos de los resultados obtenidos, los cuales se analizaron de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), también se tomarán normativas internacionales como la IEEE Std. 519 y IEC 61000-2-, que nos permitieron cumplir con los objetivos de la presente investigación

4.1. RESULTADOS

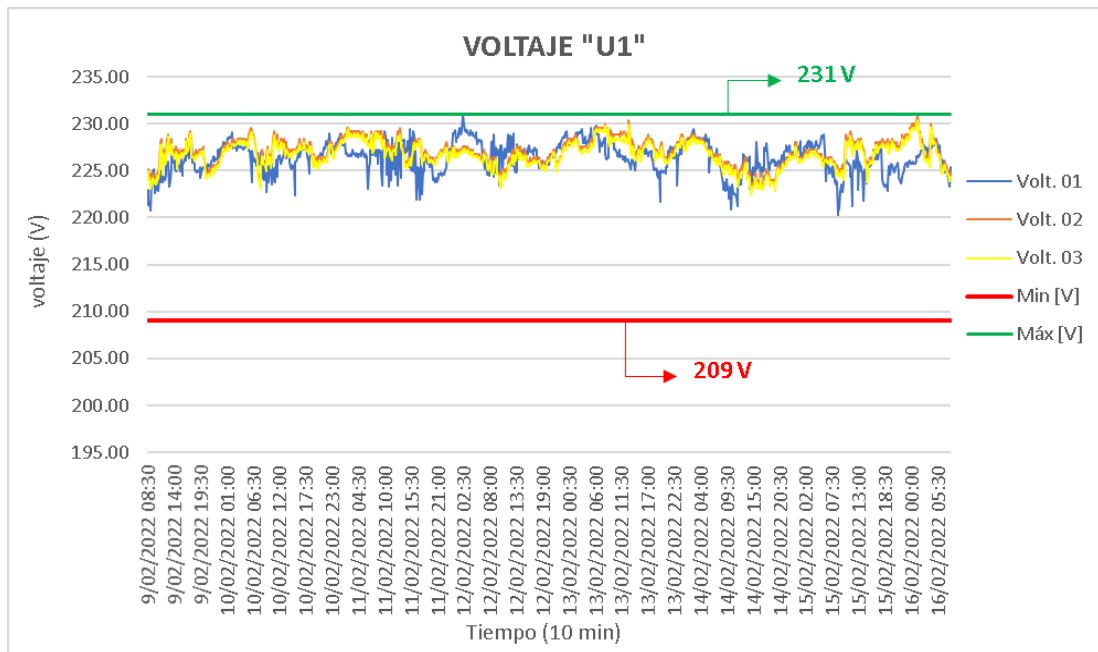
4.1.1. Evaluación de las distorsiones armónicas totales e individuales con respecto a los estándares de referencia

4.1.1.1. Interpretación de resultados de voltaje

La **Figura 44**, representa los niveles de los voltajes eficaces medidos en dos periodos de medición, en la cual los límites de desviación de acuerdo a lo establecido en la NTCSE el voltaje no debe exceder el $\pm 5\%$ (231V – 209V) del voltaje nominal (220V).

En los datos mostrados se puede apreciar que el 100% de los valores medidos sin SFVCR en el primer periodo representado por la curva azul no exceden el límite del $\pm 5\%$ y con respecto a los valores medidos con SFVCR para el segundo periodo representado por las curvas naranja y amarillo, al igual que en el primer periodo el 100% no exceden con el límite establecido. Además, en la gráfica se puede ver que en el segundo periodo los niveles de voltaje eficaz son menos distorsionados en comparación con el primer periodo y las curvas poseen valores casi constantes debido al SFVCR.

Figura 44: Niveles de voltaje



Elaborado por el equipo de trabajo

La **Tabla 20**, muestra un resumen de los valores de voltaje eficaz del primer y segundo periodo de medición, en el primer periodo la medición se realizó en el PCC cuando el sistema funcionaba sin SFVCR, en donde se puede apreciar que el valor máximo y mínimo (230.98 V y 220.28 V) registraron una variación de voltaje de 4.99% y 0.13% respecto al voltaje nominal, verificando así que los niveles de tensión registrados durante ese periodo están por debajo del límite del $\pm 5\%$ y cumplen con los estándares de referencia. Para el segundo periodo la medición se realizó a la salida del microinversor y en el PCC cuando el sistema funcionaba con SFVCR, en donde se pudo apreciar que los valores máximos y mínimos (230.31 V y 222.51 V) registrados en el PCC registraron una variación de 4.68 % y 1.14% respecto al voltaje nominal, los cuales se encuentran por debajo de los límites como en el primer periodo de medición, cumpliéndose así el rango establecido por los estándares de referencia.

Tabla 20: *Valores de voltaje (RMS)*

	Lugar de Medición	U1 (V)		(% de variación de Voltaje		(% Excedente con respecto al límite NTCSE	
		Max.	Min.				
Periodo 01	PCC	230.98	220.28	4.99	0.13	C*	C
	Microinversor	230.80	222.80	4.91	1.27	C	C
Periodo 02	PCC	230.31	222.51	4.68	1.14	C	C

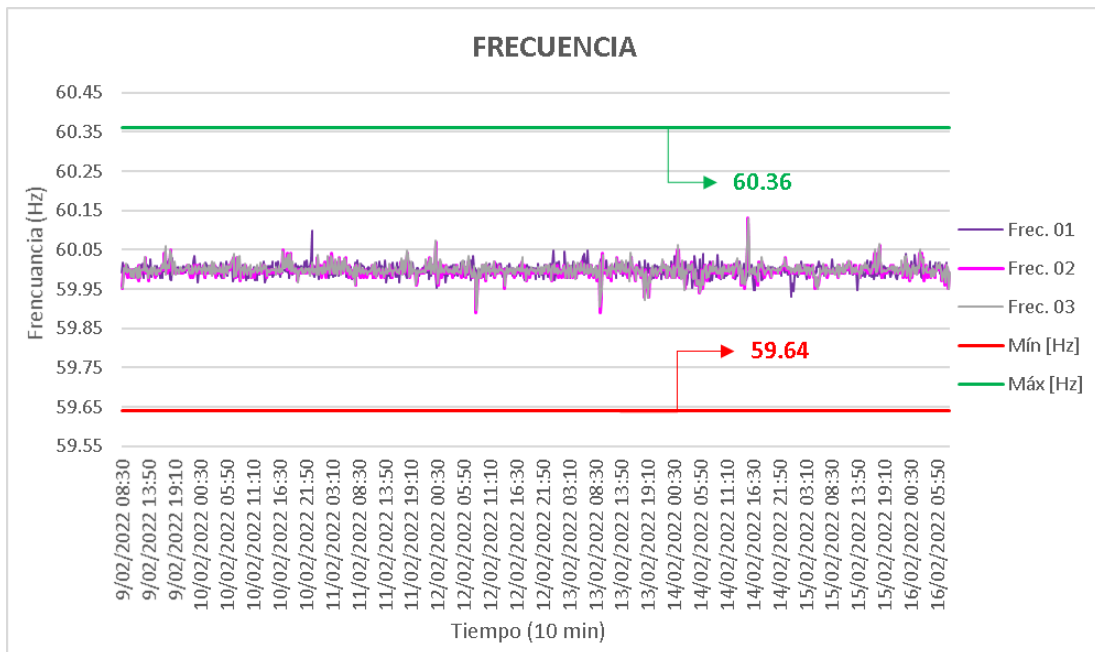
***C: Cumple**

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.2. Interpretación de resultados de frecuencia

En la **Figura 45**, se observa el comportamiento y variación de la frecuencia, con respecto al tiempo. En la gráfica la curva morada representa al comportamiento de la frecuencia durante el primer periodo de medición sin SFVCR, en donde se observa que el 100% de los valores registrados no superan el $\pm 0.6\%$ (60.36 Hz y 59.64 Hz) de la frecuencia nominal y la curva color rosado y plomo representan lo niveles de frecuencia durante el segundo periodo de medición con SFVCR, en donde se puede apreciar que al igual que en el primer periodo el 100% de los valores no superan el límite establecido.

Figura 45: Niveles de frecuencia



Elaborado por el equipo de trabajo

La **Tabla 21**, registra un resumen de los valores de frecuencia eficaz, del primer y segundo periodo, en el primer periodo la medición se realizó en el PCC cuando el sistema funcionaba sin SFVCR, en donde se pudo apreciar que el valor máximo y mínimo (60.10 Hz y 59.93 Hz) registraron una variación de 0.17 % y 0.13 % respecto a la frecuencia fundamental, para el segundo periodo la medición se realizó a la salida del microinversor y en el PCC cuando el sistema funcionaba con SFVCR, en donde se pudo apreciar que los valores máximos y mínimos (60.13 Hz y 59.90 Hz) registrados en el PCC registraron una variación de 0.22 % y 0.17 % respecto a la frecuencia fundamental, en ambos periodos los valores registrados se encuentran por debajo de los límites y son aceptables según la NTCSE, puesto que esta establece un rango límite de $\pm 0.6\%$ de la frecuencia nominal, cumpliéndose así el rango establecido por los estándares de referencia.

Tabla 21: Valores de frecuencia (RMS)

	Lugar de Medición	f (Hz)		(%) de variación de frecuencia		(%) Excedente con respecto al límite NTCSE	
		Max.	Min.				
Periodo 01	PCC	60.10	59.93	0.17	0.13	C*	C
	Microinversor	60.13	59.89	0.22	0.18	C	C
Periodo 02	PCC	60.13	59.90	0.22	0.17	C	C

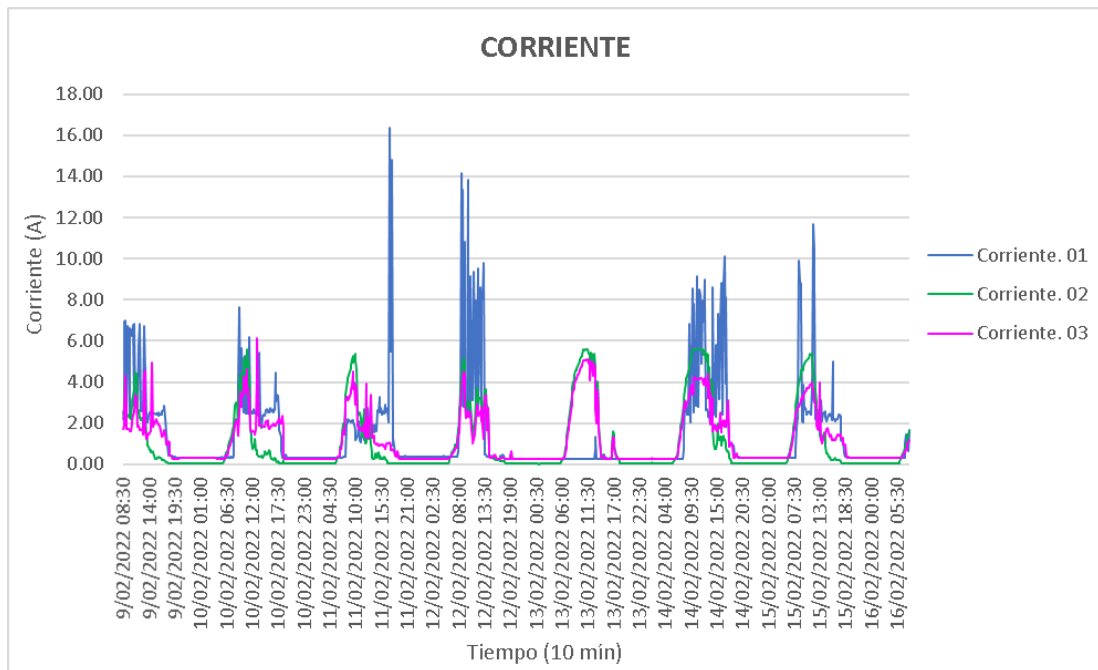
*C: Cumple

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.3. Interpretación de resultados de corriente

En la **Figura 46**, se aprecia la gráfica resultante de los datos de corriente del sistema eléctrico sin conexión del SFVCR y con SFVCR. La curva azul representa el consumo de corriente por parte de las cargas de la vivienda, medido sin SFVCR, la curva verde representa la corriente generada por el SFVCR y la rosada representa parte de la corriente que se inyecta a la red y parte de la corriente que se consume por parte de las cargas de la vivienda. La grafica nos muestra claramente que los mayores consumos se tienen durante el día entre las 8:00 y 18:00 hrs y que cuando el SFVCR empieza a generar potencia la energía excedente es inyectada a la red y que cuando la energía requerida es superior a la energía generada se consume por parte de la red de la concesionaria.

Figura 46: Niveles de corriente



Elaborado por el equipo de trabajo

La **Tabla 22**, muestra los valores de corriente medidas durante dos periodos de medición, el primer periodo cuando el sistema eléctrico funcionaba sin SFVCR se registró valores que oscilaban entre 16.37 A y 0.24 A, como se puede visualizar en la tabla la corriente máxima se dio a las 17:20 hrs y la mínima a las 18:50 hrs, esto debido a que la instalación donde se realizó la medición tiene un funcionamiento de sus cargas entre las 8:00 y las 18:00 hrs. El segundo periodo cuando el sistema eléctrico funcionaba con SFVCR se pudo registrar valores que oscilaban entre 5.61 A y 0.02 A, ambos valores se registraron a la salida del microinversor, el máximo valor se dio a las 11:00 hrs debido a que se contaba con una alta incidencia de radiación solar y el mínimo se dio a las 18:00 esto porque la radiación solar era prácticamente nula, lo valores registrados en el PCC oscilaron entre 6.11 A y 0.26 A, el máximo fue registrado a las 13:10 esto se debe a que la potencia producida por el SFVCR era inferior a la potencia requerida por la carga, claramente se puede visualizar en la gráfica de la Figura 46.

Tabla 22: *Niveles de corriente*

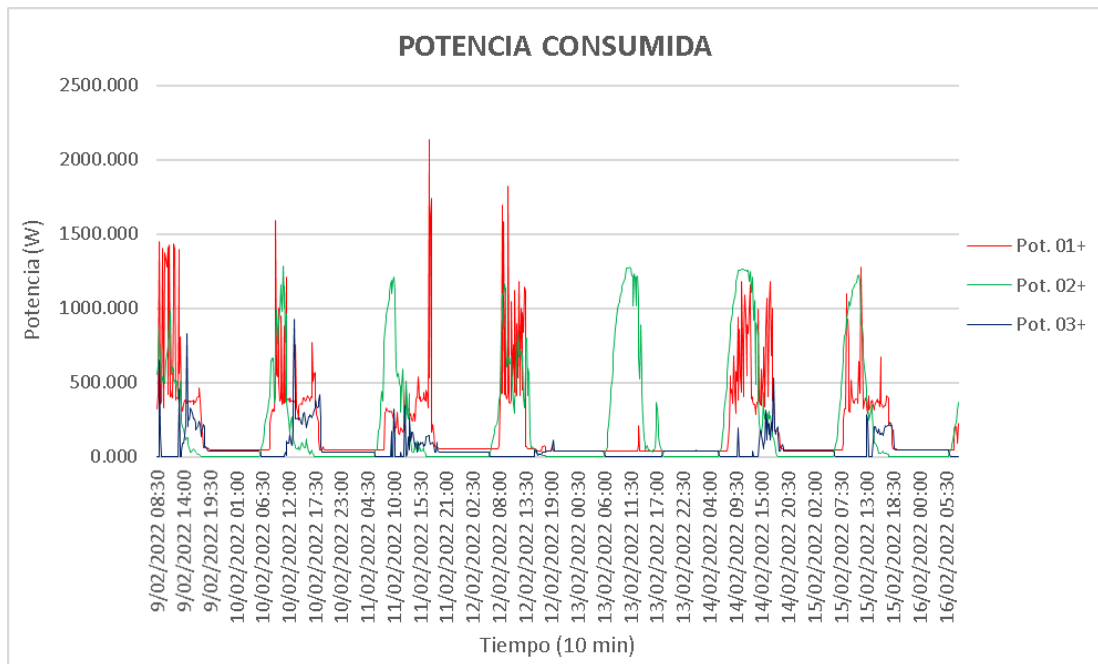
	Lugar de Medición	I(A) Máx		I(A) Mín	
		Valor	Hora	Valor	Hora
Periodo 01	PCC	16.37	17:20	0.24	18:50
Periodo 02	Microinversor	5.61	11:00	0.02	18:00
	PCC	6.11	13:10	0.26	19:00

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.4. Interpretación de resultados de potencia

La **Figura 47**, representa la potencia activa consumida, registrada durante dos periodos de medición. El primer periodo cuando el sistema eléctrico funcionaba sin SFVCR, está representado por la curva color rojo el cual nos indica el consumo de las cargas por parte de la vivienda, el segundo periodo cuando se tenía conectado el SFVCR está representado por la curva verde y azul, en donde la curva verde representa a la potencia generada por el SFVCR y la curva azul representa la potencia consumida por parte de las cargas del sistema cuando la potencia generada por el SFVCR no abastecía la potencia requerida por las cargas.

Figura 47: Niveles de potencia activa



Elaborado por el equipo de trabajo

La **Tabla 23**, muestra un resumen de los valores de potencia activa registrados durante dos periodos de medición, el primer periodo registró una potencia máxima de 2137.92 W y una mínima de 37.99 W, los cuales nos indican el mayor y menor consumo que se tuvo por parte de las cargas. El segundo periodo registro una potencia a la salida del microinversor que oscilaba entre 1284.00 y 0.00 W, dichos valores nos indican la potencia que fue generada por parte del SFVCR, también se tuvo un registro de valores en el PCC que oscilaban entre 925.63 y 0.00 W, dichos valores indican la potencia consumida por parte de las cargas cuando en determinados momentos la potencia generada no abastecía a la potencia requerida.

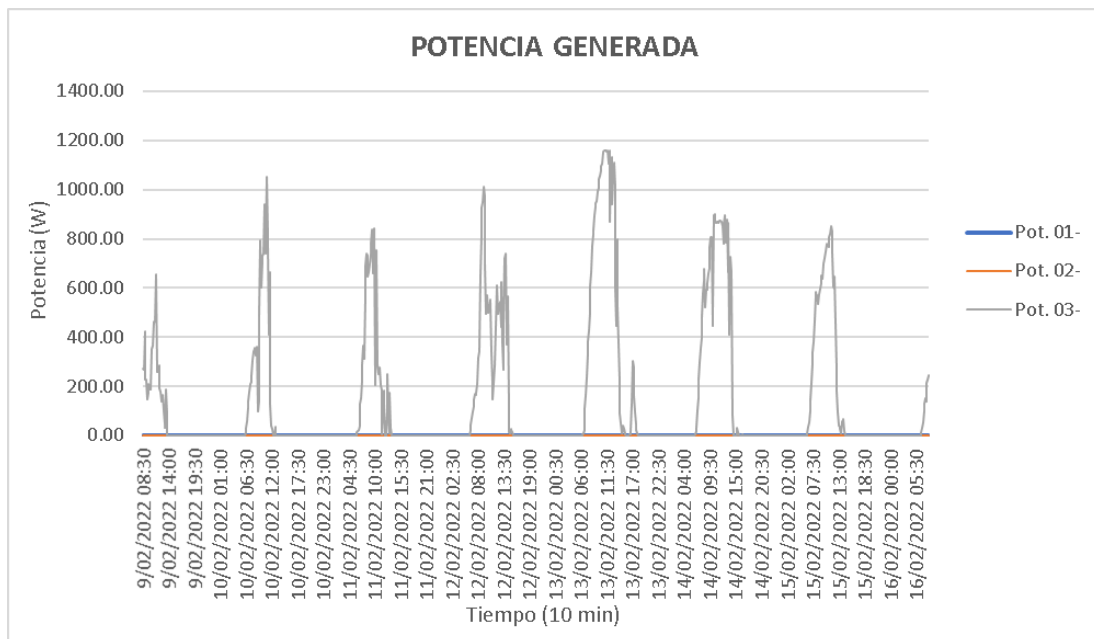
Tabla 23: Valores de potencia activa consumida

	Lugar de Medición	Potencia (W) Máx	Potencia (W) Mín
Periodo 01	PCC	2137.92	37.99
	Microinversor	1284.00	0.00
Periodo 02	PCC	925.63	0.00

Elaborado por el equipo de trabajo

La **Figura 48**, representa la potencia generada y que fue inyectada a la red durante el segundo periodo de medición. Los valores que se muestran en la curva color plomo fueron medidos en el PCC, los cuales representan la potencia generada por el SFVCR y que no fue consumida por parte de las cargas del sistema y esta fue inyectada a la red.

Figura 48: Niveles de potencia inyectada a la red



Elaborado por el equipo de trabajo

La **Tabla 24**, muestra un resumen de los valores de la potencia que fue inyectada a la red. Como se observa en la tabla durante el primer periodo de medición la potencia inyectada fue nula, y durante el segundo periodo de medición se registró valores que

oscilan entre 1160.25 W y 0.00 W, lo cual nos da a entender que cuando se tenía funcionando el sistema eléctrico en paralelo con el SFVCR no toda la energía fue consumida por parte de las cargas si no que el excedente fue inyectada a la red.

Tabla 24: *Valores de potencia generada e inyectada a la red*

	Lugar de Medición	Potencia (W) Máx	Potencia (W) Mín
Periodo 01	PCC	0.00	0.00
Periodo 02	Microinversor	0.00	0.00
	PCC	1160.25	0.00

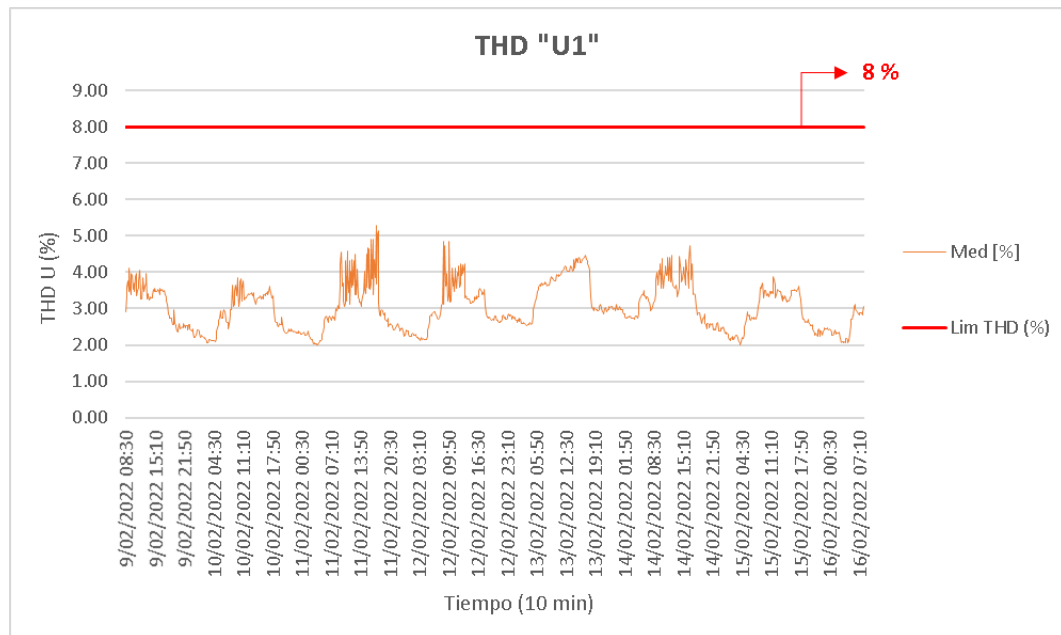
Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.5. Interpretación de armónicos sin SFVCR

4.1.1.5.1. Distorsión armónica total de voltaje

La **Figura 49**, representa los resultados gráficos de la distorsión armónica total de tensión (THDv, en Porcentaje), en función del tiempo. La THDv que se muestra medida en el PCC, es la proporcionada por la red eléctrica local en condiciones normales que opera sin SFVCR. Se observa que el 100% de los valores de THDv registrados se encuentra dentro del límite de 8 %, además se ve que la THDv aumenta sus valores de día entre las 8:00 y 18:00 horas, esto debido a que la THDv depende de la suma e influencia de las cargas eléctricas que están conectados a la red y disminuye sus valores de noche debido a que las cargas dejan de funcionar en su mayoría.

Figura 49: Niveles de distorsión armónica total de voltaje



Elaborado por el equipo de trabajo

En la **Tabla 25**, se presenta un resumen de los datos máximos, mínimos y promedio de la THDv obtenidos durante el periodo de medición, como se muestra en la tabla los valores registrados tuvieron una fluctuación máxima de 5.30 % y una mínima de 2.00 %, lo que nos da a entender que los resultados se encuentran dentro de los niveles de compatibilidad (THDv = 8%) establecido por la IEC 61000-2-2. Por lo tanto, se determina que se cumple con el índice de distorsión armónica total de voltaje.

Tabla 25: Valores de THDv máximo, mínimo y promedio

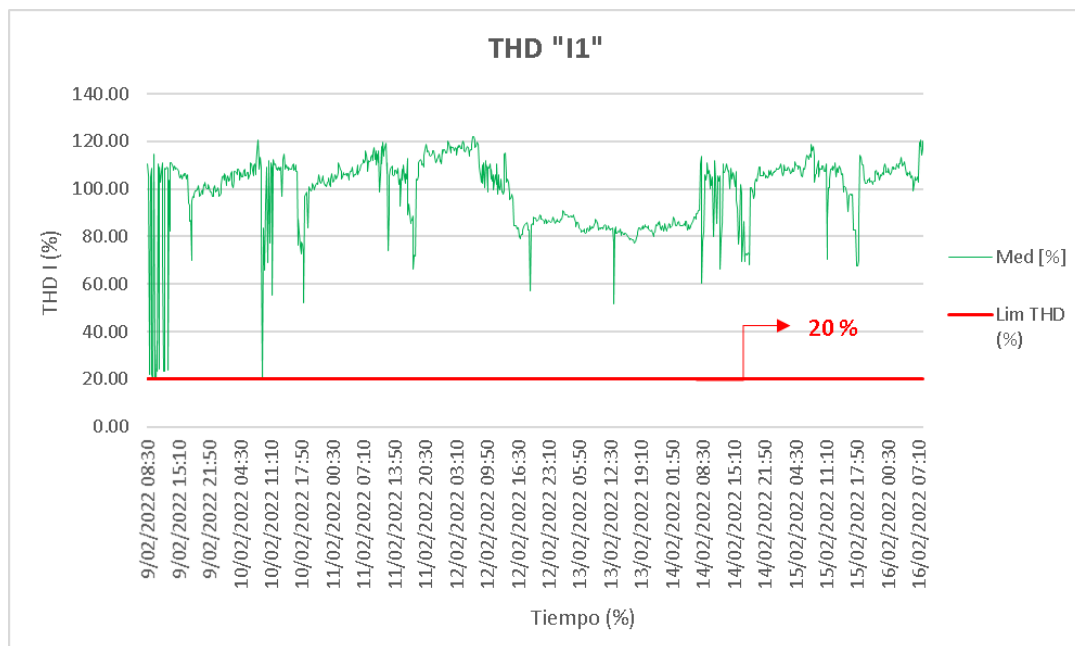
	THD Voltaje			Límite	IEC 61000-2-2
	Valor	Fecha	Hora		
Máximo (%)	5.30	11/02/2022	17:20		
Mínimo (%)	2.00	15/02/2022	4:10	8%	Si Cumple
Promedio (%)	3.03	----	----		

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.5.2. Distorsión armónica total de corriente

La **Figura 50**, representa los resultados gráficos de la distorsión armónica total de corriente (THDi, en Porcentaje), en función del tiempo. La THDi que se muestra medida en el PCC, es la proporcionada por la red eléctrica local en condiciones normales que opera sin SFVCR. Se observa que el 100% de los valores de THDi están por encima del límite admisible del 20%, además se ve que la THDi presenta sus mayores valores y en forma más distorsionada de lunes a sábado hasta mediodía esto debido a que son días laborables y se presenta el mayor uso de cargas no lineales.

Figura 50: Niveles de distorsión armónica total de corriente



Elaborado por el equipo de trabajo

En la **Tabla 26**, se presenta un resumen de los datos máximos, mínimos y promedios de la THDi obtenidos durante el periodo de medición, como se muestra en la tabla los valores registrados tuvieron una fluctuación máxima de 122.22 % y una mínima de 20.01 %, lo que nos da a entender que los resultados no se encuentran dentro de los niveles de compatibilidad (THDi = 20%) proporcionados por IEEE 519 – 2014. Por lo

tanto, se determina que no se cumple con el índice de distorsión armónica total de corriente.

Tabla 26: *Valores de THDi máximo, mínimo y promedio*

	THD Corriente			Límite	IEEE 519-2014
	Valor	Fecha	Hora		
Máximo (%)	122.22	12/02/2022	7:00		
Mínimo (%)	20.01	10/02/2022	9:20	20 %	No Cumple
Promedio (%)	98.59	----	----		

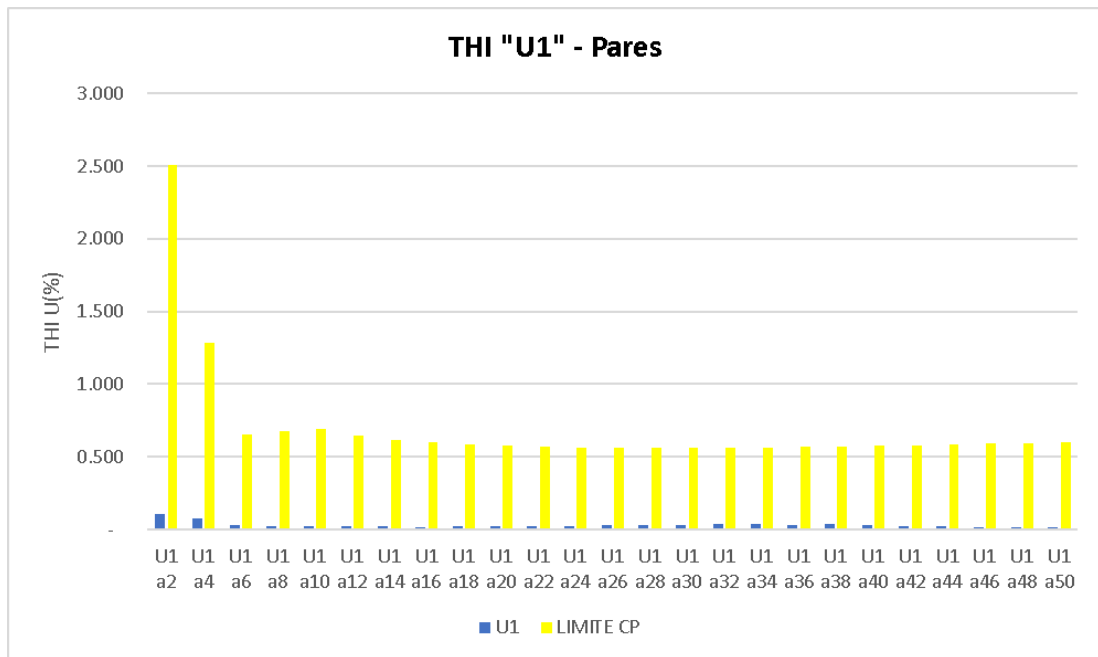
Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.5.3. Distorsión armónica individual de voltaje

- **Pares**

La **Figura 51**, representa los resultados gráficos de las distorsiones armónicas de tensión individual (IHD_v, en Porcentaje) específicamente de los componentes pares. La IHD_v que se muestra medida en el PCC, es la proporcionada por la red eléctrica local en condiciones normales que opera sin SFVCR. Como se puede observar el 100 % de los valores de distorsión de voltaje individual causada por la inyección de corrientes de las cargas no lineales están muy por debajo de sus límites.

Figura 51: Niveles de distorsión armónica individual de voltaje - pares



Elaborado por el equipo de trabajo

La **Tabla 27**, presenta un resumen de los valores de la distorsión armónica de tensión individual (IHDv, en porcentaje). En donde se puede observar que, el armónico individual par de porcentaje más alto es el de segundo orden (U1 a2) con un valor de 0.106 % mientras que el más bajo es el de orden cincuenta (U1 a 50) con un valor de 0.015 % ambos por debajo de sus límites 2.507 % y 0.600 % respectivamente. Al comparar cada uno de los valores de los armónicos individuales obtenidos con los límites de la normativa IEC 61000-2-2, se puede comprobar que se cumplen los márgenes impuestos sin sobrepasarlos en ningún caso.



Tabla 27: *Valores de IHDv - par*

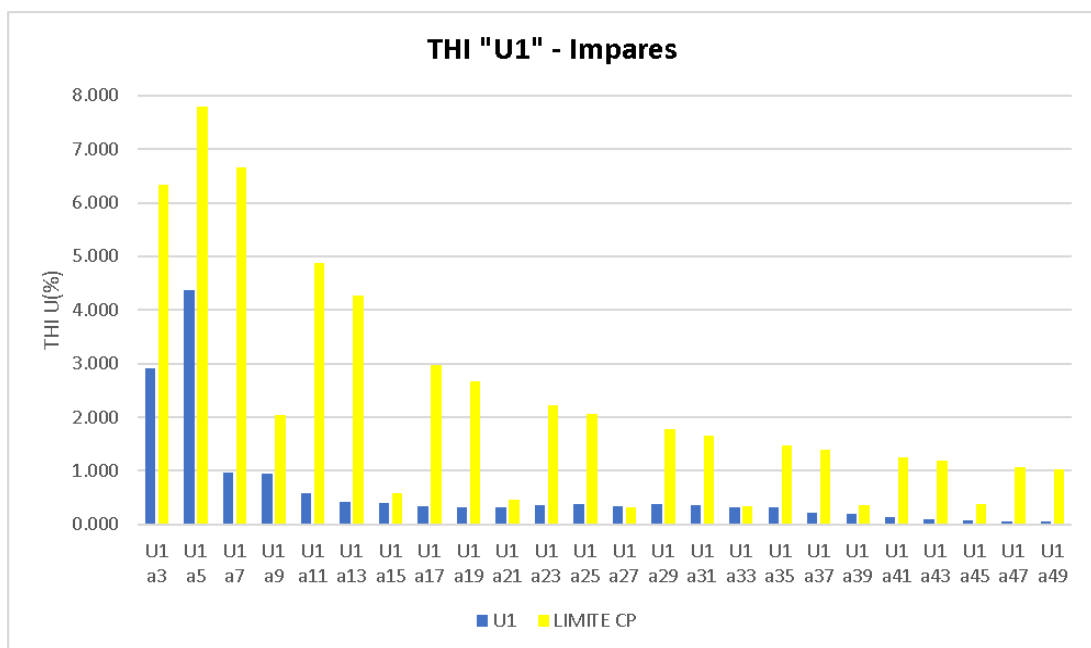
Valores de IHDv Registrados (Pares)			
Orden	Límite	Valor Medido	IEC 61000-2-2
2	< 2.507 %	0.106 %	<i>Cumple</i>
4	< 1.284 %	0.074 %	<i>Cumple</i>
6	< 0.658 %	0.031 %	<i>Cumple</i>
8	< 0.673 %	0.024 %	<i>Cumple</i>
10	< 0.689 %	0.024 %	<i>Cumple</i>
12	< 0.646 %	0.020 %	<i>Cumple</i>
14	< 0.617 %	0.020 %	<i>Cumple</i>
16	< 0.598 %	0.019 %	<i>Cumple</i>
18	< 0.584 %	0.020 %	<i>Cumple</i>
20	< 0.575 %	0.023 %	<i>Cumple</i>
22	< 0.569 %	0.021 %	<i>Cumple</i>
24	< 0.565 %	0.024 %	<i>Cumple</i>
26	< 0.563 %	0.029 %	<i>Cumple</i>
28	< 0.562 %	0.031 %	<i>Cumple</i>
30	< 0.563 %	0.033 %	<i>Cumple</i>
32	< 0.564 %	0.037 %	<i>Cumple</i>
34	< 0.567 %	0.036 %	<i>Cumple</i>
36	< 0.569 %	0.035 %	<i>Cumple</i>
38	< 0.573 %	0.036 %	<i>Cumple</i>
40	< 0.576 %	0.034 %	<i>Cumple</i>
42	< 0.581 %	0.025 %	<i>Cumple</i>
44	< 0.585 %	0.021 %	<i>Cumple</i>
46	< 0.590 %	0.018 %	<i>Cumple</i>
48	< 0.595 %	0.015 %	<i>Cumple</i>
50	< 0.600 %	0.015 %	<i>Cumple</i>

Elaborado por el equipo de trabajo

- **Impares**

La **Figura 52**, representa los resultados gráficos de las distorsiones armónicas de tensión individual (IHDv, en Porcentaje), específicamente de los componentes impares. La IHDv que se muestra medida en el PCC es la proporcionada por la red eléctrica local en condiciones normales que opera sin SFVCR causadas por la inyección de corrientes armónicas debido a la presencia de cargas no lineales. Como se puede observar hay una clara incidencia del armónico de orden 3 y 5 en donde sus valores son claramente superiores a los armónicos impares del orden 7 al 49, en este caso el 100 % de los valores registrados están por debajo de los límites.

Figura 52: Niveles de distorsión armónica individual de voltaje – impares



Elaborado por el equipo de trabajo

En la **Tabla 28**, se presenta un resumen de los valores de la distorsión armónica de tensión individual (IHDv, en porcentaje). En donde se puede observar que, el armónico individual impar de porcentaje más alto es el de quinto orden (U1 a5) con un valor de 4.372 % mientras que el más bajo es el de orden cincuenta (Ua 49) con un valor de 0.050% ambos valores registrados por debajo de sus límites de 7.800 % y 1.027 %



respectivamente. Al comparar cada uno de los valores de los armónicos individuales obtenidos con los límites de la normativa IEC 61000-2-2, se puede comprobar que cumplen los márgenes impuestos sin sobrepasarlos en ningún caso.



Tabla 28: *Valores de IHDv - impar*

Valores de IHDv Registrados (Impares)			
Orden	Límite	Valor Medido	IEC 61000-2-2
3	< 6.344 %	2.914 %	<i>Cumple</i>
5	< 7.800 %	4.372 %	<i>Cumple</i>
7	< 6.656 %	0.964 %	<i>Cumple</i>
9	< 2.043 %	0.942 %	<i>Cumple</i>
11	< 4.877 %	0.574 %	<i>Cumple</i>
13	< 4.273 %	0.427 %	<i>Cumple</i>
15	< 0.582 %	0.398 %	<i>Cumple</i>
17	< 2.973 %	0.340 %	<i>Cumple</i>
19	< 2.673 %	0.319 %	<i>Cumple</i>
21	< 0.465 %	0.316 %	<i>Cumple</i>
23	< 2.224 %	0.356 %	<i>Cumple</i>
25	< 2.052 %	0.373 %	<i>Cumple</i>
27	< 2.328 %	0.344 %	<i>Cumple</i>
29	< 1.775 %	0.387 %	<i>Cumple</i>
31	< 1.662 %	0.358 %	<i>Cumple</i>
33	< 0.347 %	0.328 %	<i>Cumple</i>
35	< 1.471 %	0.312 %	<i>Cumple</i>
37	< 1.390 %	0.220 %	<i>Cumple</i>
39	< 0.366 %	0.195 %	<i>Cumple</i>
41	< 1.248 %	0.127 %	<i>Cumple</i>
43	< 1.187 %	0.100 %	<i>Cumple</i>
45	< 0.384 %	0.082 %	<i>Cumple</i>
47	< 1.076 %	0.063 %	<i>Cumple</i>
49	< 1.027 %	0.050 %	<i>Cumple</i>

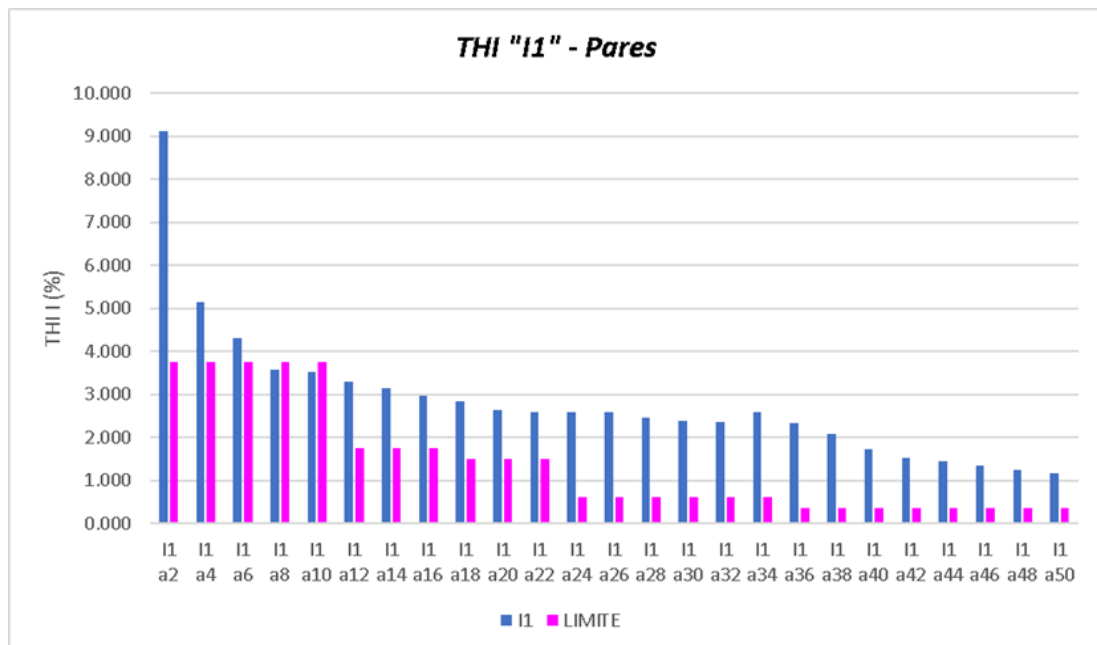
Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.5.4. Distorsión armónica individual de corriente

- Pares

La **Figura 53**, representa los resultados gráficos de las distorsiones de corriente individuales (IHDi, en Porcentaje) específicamente de los componentes pares. La IHDi que se muestra medida en el PCC es la proporcionada por la red eléctrica local en condiciones normales que opera sin SFVCR. La grafica muestra la emisión de corriente armónica descompuesta desde el orden 2 al 50, en donde se observa que los armónicos individuales que presentaron valores inferiores a sus límites son los de orden 8 y 10, mientras que el resto de armónicos superaron su límite, esto se debe a la presencia de cargas no lineales las cuales podrían afectar al funcionamiento de la red eléctrica.

Figura 53: Niveles de distorsión armónica individual de corriente -pares



Elaborado por el equipo de trabajo

En la **Tabla 29**, se presenta un resumen de los valores de la distorsión armónica de corriente individual de orden par (IHDi, en porcentaje). En donde se puede observar que el armónico individual par de porcentaje más alto es el de segundo orden (I1 a2)



con un valor de 9.110 % mientras que el más bajo es el de orden cincuenta (I1 a50) con un valor de 1.166 % ambos valores registrados por encima de sus límites de 3.750 % y 0.350% respectivamente. Al comparar cada uno de los valores de los armónicos individuales obtenidos con los límites de la normativa IEEE 519 - 2014, se puede comprobar que el armónico de octavo y decimo orden (I1 a8 y I1 a10), son los únicos que cumplen los márgenes impuestos como se indicó en la interpretación de la gráfica.



Tabla 29: *Valores de IHDi - par*

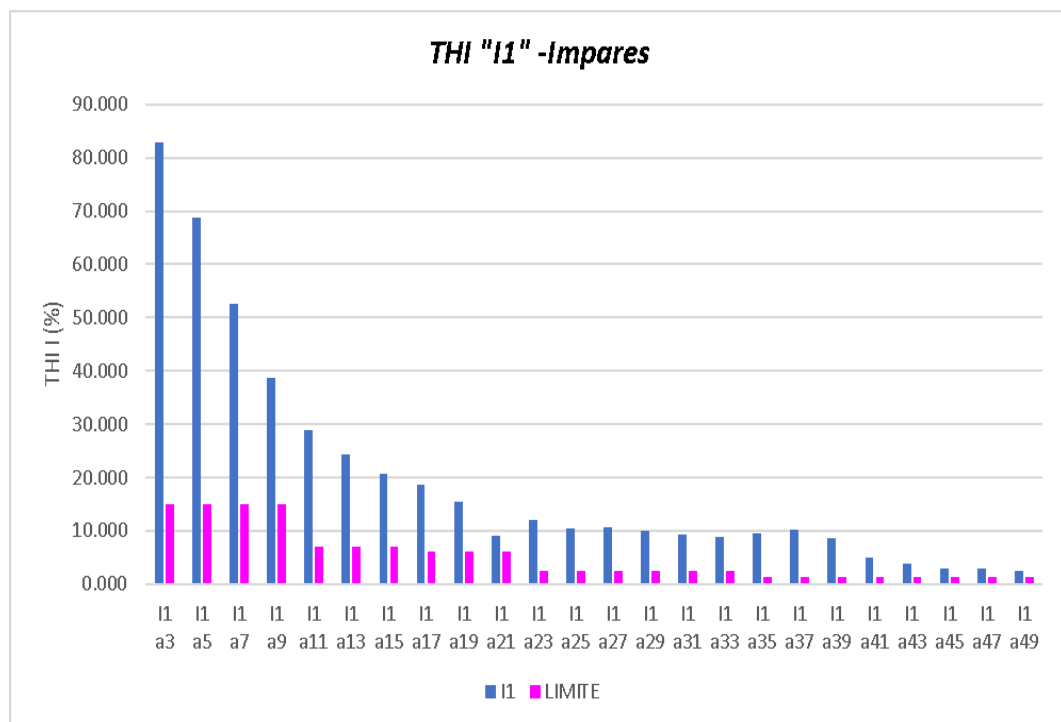
Valores de IHDi Registrados (Pares)			
Orden	Límite	Valor Medido	IEEE 519 - 2014
2	< 3.750 %	9.110 %	<i>No Cumple</i>
4	< 3.750 %	5.149 %	<i>No Cumple</i>
6	< 3.750 %	4.310 %	<i>No Cumple</i>
8	< 3.750 %	3.575 %	<i>Cumple</i>
10	< 3.750 %	3.519 %	<i>Cumple</i>
12	< 1.750 %	3.309 %	<i>No Cumple</i>
14	< 1.750 %	3.150 %	<i>No Cumple</i>
16	< 1.750%	2.969 %	<i>No Cumple</i>
18	< 1.500 %	2.841 %	<i>No Cumple</i>
20	< 1.500 %	2.652 %	<i>No Cumple</i>
22	< 1.500 %	2.601 %	<i>No Cumple</i>
24	< 0.625 %	2.593 %	<i>No Cumple</i>
26	< 0.625 %	2.589 %	<i>No Cumple</i>
28	< 0.625 %	2.475 %	<i>No Cumple</i>
30	< 0.625 %	2.398 %	<i>No Cumple</i>
32	< 0.625 %	2.356 %	<i>No Cumple</i>
34	< 0.625 %	2.594 %	<i>No Cumple</i>
36	< 0.350 %	2.336 %	<i>No Cumple</i>
38	< 0.350 %	2.087 %	<i>No Cumple</i>
40	< 0.350 %	1.738 %	<i>No Cumple</i>
42	< 0.350 %	1.518 %	<i>No Cumple</i>
44	< 0.350 %	1.449 %	<i>No Cumple</i>
46	< 0.350 %	1.354 %	<i>No Cumple</i>
48	< 0.350 %	1.256 %	<i>No Cumple</i>
50	< 0.350 %	1.166 %	<i>No Cumple</i>

Elaborado por el equipo de trabajo

- **Impares**

La **Figura 54**, representa los resultados gráficos de las distorsiones de corriente individuales (IHDi, en Porcentaje) específicamente de los componentes impares. La IHDi que se muestra medida en el PCC es la proporcionada por la red eléctrica local en condiciones normales que opera sin SFVCR. La grafica muestra la emisión de corriente armónica descompuesta desde el orden 3 al 49, en donde se observa que el 100 % de los armónicos individuales presentaron valores superiores a sus límites. La presencia de armónicos que superan sus límites se debe a la presencia de cargas no lineales las cuales podrían afectar al funcionamiento de la red eléctrica.

Figura 54: Niveles de distorsión armónica individual de corriente - impares



Elaborado por el equipo de trabajo

En la **Tabla 30**, se presenta un resumen de los valores de la distorsión armónica de corriente individual de orden impar (IHDi, en porcentaje). En donde se puede observar que el armónico individual impar de porcentaje más alto es el de tercer orden (I1 a3) con un valor de 82.900 % mientras que el más bajo es el de orden cuarenta y



nueve (II a49) con un valor de 2.482 %, ambos valores registrados por encima de sus límites de 15.00 % y 1.40 % respectivamente. Al comparar todos los valores experimentales obtenidos con los límites de la normativa IEEE 519 - 2014, se puede comprobar que todos los valores no cumplen los márgenes impuestos como se indicó en la interpretación de la gráfica.



Tabla 30: Valores de IHDi - impar

Valores de IHDi Registrados (Impares)			
Orden	Límite	Valor Medido	IEEE 519-2014
3	< 15.00 %	82.900 %	<i>No Cumple</i>
5	< 15.00 %	68.840 %	<i>No Cumple</i>
7	< 15.00 %	52.540 %	<i>No Cumple</i>
9	< 15.00 %	38.570 %	<i>No Cumple</i>
11	< 7.00 %	28.980 %	<i>No Cumple</i>
13	< 7.00 %	24.360 %	<i>No Cumple</i>
15	< 7.00 %	20.64 %	<i>No Cumple</i>
17	< 6.00 %	18.55 %	<i>No Cumple</i>
19	< 6.00 %	15.36 %	<i>No Cumple</i>
21	< 6.00 %	9.074 %	<i>No Cumple</i>
23	< 2.50 %	12.100 %	<i>No Cumple</i>
25	< 2.50 %	10.500 %	<i>No Cumple</i>
27	< 2.50 %	10.600 %	<i>No Cumple</i>
29	< 2.50 %	10.075 %	<i>No Cumple</i>
31	< 2.50 %	9.375 %	<i>No Cumple</i>
33	< 2.50 %	8.831 %	<i>No Cumple</i>
35	< 1.40 %	9.409 %	<i>No Cumple</i>
37	< 1.40 %	10.22 %	<i>No Cumple</i>
39	< 1.40 %	8.584 %	<i>No Cumple</i>
41	< 1.40 %	5.069 %	<i>No Cumple</i>
43	< 1.40 %	3.926 %	<i>No Cumple</i>
45	< 1.40 %	2.979 %	<i>No Cumple</i>
47	< 1.40 %	2.903 %	<i>No Cumple</i>
49	< 1.40 %	2.482 %	<i>No Cumple</i>

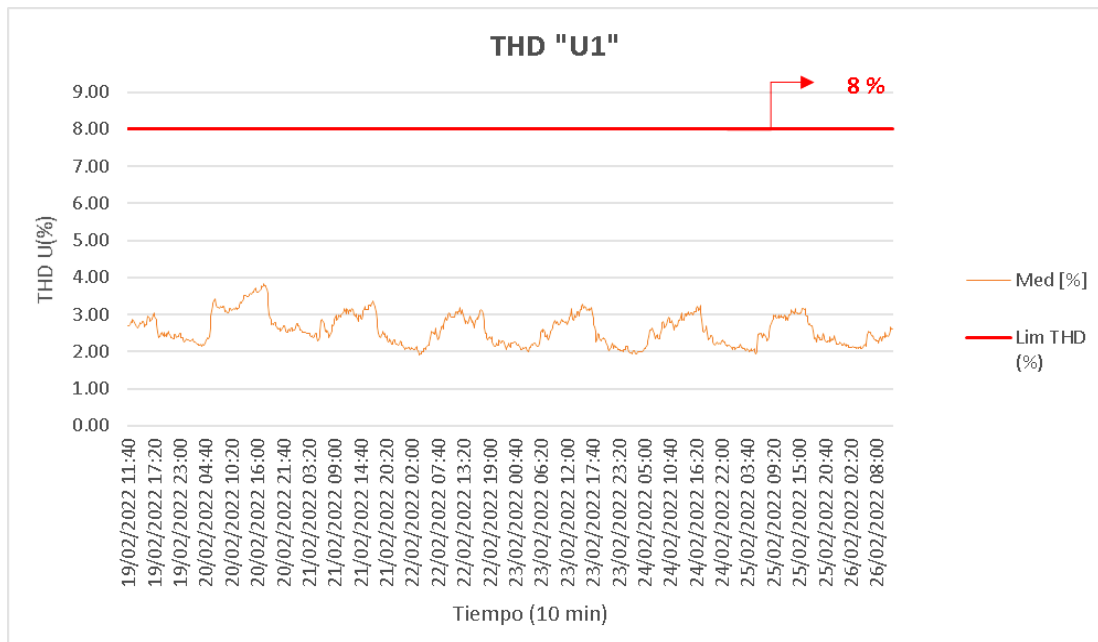
Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.6. Interpretación de armónicos con conexión SFVCR

4.1.1.6.1. Distorsión armónica total tensión

La **Figura 55**, representa los resultados gráficos del factor de la distorsión armónica total de tensión (THD_v, en Porcentaje), en función del tiempo. La THD_v que se muestra medida en el PCC, es la proporcionada por la red eléctrica cuando el sistema eléctrico opera en paralelo con el SFVCR. Se observa que el 100% de los valores de THD registrados se encuentra dentro del límite de 8%, y como en el primer periodo estos registran un aumento de día por la presencia de cargas no lineales, pero son menos distorsionados a causa del SFVCR que al generar una potencia adicional inyectado directamente al sistema compensa a los picos teniendo como resultado una onda más estable, como se muestra en la imagen.

Figura 55: Niveles de distorsión armónica total de voltaje



Elaborado por el equipo de trabajo

En la **Tabla 31**, se presenta un resumen de los datos máximos, mínimos y promedios de la THD_v obtenidos durante el periodo de medición, como se aprecia en la tabla los valores tuvieron una fluctuación máxima de 3.82 % y una mínima de 1.91 %, lo que nos da a entender que los resultados se encuentran dentro de los niveles de compatibilidad (THD_v = 8%) establecido por la IEC 61000-2-2, Por lo tanto, se determina que se cumple con el índice de distorsión armónica total de voltaje cuando el SFVCR opera en paralelo con la red eléctrica.

Tabla 31: Valores de THD_v máximo, mínimo y promedio

	THD Voltaje			Límite	IEC 61000-2-2
	Valor	Fecha	Hora		
Máximo (%)	3.82	20/02/2022	17:30		
Mínimo (%)	1.91	22/02/2022	3:40	8%	Cumple
Promedio (%)	2.59	----	----		

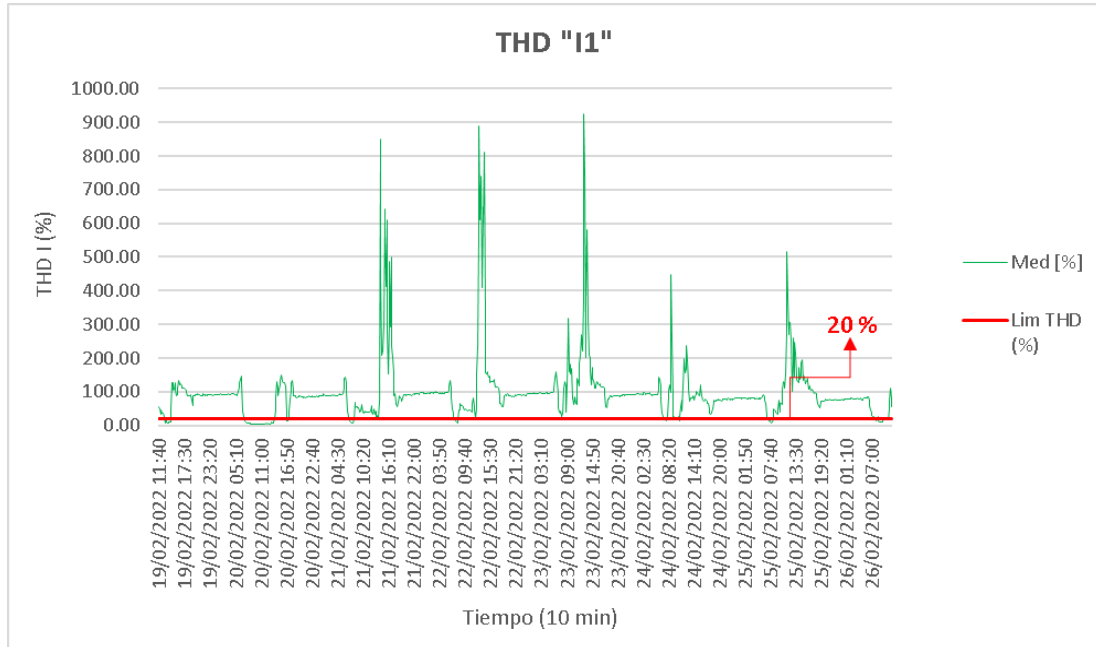
Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.6.2. Distorsión armónica total de corriente

La **Figura 56**, representa los resultados gráficos de la distorsión armónica total de corriente (THD_i, en Porcentaje), en función del tiempo. La THD_i que se muestra medida en el PCC, es la proporcionada por la red eléctrica local en condiciones normales que opera en paralelo con el SFVCR. Se puede observar que los altos valores registrados se dan a causa de que la radiación solar en esos instantes es baja y el sistema fotovoltaico tiene baja inyección de potencia en la red eléctrica y se cuenta con una considerable conexión de cargas no lineales funcionando en ese instante, también se observa que el 9.28 % de los valores están por debajo del límite del 20%. A si mismo se puede apreciar que la distorsión armónica total de tensión se comporta de forma simultánea en cada

uno de los días, exceptuando el día sábado 19 y domingo 20, debido a que no se cuenta con presencia de cargas.

Figura 56: Niveles de distorsión armónica total de corriente



Elaborado por el equipo de trabajo

En la **Tabla 32**, se presenta un resumen de los datos máximos, mínimos y promedios de la THD i obtenidos durante el periodo de medición, como se muestra en la tabla los valores de THDi registrados tuvieron una fluctuación máxima de 924,10 % y una mínima de 4.06 %, la mayoría de resultados se encuentran fuera de lo niveles de compatibilidad ($THDi = 20\%$) establecido por la IEEE 519 -2014. Por lo tanto, se determina que el SFVCR cuando trabaja en paralelo con la red eléctrica local eleva los valores de distorsión armónica de corriente cuando la producción de potencia es baja.

Tabla 32: Valores de THDi máximo, mínimo y promedio

	THD Corriente			Límite	IEEE 519-2014
	Valor	Fecha	Hora		
Máximo (%)	924.10	23/02/2022	13:00		
Mínimo (%)	4.06	20/02/2022	10:50	20 %	No Cumple
Promedio (%)	97.60	-----	-----		

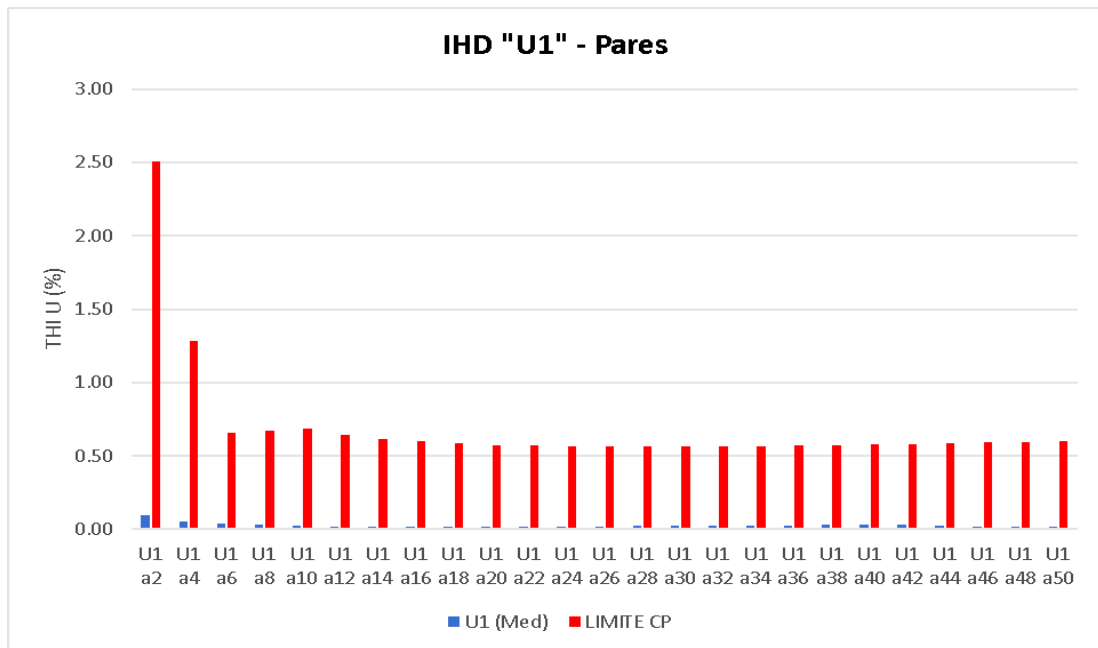
Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.6.3. Distorsión armónica individual de voltaje

- **Pares**

La **Figura 57**, representa los resultados gráficos de las distorsiones de tensión individual (IHDv, en Porcentaje), específicamente de los componentes pares. La IHDv que se muestra medida en el PCC, es la proporcionada por la red eléctrica local en condiciones normales que opera en paralelo con el SFVCR. Como se puede apreciar el armónico individual de porcentaje más alto fue el de segundo orden (U1a2) el cual es 25.32 veces menor a su límite establecido. Además, se ve que el 100 % de los valores de distorsión de voltaje individual causada por las cargas y el acoplamiento del SFVCR están muy por debajo de sus límites, por lo que la IHDv no afecta al funcionamiento de la red eléctrica.

Figura 57: Niveles de distorsión individual de voltaje - pares



Elaborado por el equipo de trabajo

En la **Tabla 33**, se presenta un resumen de los valores de la distorsión armónica de tensión individual (IHDv, en porcentaje). En donde se puede observar que el armónico individual par de porcentaje más alto es el de segundo orden (U1a2) con un valor de 0.099 % mientras que el más bajo es el de orden cincuenta (U1 a50) con un valor de 0.015 % ambos valores registrados por debajo de sus límites de 2.507 % y 0.600 % respectivamente. Al comparar cada uno de los armónicos individuales obtenidos con los límites de la normativa IEC 61000-2-2, se puede comprobar que se cumplen los márgenes impuestos sin sobrepasarlos en ningún caso.



Tabla 33: *Valores IHDv - par*

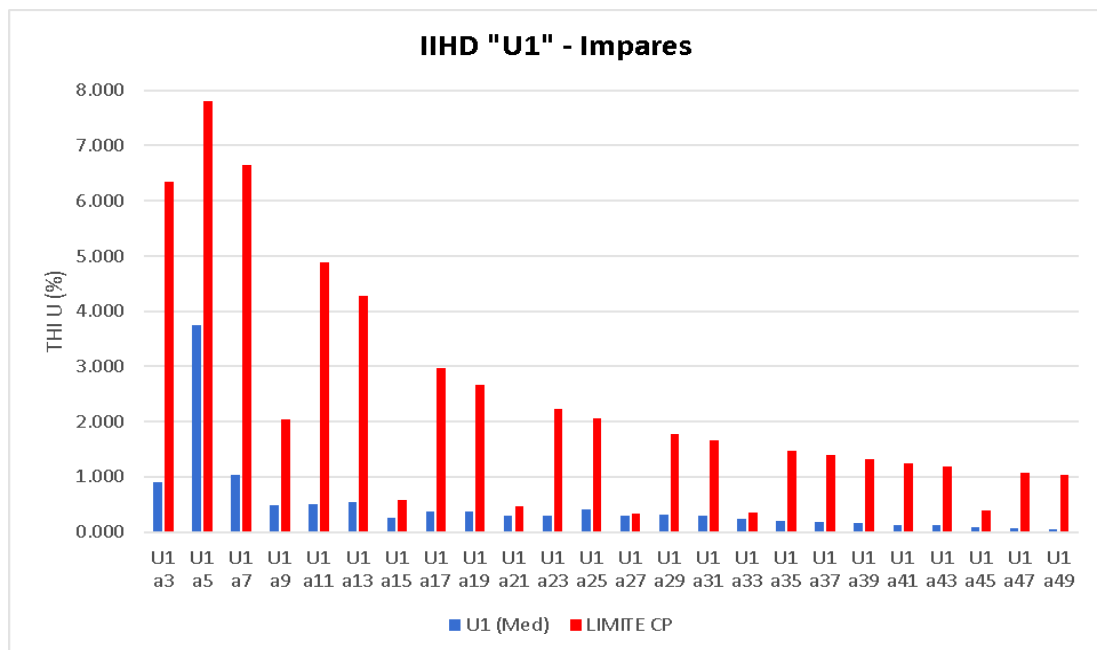
Valores de IHDv Registrados (Pares)			
Orden	Límite	Valor Medido	IEC 61000-2-2
2	< 2.507 %	0.099 %	<i>Cumple</i>
4	< 1.284 %	0.053 %	<i>Cumple</i>
6	< 0.658 %	0.036 %	<i>Cumple</i>
8	< 0.673 %	0.031 %	<i>Cumple</i>
10	< 0.689 %	0.021 %	<i>Cumple</i>
12	< 0.646 %	0.019 %	<i>Cumple</i>
14	< 0.617 %	0.020 %	<i>Cumple</i>
16	< 0.598 %	0.017 %	<i>Cumple</i>
18	< 0.584 %	0.017 %	<i>Cumple</i>
20	< 0.575 %	0.018 %	<i>Cumple</i>
22	< 0.569 %	0.017 %	<i>Cumple</i>
24	< 0.565 %	0.019 %	<i>Cumple</i>
26	< 0.563 %	0.020 %	<i>Cumple</i>
28	< 0.562 %	0.023 %	<i>Cumple</i>
30	< 0.563 %	0.025 %	<i>Cumple</i>
32	< 0.564 %	0.026 %	<i>Cumple</i>
34	< 0.567 %	0.025 %	<i>Cumple</i>
36	< 0.569 %	0.027 %	<i>Cumple</i>
38	< 0.573 %	0.031 %	<i>Cumple</i>
40	< 0.576 %	0.032 %	<i>Cumple</i>
42	< 0.581 %	0.029 %	<i>Cumple</i>
44	< 0.585 %	0.024 %	<i>Cumple</i>
46	< 0.590 %	0.019 %	<i>Cumple</i>
48	< 0.595 %	0.015 %	<i>Cumple</i>
50	< 0.600 %	0.015 %	<i>Cumple</i>

Elaborado por el equipo de trabajo

- **Impares**

La **Figura 58**, representa los resultados gráficos de las distorsiones de tensión individual (IHDv, en Porcentaje), específicamente de los componentes impares. La IHDv que se muestra medida en el PCC, es la proporcionada por la red eléctrica local en condiciones normales que opera en paralelo con el SFVCR. Como se puede observar hay una clara incidencia del armónico de orden 3, 5 y 7 en donde sus valores son claramente superiores a los del orden 9 al 49, en este caso el 100 % de los valores registrados para cada armónico individual están por debajo de los límites,

Figura 58: Niveles de distorsión armónica individual de voltaje - impar



Elaborado por el equipo de trabajo

En la **Tabla 34**, se presenta un resumen de los valores de la distorsión armónica de tensión individual (IHDv, en porcentaje). En donde se puede observar que, el armónico individual impar de porcentaje más alto es el de quinto orden (U1a5) con un valor de 3.742 % mientras que el más bajo es el de orden cincuenta (U1 a49) con un valor de 0.050% ambos valores registrados por debajo de sus límites de 7.800 % y 1.027 % respectivamente. Al comparar cada uno de los valores de los armónicos individuales

obtenidos con los límites de la normativa IEC 61000-2-2, se puede comprobar que se cumplen los márgenes impuestos sin sobrepasarlos en ningún caso.

Tabla 34: *Valores de IHDv -impar*

Valores de IHDv Registrados (Impares)			
Orden	Límite	Valor Medido	IEC 61000-2-2
3	< 6.344 %	0.899 %	<i>Cumple</i>
5	< 7.800 %	3.742 %	<i>Cumple</i>
7	< 6.656 %	1.038 %	<i>Cumple</i>
9	< 2.043 %	0.488 %	<i>Cumple</i>
11	< 4.877 %	0.503 %	<i>Cumple</i>
13	< 4.273 %	0.538 %	<i>Cumple</i>
15	< 0.582 %	0.255 %	<i>Cumple</i>
17	< 2.973 %	0.377 %	<i>Cumple</i>
19	< 2.673 %	0.364 %	<i>Cumple</i>
21	< 0.465 %	0.295 %	<i>Cumple</i>
23	< 2.224 %	0.303 %	<i>Cumple</i>
25	< 2.052 %	0.418 %	<i>Cumple</i>
27	< 0.328 %	0.296 %	<i>Cumple</i>
29	< 1.775 %	0.314 %	<i>Cumple</i>
31	< 1.662 %	0.300 %	<i>Cumple</i>
33	< 0.347 %	0.240 %	<i>Cumple</i>
35	< 1.471 %	0.200 %	<i>Cumple</i>
37	< 1.390 %	0.180 %	<i>Cumple</i>
39	< 1.316 %	0.164 %	<i>Cumple</i>
41	< 1.248 %	0.134 %	<i>Cumple</i>
43	< 1.187 %	0.119 %	<i>Cumple</i>
45	< 0.384 %	0.086 %	<i>Cumple</i>
47	< 1.076 %	0.070 %	<i>Cumple</i>
49	< 1.027 %	0.050 %	<i>Cumple</i>

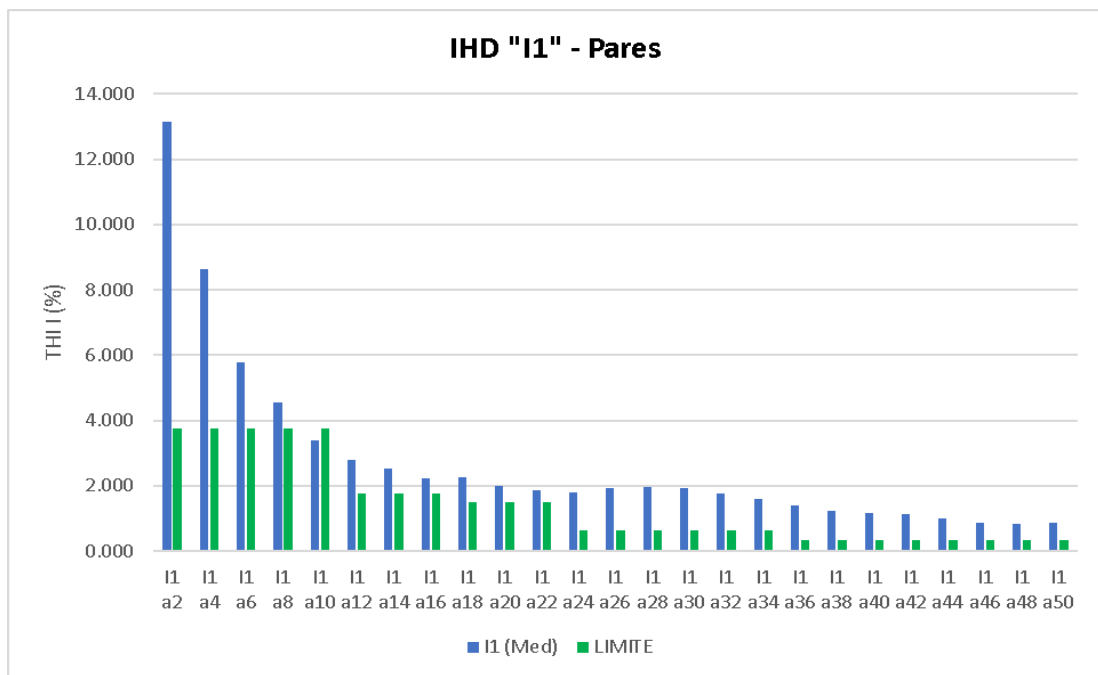
Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.6.4. Distorsión armónica individual de corriente

- Pares

La **Figura 59**, representa los resultados de las mediciones de las distorsiones de corriente individual (IHDi, en Porcentaje), específicamente de los componentes pares. La IHDi que se muestra medida en el PCC, es la proporcionada por la red eléctrica local en condiciones normales que opera en paralelo con el SFVCR. La grafica muestra la emisión de corriente armónica descompuesta desde el orden 2 al 50, en donde se observa que los armónicos individuales que presentaron valores superiores a sus límites son los de segundo orden (I1 a2) hasta el cincuentavo (I1 a50) orden, con excepción del armónico de decimo orden (I1 a10) el cual es 1.102 veces menor a su límite.

Figura 59: Niveles de distorsión de armónicos individual de corriente - par



Elaborado por el equipo de trabajo



En la **Tabla 35**, se presenta un resumen de los valores de la distorsión armónica de corriente individual de orden par (IHDi, en porcentaje). En donde se puede observar que el armónico individual par de porcentaje más alto es el de segundo orden (I1 a 2) con un valor de 13.150 % mientras que el más bajo es el de orden cincuenta (I1 a50) con un valor de 0.8710% ambos valores registrados por encima de sus límites de 3.750 % y 0.350 % respectivamente. Al comparar todos los valores experimentales obtenidos con los límites de la normativa IEEE 519 - 2014, se puede comprobar que la mayoría de los valores no cumplen los márgenes impuestos.

Tabla 35: Valores de IHDi - par

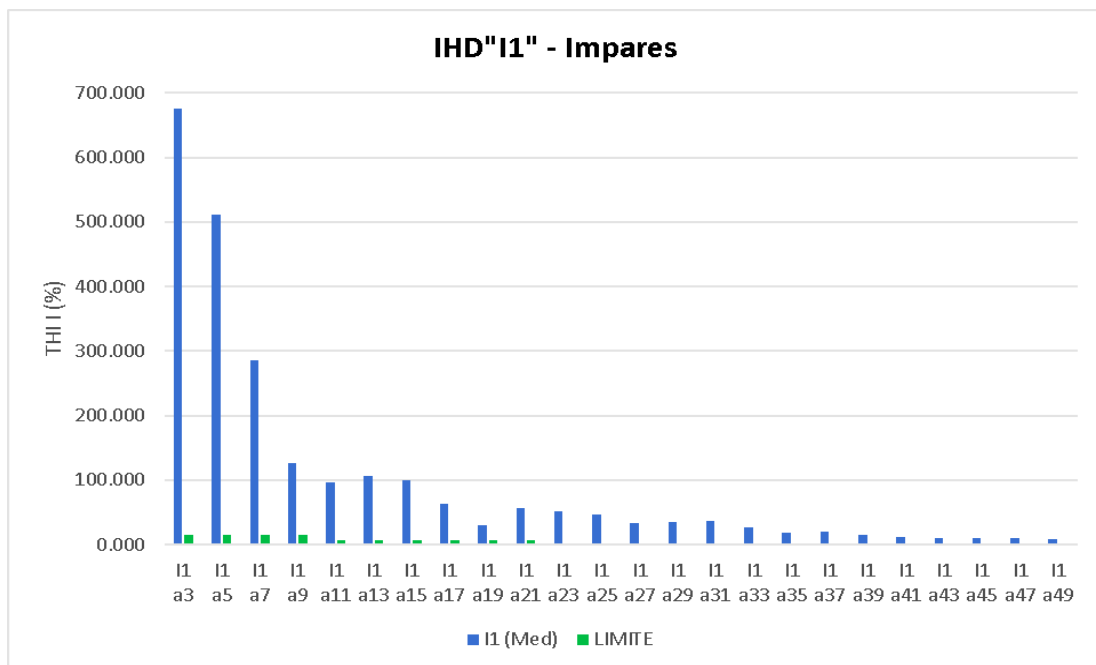
Valores de IHDi Registrados (Pares)			
Orden	Límite	Valor Medido	IEEE 519 - 2014
2	< 3.750 %	13.150 %	<i>No Cumple</i>
4	< 3.750 %	8.641 %	<i>No Cumple</i>
6	< 3.750 %	5.768 %	<i>No Cumple</i>
8	< 3.750 %	4.551 %	<i>No Cumple</i>
10	< 3.750 %	3.403 %	<i>Cumple</i>
12	< 1.750 %	2.795 %	<i>No Cumple</i>
14	< 1.750 %	2.520 %	<i>No Cumple</i>
16	< 1.750 %	2.222 %	<i>No Cumple</i>
18	< 1.500 %	2.256 %	<i>No Cumple</i>
20	< 1.500 %	1.987 %	<i>No Cumple</i>
22	< 1.500 %	1.851 %	<i>No Cumple</i>
24	< 0.625 %	1.785 %	<i>No Cumple</i>
26	< 0.625 %	1.925 %	<i>No Cumple</i>
28	< 0.625 %	1.974 %	<i>No Cumple</i>
30	< 0.625 %	1.938 %	<i>No Cumple</i>
32	< 0.625 %	1.773 %	<i>No Cumple</i>
34	< 0.625 %	1.612 %	<i>No Cumple</i>
36	< 0.350 %	1.382 %	<i>No Cumple</i>
38	< 0.350 %	1.240 %	<i>No Cumple</i>
40	< 0.350 %	1.164 %	<i>No Cumple</i>
42	< 0.350 %	1.120 %	<i>No Cumple</i>
44	< 0.350 %	0.999 %	<i>No Cumple</i>
46	< 0.350 %	0.852 %	<i>No Cumple</i>
48	< 0.350 %	0.836 %	<i>No Cumple</i>
50	< 0.350 %	0.871 %	<i>No Cumple</i>

Elaborado por el equipo de trabajo

- **Impares**

La **Figura 60**, representa los resultados gráficos de las distorsiones de corriente individual (IHDi, en Porcentaje), específicamente de los componentes impares. La IHDi que se muestra medida en el PCC, es la proporcionada por la red eléctrica local en condiciones normales que opera en paralelo con el SFVCR. La grafica muestra la emisión de la corriente armónica descompuesta desde el orden 3 al 49, en donde se observa que el 100% de los valores registrados sobrepasan su límite establecido.

Figura 60: Niveles de distorsión de armónicos individual de corriente -impar



Elaborado por el equipo de trabajo

En la **Tabla 36**, se presenta un resumen de los valores de la distorsión armónica de corriente individual de orden impar (IHDi, en porcentaje). En donde se puede observar que el armónico individual impar de porcentaje más alto es el de tercer orden (I1a3) con un valor de 675.200 % mientras que el más bajo es el de orden cuarenta y nueve (I1 a49) con un valor de 8.114 % ambos valores registrados por encima de sus límites de 15.000 % y 1.400 % respectivamente. Al comparar todos los valores

experimentales obtenidos con los límites de la normativa IEEE 519 - 2014, se puede comprobar que todos los valores no cumplen los márgenes impuestos.

Tabla 36: Valores de IHDi - impar

Valores de IHDi Registrados (Impares)			
Orden	Límite	Valor Medido	IEEE 519 - 2014
3	< 15.000 %	675.720 %	<i>No Cumple</i>
5	< 15.000 %	510.870 %	<i>No Cumple</i>
7	< 15.000 %	286.020 %	<i>No Cumple</i>
9	< 15.000 %	126.120 %	<i>No Cumple</i>
11	< 7.000 %	96.940 %	<i>No Cumple</i>
13	< 7.000 %	105.840 %	<i>No Cumple</i>
15	< 7.000 %	99.150 %	<i>No Cumple</i>
17	< 6.000 %	63.480 %	<i>No Cumple</i>
19	< 6.000 %	29.430 %	<i>No Cumple</i>
21	< 6.000 %	56.680 %	<i>No Cumple</i>
23	< 2.500 %	52.050 %	<i>No Cumple</i>
25	< 2.500 %	46.760 %	<i>No Cumple</i>
27	< 2.500 %	34.070 %	<i>No Cumple</i>
29	< 2.500 %	34.580 %	<i>No Cumple</i>
31	< 2.500 %	36.560 %	<i>No Cumple</i>
33	< 2.500 %	25.870 %	<i>No Cumple</i>
35	< 1.400 %	19.210 %	<i>No Cumple</i>
37	< 1.400 %	19.800 %	<i>No Cumple</i>
39	< 1.400 %	15.130 %	<i>No Cumple</i>
41	< 1.400 %	12.130 %	<i>No Cumple</i>
43	< 1.400 %	10.790 %	<i>No Cumple</i>
45	< 1.400 %	9.922 %	<i>No Cumple</i>
47	< 1.400 %	10.860 %	<i>No Cumple</i>
49	< 1.400 %	8.114 %	<i>No Cumple</i>

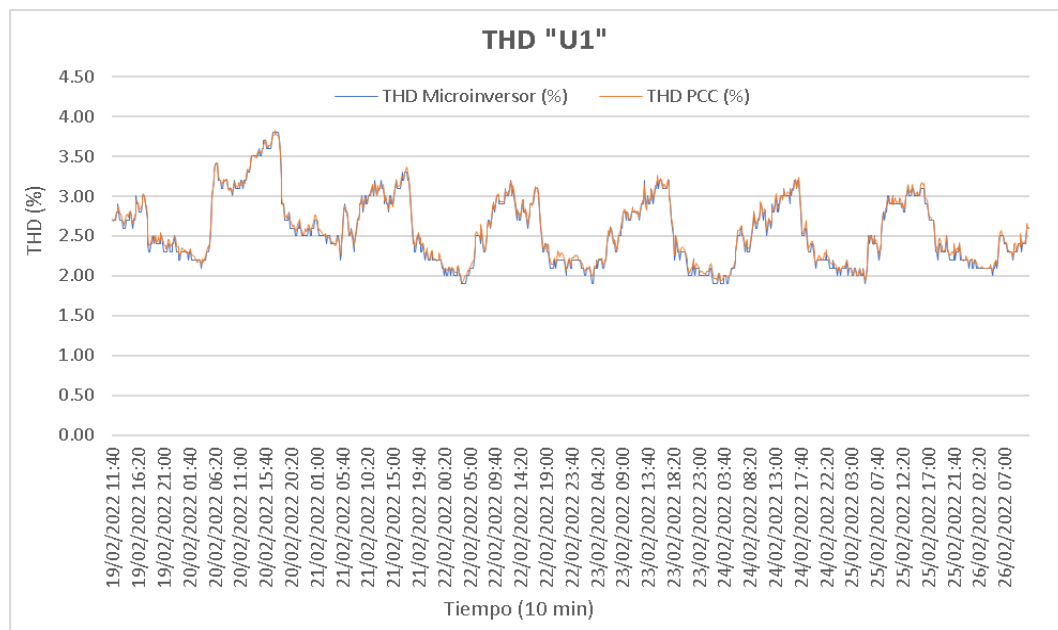
Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.2. Análisis de la distorsión armónica producida por los sistemas fotovoltaicos, a la salida del microinversor y en el punto de conexión común (PCC)

4.1.2.1. Interpretación de la distorsión armónica tota de tensión

La **Figura 61**, muestra los resultados gráficos de la distorsión armónica total de tensión medidos en dos puntos, el primero registrado a la salida del microinversor representado por la curva azul y el segundo registrado en el PCC representado por la curva anaranjada. En ambos casos las señales de las ondas de armónicos de tensión presentan una ligera distorsión y el comportamiento de la onda a la salida del microinversor es similar al comportamiento de la onda medida en el PCC, esto se debe a que el SFVCR se sincroniza con los niveles de tensión de la red eléctrica. Esta similitud no solo se refleja en su comportamiento, sino que también se refleja en sus valores.

Figura 61: THD_v a la salida del microinversor y en el PCC



Elaborado por el equipo de trabajo

La **Tabla 37**, presenta un resumen de los valores máximos y mínimos de la distorsión armónica de tensión, los cuales se vieron gráficamente en la figura 55, en donde se pudo ver que la señal de onda medida a la salida del microinversor y en PCC presentaban un comportamiento similar y esto se puede verificar claramente con los datos de la siguiente tabla, en donde se muestra que la señal de onda a la salida del microinversor oscila entre 3.80% y 1.90% mientras que la señal de onda en el PCC oscila entre 3.82% y 19.1%, esta pequeña variación del 0.03% del promedio, se da porque en la mediciones realizadas en el PCC se adiciona la distorsión armónica de tensión provocada por las corrientes armónicas de las cargas no lineales presentes en el sistema.

Tabla 37: Valores máx. y mín. de THDv a la salida del microinversor y en el PCC

	THDv (%) Máx	THDv (%) Mín	Promedio (%)
PCC	3.82	1.91	2.59
Microinversor	3.80	1.90	2.56

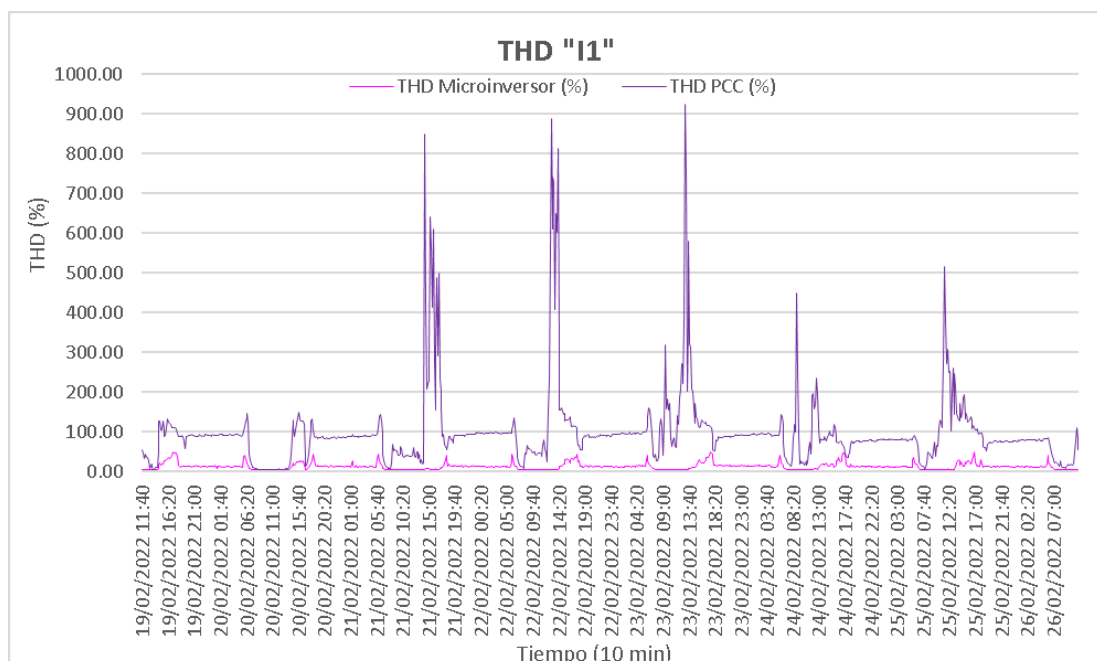
Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.2.2. Interpretación de la distorsión armónica total de corriente

La **Figura 62**, muestra los resultados gráficos de la distorsión armónica total de tensión medidos en dos puntos, el primero registrado a la salida del microinversor representado por la curva rosada y el segundo registrado en el PCC representado por la curva morada. Como se puede apreciar la señal de la onda de armónicos de corriente a la salida del microinversor presenta valores muy inferiores y menos distorsionados en comparación con la de la señal de onda medida en el PCC. Otro aspecto importante a resaltar es que la señal de la onda medida en el PCC, tiene un comportamiento similar a la señal de onda medida a la salida del microinversor, esto debido a que el microinversor

del SFVCR cuenta con diferentes dispositivos electrónicos que hace que la señal de la onda de corriente medida en el PCC se sincronice a la señal de onda de corriente generada por el microinversor. Así mismo se puede observar que en ambas ondas al inicio y final de cada periodo se presentan picos de distorsión armónica, estas se reflejan claramente en la señal de onda medida en el PCC, este comportamiento se da por que el SFVCR aumenta y disminuye el nivel potencia generado, pero la amplitud de distorsión armónica es más intensa cuando se tiene la presencia de cargas no lineales conectadas al sistema. Finalmente, la gráfica muestra que en el sistema eléctrico en donde se realizó las mediciones ya existía una contaminación armónica la cual se refleja en el momento que el SFVCR no genera potencia y a la vez no se cuenta con cargas conectadas al sistema, los valores de distorsión armónica de corriente registrados en el PCC aumentan considerablemente si se comparan con los valores medidos a la salida del microinversor.

Figura 62: THDi a la salida del microinversor y en el PCC



Elaborado por el equipo de trabajo

La **Tabla 38**, presenta un resumen de los valores máximos y mínimos de la distorsión armónica de corriente, los cuales se vieron gráficamente en la figura 62, en

donde se pudo ver que la señal de onda medida a la salida del microinversor y en PCC presentaban un comportamiento similar, pero los valores medidos en el PCC registraron una elevada magnitud, esto se puede verificar claramente con los datos de la siguiente tabla, en donde se muestra que la señal de onda a la salida del microinversor oscila entre 50.00 % y 3.40% mientras que la señal de onda en el PCC oscila entre 924.10% y 4.06%.

Tabla 38: Valores máx. y mín. de THDi a la salida del microinversor y en el PCC

	THDi (%) Máx	THDi (%) Mín	Promedio (%)
PCC	924.10	4.06	97.60
Microinversor	50.00	3.40	12.45

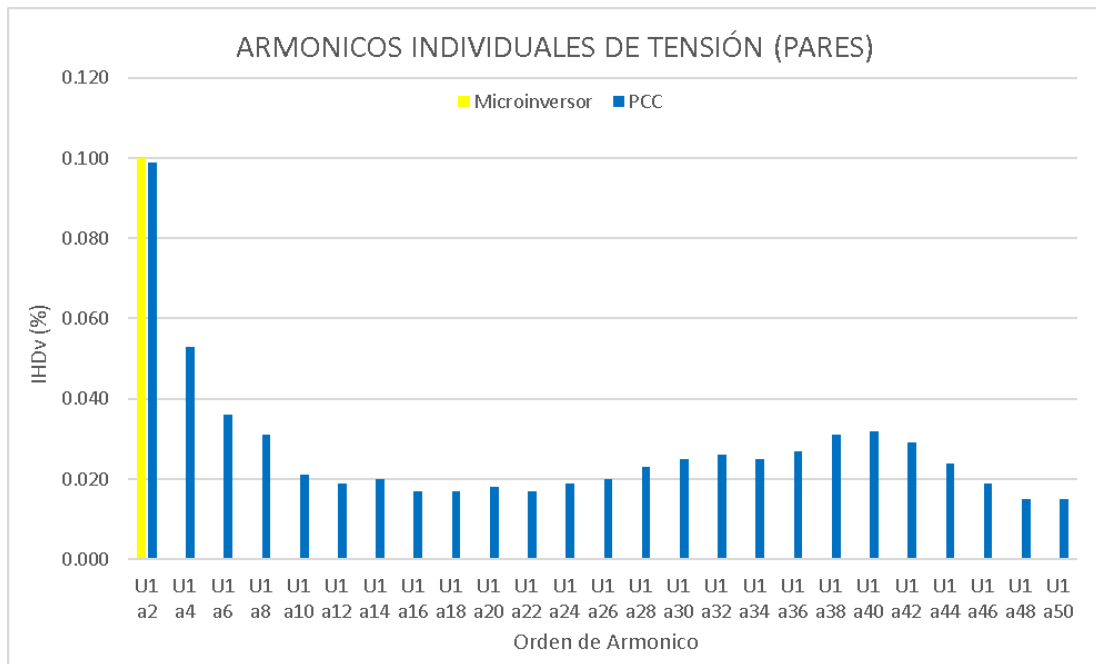
Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.2.3. Interpretación de la distorsión armónica individual de tensión

- **Par**

La **Figura 63**, muestra los resultados gráficos de la distorsión armónica individual de tensión (IHDv), específicamente los de componente par, en la cual podemos apreciar la IHDv medida a la salida del microinversor representado por la gráfica amarilla y la gráfica de color azul representa la IHDv medida en el PCC. La figura muestra que en el PCC se registran todos los armónicos de orden par, detalle que no sucede a la salida del microinversor en donde el único valor registrado fue el armónico de segundo orden.

Figura 63: *IHDv – par, a salida del microinversor y en el PCC*



Elaborado por el equipo de trabajo

La **Tabla 39**, muestra un resumen de los valores máximos de IHDv- par, en donde se puede verificar que el armónico de segundo orden (U1 a2) fue el que se presentó con mayor amplitud tanto a la salida del microinversor como en el PCC, en el primero se registró un valor de 0.100% y el segundo un valor de 0.099%. En la tabla también se puede verificar al igual que en la figura que los armónicos individuales de tensión par del SFVCR son prácticamente nulos.

Tabla 39: Valores de IHDv – par, a la salida del microinversor y en el PCC

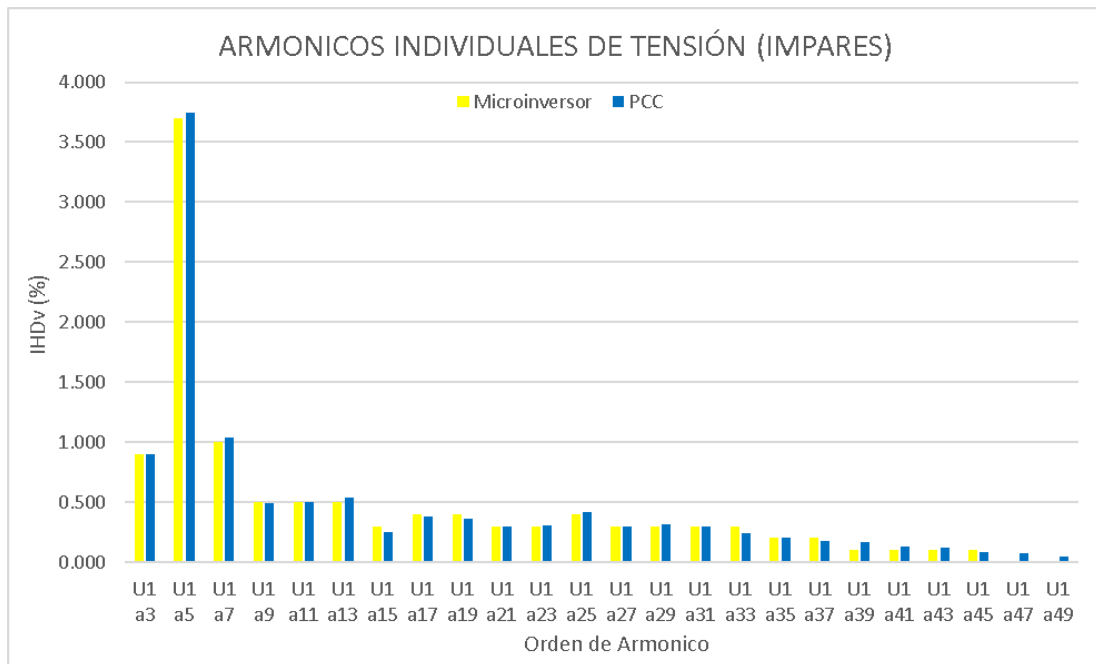
Valores de IHDv – Par (%)					
Orden	Microinversor	PCC	Orden	Microinversor	PCC
2	0.100 %	0.099 %	28	0.00 %	0.023 %
4	0.00 %	0.053 %	30	0.00 %	0.025 %
6	0.00 %	0.036 %	32	0.00 %	0.026 %
8	0.00 %	0.031 %	34	0.00 %	0.025 %
10	0.00 %	0.021 %	36	0.00 %	0.027 %
12	0.00 %	0.019 %	38	0.00 %	0.031 %
14	0.00 %	0.020 %	40	0.00 %	0.032 %
16	0.00 %	0.017 %	42	0.00 %	0.029 %
18	0.00 %	0.017 %	44	0.00 %	0.024 %
20	0.00 %	0.018 %	46	0.00 %	0.019 %
22	0.00 %	0.017 %	48	0.00 %	0.015 %
24	0.00 %	0.019 %	50	0.00 %	0.015 %
26	0.00 %	0.020 %			

Elaborado por el equipo de trabajo

- **Impar**

La **Figura 64**, muestra los resultados gráficos de la distorsión armónica individual de tensión (IHDv), específicamente los de componente impar, en la cual podemos apreciar la IHDv medida a la salida del microinversor representado por la gráfica amarilla y la gráfica de color azul representa la IHDv medida en el PCC. La grafica muestra que los armónicos impares en el PCC y a la salida del microinversor presentan similar amplitud con excepción de los armónicos de orden (U1 a47) y (U1 a49).

Figura 64: *IHD_v – impar, a salida del microinversor y en el PCC*



Elaborado por el equipo de trabajo

La **Tabla 40**, muestra un resumen de los valores máximos de IHD_v- impar, en donde se puede verificar que el armónico de segundo orden (U1 a5) fue el que se presentó con mayor amplitud tanto a la salida del microinversor como en el PCC, en el primero se registró un valor de 0.3.700 % y el segundo un valor de 3.742 %. En la tabla también se puede verificar al igual que en la figura que los armónicos individuales del SFVCR de orden U1 a47 y U1 a49 son nulos.

Tabla 40: Valores de IHDv – impar a la salida del microinversor y en el PCC

Valores de IHDv – Impar (%)					
Orden	Microinversor	PCC	Orden	Microinversor	PCC
3	0.900 %	0.899 %	29	0.300 %	0.314 %
5	3.700 %	3.742 %	31	0.300 %	0.300 %
7	1.000 %	1.038 %	33	0.300 %	0.240 %
9	0.500 %	0.488 %	35	0.200 %	0.200 %
11	0.500 %	0.503 %	37	0.200 %	0.180 %
13	0.500 %	0.538 %	39	0.100 %	0.164 %
15	0.300 %	0.255 %	41	0.100 %	0.134 %
17	0.400 %	0.377 %	43	0.100 %	0.119 %
19	0.400 %	0.364 %	45	0.100 %	0.086 %
21	0.300 %	0.295 %	47	0.000 %	0.070 %
23	0.300 %	0.303 %	49	0.000 %	0.050 %
25	0.400 %	0.418 %			
27	0.300 %	0.296 %			

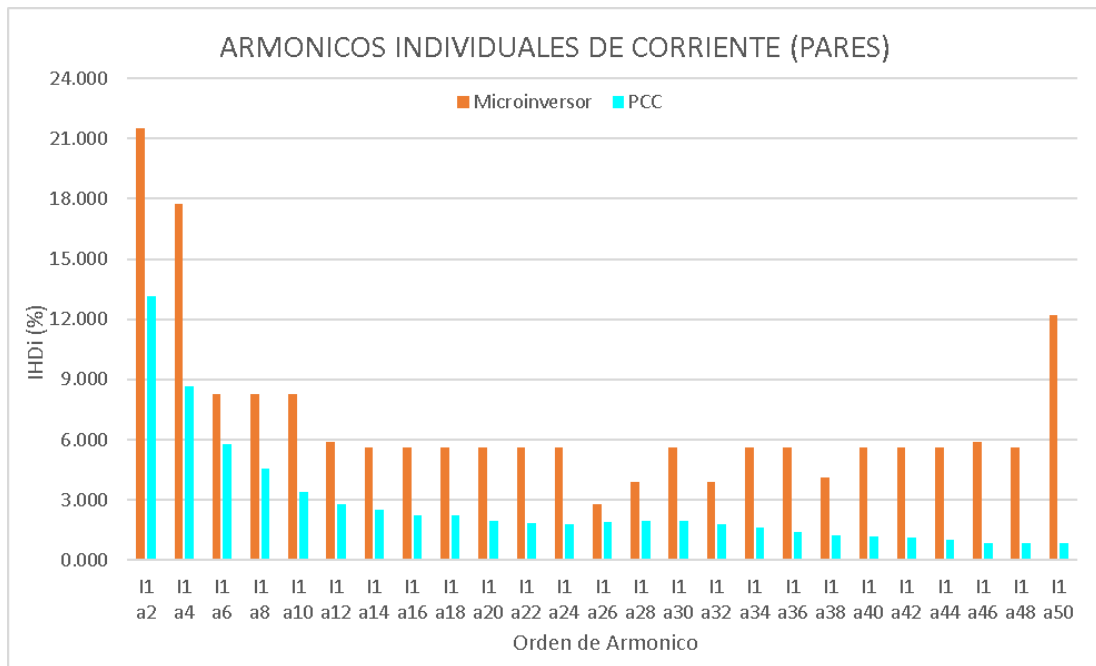
Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.2.4. Interpretación de la distorsión armónica individual de corriente

- **Par**

La **Figura 65**, muestra los resultados gráficos de la distorsión armónica individual de corriente (IHDi), específicamente los de componente par, en la cual podemos apreciar la IHDi medida a la salida del microinversor representado por la gráfica anaranjada y la gráfica de color celeste representa la IHDi medida en el PCC. La grafica muestra que en el PCC se registraron valores con inferior amplitud a los valores registrados a la salida del microinversor, en ambos casos el armónico de orden I1 a2 y I1 a4, son los que mayor amplitud presentaron.

Figura 65: *IHDi – par, a salida del microinversor y en el PCC*



Elaborado por el equipo de trabajo

La **Tabla 41**, muestra un resumen de los valores máximos de IHDi – par, en donde se puede verificar que el armónico de segundo y cuarto orden (I1 a2 y I1 a4) fueron los que se presentaron con mayor amplitud tanto a la salida del microinversor como en el PCC, en el primero se registró un valor de 21.480 % y el segundo un valor de 13.150 % ambos correspondientes al armónico de segundo orden. La tabla también nos muestra al igual que en la figura que los armónicos de corriente par a la salida del microinversor son de mayor amplitud, esto se debe a que los armónicos pares son generados cuando el SFVCR genera potencia y el flujo de corriente en el PCC es inferior al flujo de corriente de la salida del microinversor, esto porque las cargas conectadas en el sistema se alimentan de la energía generada por el SFVCR.

Tabla 41: Valores de IHDi – par a la salida del microinversor y en el PCC

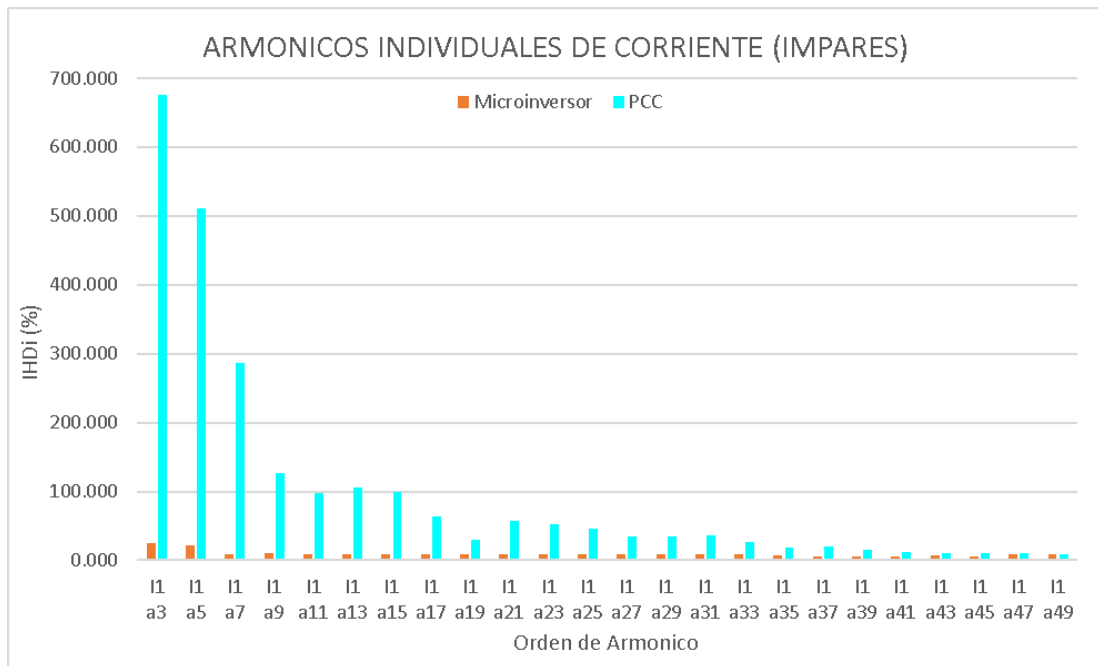
Valores de IHDi – Par (%)					
Orden	Microinversor	PCC	Orden	Microinversor	PCC
2	21.480 %	13.150 %	28	3.900 %	1.974 %
4	17.730 %	8.641 %	30	5.600 %	1.938 %
6	8.300 %	5.768 %	32	3.900 %	1.773 %
8	8.300 %	4.551 %	34	5.600 %	1.612 %
10	8.300 %	3.403 %	36	5.600 %	1.382 %
12	5.900 %	2.795 %	38	4.100 %	1.240 %
14	5.600 %	2.520 %	40	5.600 %	1.164 %
16	5.600 %	2.222 %	42	5.600 %	1.120 %
18	5.600 %	2.256 %	44	5.600 %	0.999 %
20	5.600 %	1.987 %	46	5.900 %	0.852 %
22	5.600 %	1.851 %	48	5.600 %	0.836 %
24	5.600 %	1.785 %	50	12.200 %	0.871 %
26	2.800 %	1.925 %			

Elaborado por el equipo de trabajo

- **Impar**

La **Figura 66**, muestra los resultados gráficos de la distorsión armónica individual de corriente (IHDi), específicamente los de componente impar, en la cual podemos apreciar la IHDi medida a la salida del microinversor representado por la gráfica anaranjada y la gráfica de color celeste representa la IHDi medida en el PCC. La grafica muestra que a la salida del microinversor se registraron valores con inferior amplitud a los valores registrados en el PCC, en ambos casos el armónico de orden I1 a3 y I1 a5 son los que mayor amplitud presentaron, pero la IHDi del tercer armónico (I1 a3) en el PCC es claramente 27 veces superior al tercer armónico (I1 a3) de la salida del microinversor.

Figura 66: IHDi –impar, a salida del microinversor y en el PCC



Elaborado por el equipo de trabajo

La **Tabla 42**, muestra un resumen de los valores máximos de IHDi – impar, en donde se puede verificar que el armónico de tercer y quinto orden (I1 a3 y I1 a5) fueron los que se presentaron con mayor amplitud tanto a la salida del microinversor como en el PCC, en el primero se registró un valor de 25.000 % y el segundo un valor de 675.720 % ambos correspondientes al armónico de tercer orden. La tabla también nos muestra al igual que en la figura que los armónicos de corriente impar en el PCC, son de mayor amplitud, esto se debe a que los armónicos impares son generados cuando el SFVCR deja de producir potencia y el flujo de corriente en el PCC es superior al flujo de corriente de la salida del microinversor, esto se debe a que en esos instante las cargas conectadas en el sistema requieren de una elevada potencia la cual no puede ser abastecida por el SFVCR y se alimenta de la energía de la red eléctrica

Tabla 42: Valores de IHDi – Par, a la salida del microinversor y en el PCC

Valores de IHDv – Impar (%)					
Orden	Microinversor	PCC	Orden	Microinversor	PCC
3	25.000 %	675.720 %	29	8.300 %	34.580 %
5	21.100 %	510.870 %	31	8.300 %	36.560 %
7	8.300 %	286.020 %	33	8.300 %	25.870 %
9	10.800 %	126.120 %	35	7.700 %	19.210 %
11	8.300 %	96.940 %	37	6.100 %	19.800 %
13	8.300 %	105.840 %	39	5.600 %	15.130 %
15	8.300 %	99.150 %	41	6.100 %	12.130 %
17	8.300 %	63.480 %	43	7.300 %	10.790 %
19	8.300 %	29.430 %	45	5.600 %	9.922 %
21	8.300 %	56.680 %	47	8.300 %	10.860 %
23	8.300 %	52.050 %	49	8.300 %	8.114 %
25	8.300 %	46.760 %			
27	8.300 %	34.070 %			

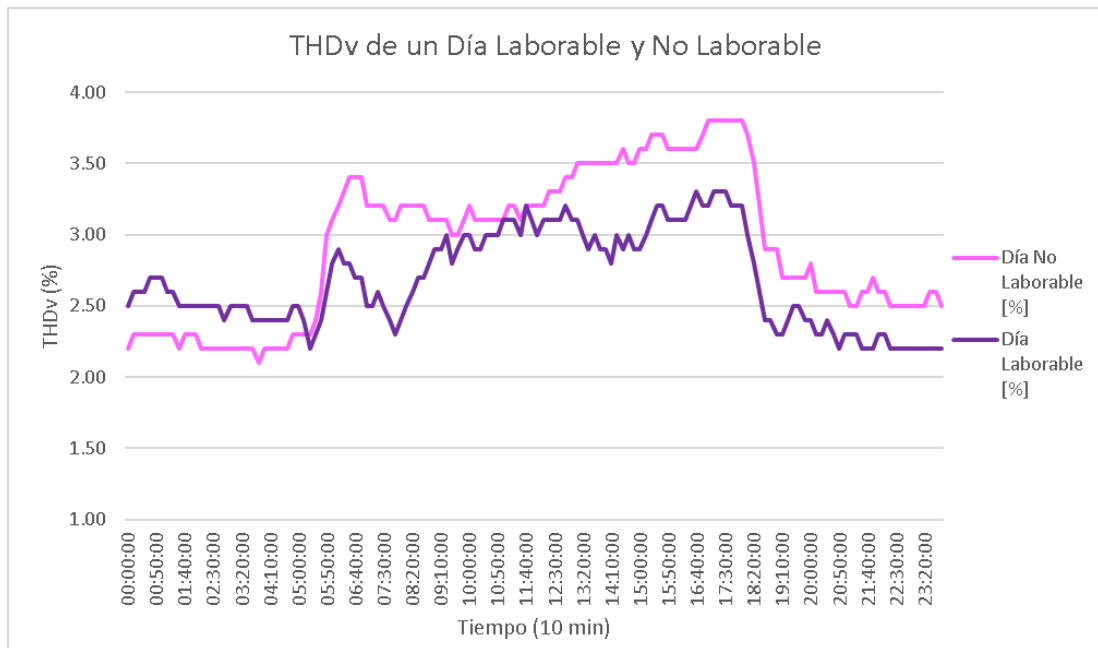
Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.2.5. THD de un día laborable y no laborable a la salida del microinversor

4.1.2.5.1. Distorsión armónica de tensión

En la **Figura 67**, se muestra la gráfica de la señal de onda de distorsión armónica de tensión medida a la salida del microinversor para un día laborable y no laborable, como se observa la THDv en un día laborable registra mayores valores en comparación con un día no laborable, estos valores se dan por que la tensión proveniente de la red en un día no laborable presenta mayor distorsión armónica a causa de las cargas externas que están conectadas en el sistema. La grafica también muestra que los armónicos de tensión en un día laborable son más distorsionados por la presencia de cargas internas que hacen que la amplitud de la señal de onda presente más deformación.

Figura 67: THDv de un día laborable y no laborable



Elaborado por el equipo de trabajo

En la **Tabla 43**, se representa un resumen de los valores máximos y mínimos de la onda de distorsión armónica total de voltaje (THDv) para un día laborable y no laborable, en donde se ve que los valores registrados en el día laborable oscilan entre 3.300 % y 2.200%, mientras que en un día no laborable oscilan entre 3.800 % y 2.100%.

Tabla 43: Resumen de los valores de THDv en un día laborable y no laborable

Dia	Distorsión Armónico de Voltaje			IEC-61000-2-2
	Valor Max (%)	Valor Min (%)	Promedio (%)	
Laborable	3.300	2.200	2.680	Si cumple
No Laborable	3.800	2.100	2.930	Si cumple

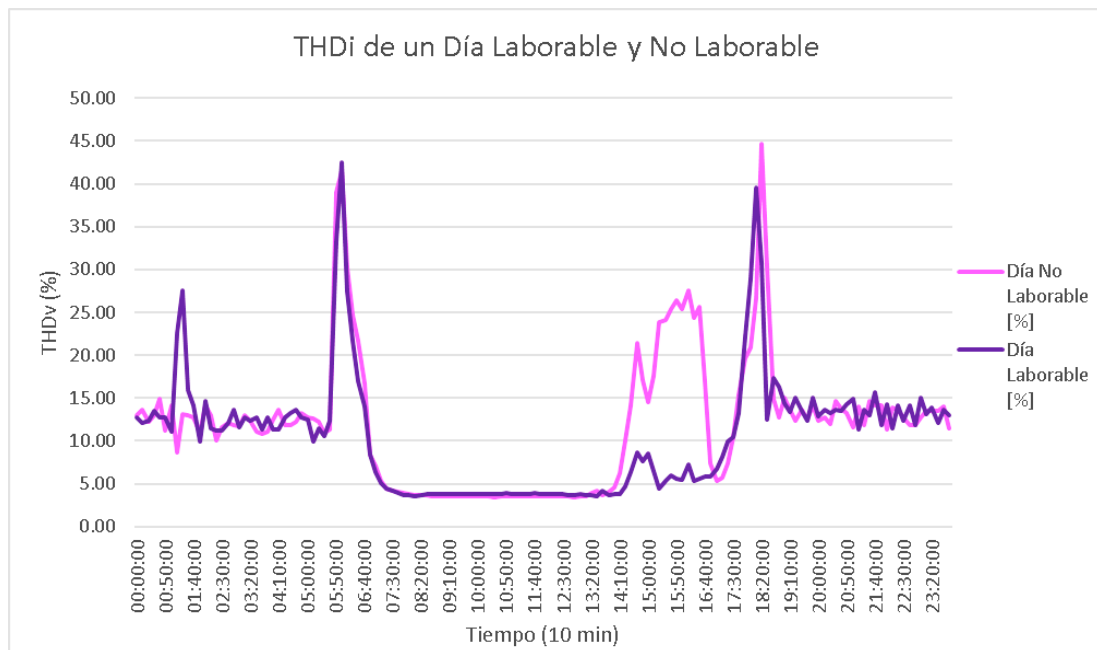
Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.2.5.2. Distorsión armónica de corriente

En la **Figura 68**, se muestra la gráfica de la señal de onda de distorsión armónica de corriente medida a la salida del microinversor para un día laborable y no laborable,

como se puede observar la THDi a la microinversor no depende de las cargas conectadas en el sistema, más bien depende de la generación de potencia por parte del SFVCR, esto se ve claramente en las señales de onda, en donde se aprecia picos de distorsión de armónica al inicio y al final de generación de potencia. En la gráfica también se aprecia que tanto en el día laborable como en el día no laborable cuando el SFVCR no genera potencia generalmente en horario de la noche se presenta una clara distorsión armónica la cual es generada por el microinversor que al no contar con potencia por parte del SFVCR se convierte en una carga no lineal.

Figura 68: THDi en un día laborable y no laborable



Elaborado por el equipo de trabajo

En la **Tabla 44**, se representa un resumen de los valores máximos y mínimos de la onda de distorsión armónica total de corriente (THDi) para un día laborable y no laborable, en donde se ve que los valores registrados en el día laborable oscilan entre 39.500 % y 3.600 %, mientras que en un día no laborable oscilan entre 44.700% y 3.400%.

Tabla 44: Resumen de los valores s de THDi en un día laborable y no laborable

Día	Distorsión Armónico de Corriente			IEEE-519
	Valor Max (%)	Valor Min (%)	Promedio (%)	
Laborable	39.500	3.600	10.000	No cumple
No Laborable	44.700	3.400	11.410	No cumple

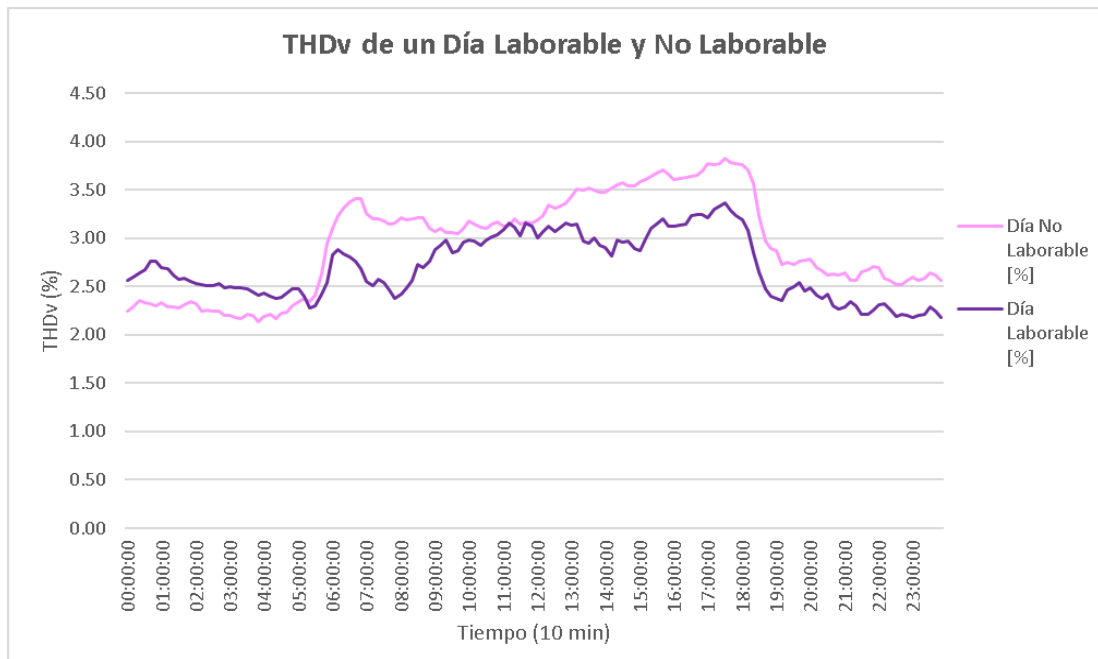
Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.2.6. THD de un día laborable y no laborable en el PCC

4.1.2.6.1. Distorsión armónica de tensión

En la **Figura 69**, se muestra la gráfica de la señal de onda de distorsión armónica de tensión medida en el PCC para un día laborable y no laborable que al igual que la señal de onda a la salida del microinversor la THDv en un día laborable registra mayores valores en comparación con un día no laborable y como se indicó estos valores se dan por que la tensión proveniente de la red en un día no laborable presenta mayor distorsión armónica a causa de las cargas externas que están conectadas en el sistema. Así mismo la gráfica también muestra que los armónicos de tensión en un día laborable son más distorsionados por la presencia de cargas internas que hacen que la amplitud de la señal de onda presente más deformación.

Figura 69: THD v de un día laborable y no laborable



Elaborado por el equipo de trabajo

En la **Tabla 45**, se representa un resumen de los valores máximos y mínimos de la onda de distorsión armónica total de voltaje (THDv) para un día laborable y no laborable, en donde se ve que los valores registrados en el día laborable oscilan entre 3.37% y 2.18 %, mientras que en un día no laborable oscilan entre 3.82 % y 2.13 %.

Tabla 45: Resumen de los valores de THDv en un día laborable y no laborable

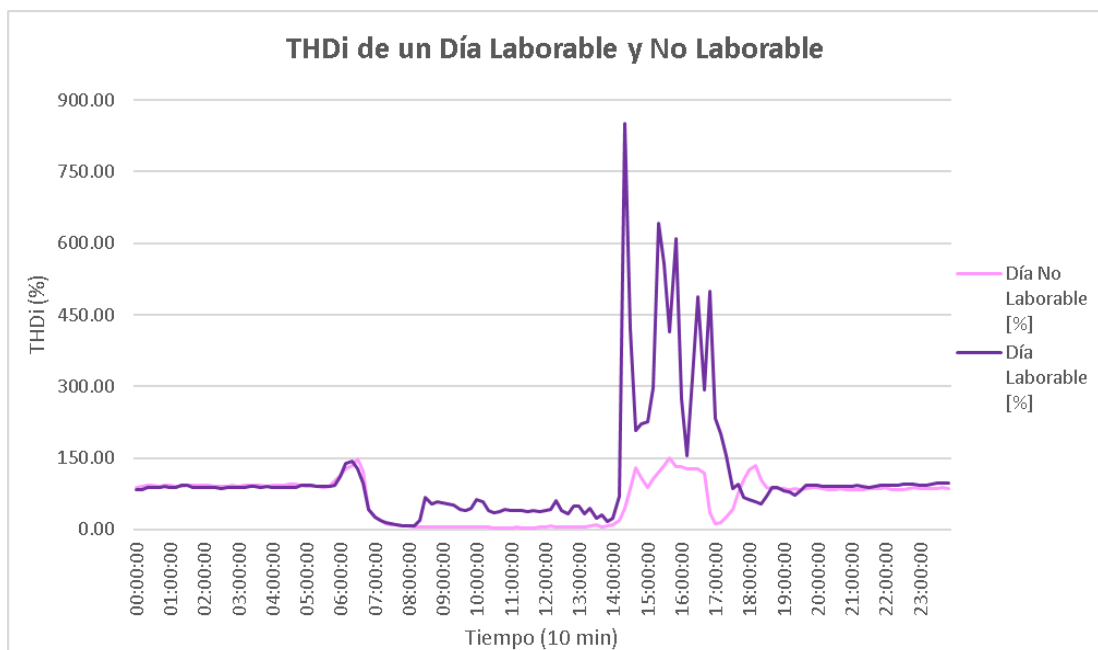
Distorsión Armónico de Voltaje				
Día	Valor Max (%)	Valor Min (%)	Promedio (%)	IEC-61000-2-2
Laborable	3.37	2.18	2.71	Si cumple
No Laborable	3.82	2.13	2.95	Si cumple

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.2.6.2. Distorsión armónica de corriente

En la **Figura 70**, se muestra la gráfica de la señal de onda de distorsión armónica de corriente medida a la salida del microinversor para un día laborable y no laborable, como se puede observar la THDi en el PCC depende de las cargas conectadas en el sistema y de la generación de potencia por parte del SFVCR, esto se ve claramente en las señales de onda, en donde se aprecia que los picos de distorsión de armónica en un día laborable se presentan cuando el SFVCR no genera suficiente potencia para cubrir la demanda total requerida por las cargas conectas en el sistema. En un día no laborable los armónicos de corriente son bajos cuando el SFVCR genera potencia y porque no se cuenta con presencia de cargas que generen distorsión armónica. En la gráfica también se aprecia que tanto en el día laborable como en el día no laborable cuando el SFVCR no genera potencia generalmente en horario de la noche se presentan valores de distorsión armónica los cuales provienen de la red

Figura 70: THDi en un día laborable y no laborable



Elaborado por el equipo de trabajo

En la **Tabla 46**, se representa un resumen de los valores máximos y mínimos de la onda de distorsión armónica total de corriente (THDi) para un día laborable y no laborable, en donde se ve que los valores registrados en el día laborable oscilan entre 850.41 % y 6.59 %, mientras que en un día no laborable oscilan entre 150.02% y 4.06%.

Tabla 46: *Resumen de los valores THDi en un día laborable y no laborable*

Día	Distorsión Armónico de Corriente			IEEE-519
	Valor Max (%)	Valor Min (%)	Promedio (%)	
Laborable	850.41	6.59	110.83	No cumple
No Laborable	150.02	4.06	66.10	No cumple

Elaborado por el equipo de trabajo

4.2. DISCUSIÓN

La investigación tuvo como objetivo analizar los efectos armónicos en un Sistema Fotovoltaico Conectado a una red de Baja Tensión.

En los análisis, los valores de la forma de onda de voltaje y frecuencia se encuentran dentro de los límites de tolerancia de la NTCSE, al comparar los valores registrados cuando la red eléctrica operaba sin SFVCR con los valores registrados cuando la red eléctrica operaba con SFVCR, se pudo observar que los niveles voltaje y de frecuencia no presentan variación. Por lo que integración de un sistema fotovoltaico conectado a la red no es perjudicial para los parámetros indicados.

En el análisis de distorsión armónica a la salida del microinversor, los valores registrados en las medidas para el caso de la THDv muestra como resultado máximo 3.80 %, el cual cumple con el límite de tolerancia de la IEC 61000-2-2 que indica el límite del 8% y para el caso de la THDi se muestra como resultado máximo 50.00 %, el cual no cumple con el límite de tolerancia de la IEEE 519-2014 que indica el límite del 20%, cabe indicar que los valores que incumplen el límite para el caso de la THDi es



11.81 % del total lo cuales se dan al inicio y final de la producción de potencia por parte del SFVCR . Al igual que Marcelo Cunha Clark Leite ET. AL (2018), donde en su trabajo de investigación “*Análisis Armónico de un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red de Baja Tensión*”, concluyeron que los valores encontrados en las medidas cumplen los estándares vigentes en la gran mayoría de los rangos de potencia generada, debido a que los equipos probados y evaluados en su experimento cuentan con certificación de calidad, y por esta característica cumplen con los requisitos señalados y esta debe ser la principal preocupación de los profesionales que se encuentran trabajando en el mercado.

Los niveles de tensión y frecuencia medidos en el PCC y a la salida del microinversor se encuentran dentro los rangos establecidos por la NTCSE, la inserción del SFVCR altera el comportamiento de las ondas de tensión y frecuencia, pero no en gran magnitud por lo que no es perjudicial para los parámetros indicados. La calidad de energía eléctrica registrada sin el SFVCR específicamente de los armónicos de corriente es mala debido a la presencia de cargar no lineales, pero cuando el sistema eléctrico trabaja en paralelo con el SFVCR se nota una clara mejora de la calidad de armónicos de corriente, cuando la generación de potencia del SFVCR es mayor a 100 W, lo valores picos registrados que superan el límite de la IEEE 519, se deben a la baja producción de potencia del SFCVR y a la presencia de cargas no lineales que se encuentran conectadas en ese instante. Al igual que Bryan G. Salvatierra (2017), donde en su trabajo de investigación “*Análisis de la calidad de la energía de una red de baja tensión con un sistema fotovoltaico solar*”, concluyen que los niveles de tensión y desequilibrio de tensión cumplen con los límites de las normas existentes. Asimismo, observó que el incumplimiento de los límites se debe a problemas con la fuente de alimentación, las cargas, el microinversor y los equipos de medición. No obstante, los problemas que presenta el sistema fotovoltaico pueden solucionarse fácilmente desconectándolo del



sistema regular cuando no hay generación para que la calidad de la energía no se vea afectada. En esta situación, el sistema fotovoltaico se considera como una carga.

La calidad de energía entregada por el microinversor a través de las Distorsiones armónicas de totales tanto de voltaje (THDv) como de corriente (THDi), para el caso de armónicos de voltaje se cumple con el límite de $THDv < 8\%$ durante todo el periodo de medición con valores registrados que oscilan entre 3.80% y 1.90% los cuales están muy por debajo del límite especificado y para el caso de armónicos de corriente no todos los valores cumplen el límite de $THDi < 20\%$, estos valores se dan cuando opera a una potencia baja en la mayoría de los casos al inicio y final de operación del SFVCR en donde se registran valores muy por debajo de su potencia nominal y registrándose de una manera más fluctuante al final de la operación del SFVCR debido a la presencia de cargas conectados en ese instante. Al igual que Luís Guilherme Monteiro Oliveira (2016), donde en su trabajo de investigación "*Evaluación de la distorsión armónica en pequeños sistemas fotovoltaicos conectados a la red*", concluyeron que los datos operativos recopilados de los microinversores analizados inyectan niveles de THDi cuando se someten a niveles de potencia por debajo de su valor nominal, y el microinversor CP Electrónica solo cumple con $THDi < 5\%$ cuando está operando a 80% P_{nom} y su propia especificación, $THDi < 4\%$, hasta 95% P_{nom} . Además, los THDv resultantes en todos los microinversores analizados están dentro del rango especificado ($THDv < 5\%$) y ($THDv < 8\%$). Así mismo indico que el factor de potencia del edificio que puede cambiar significativamente dependiendo de la capacidad de producción del sistema y el perfil de demanda del edificio.

En el análisis de calidad energía se evidencia presencia de armónicos es considerable, donde la distorsión armónica de voltaje (THDv), en el PCC y a la salida del microinversor está por debajo de sus límites, pero presenta un ligero aumento y de



manera constante cuando no se cuenta con presencia de cargas y cuando se tiene presencia de cargas los valores aumentan de manera distorsionada generando picos. En el caso de las distorsiones armónicas de corriente (THDi), cuando no se cuenta con presencia de cargas internas se registra valores elevados entre 89.00 % y 80.00 % los cuales no tienen una elevada fluctuación estos valores registrados podrían ser debido a la presencia de cargas externas y cuando se tiene presencia de cargas internas los valores son muy elevados presentado fluctuaciones en algunos casos muy elevadas, la inserción del SFVCR hace que los armónicos disminuyan cuando el sistema opera generando una potencia mayor a 100W y a la vez genera picos cuando la potencia es menor a lo indicado y se cuenta con una elevada demanda. Al igual que M.C.Benhabib (2007), donde en su trabajo de investigación “*Efectos armónicos causados por instalaciones fotovoltaicas a gran escala en redes de BT*”, concluyeron que la THD aumenta con la adición de las cargas no lineales, especialmente con cargas de tipo RC, que se pueden encontrar en una gran cantidad de equipos electrónicos. Además, indico que la distorsión de voltaje es bastante sensible a las cargas no lineales en una red de BT.

En el análisis de la THD del SFVCR, los niveles de distorsión armónica total de tensión (THDv) que se registró presenta valores dentro del límite de la IEC 61000-2-2, aun cuando el SFV no genera corriente, en el caso de los niveles de distorsión armónica de corriente (THDi), los valores registrados presentan valores picos y no cumplen con el límite de la IEEE 519-2014, cuando los valores de corriente que se generan por el SFV son muy bajos entre 0.37 A y 0.05 A, estos valores son registrados cuando el sistema empieza y deja de generar energía. Resultados similares obtenidos por Walaa Ibrahim Gabr (2018), que su artículo de investigación “*Impacto del sistema fotovoltaico conectado a la red en la distorsión armónica total (THD) de la red de distribución de bajo voltaje: un estudio de caso*”, concluyeron que los valores de corriente muy bajos



“del 7% al 14% de la corriente máxima generada” el% de THD salta a valores muy altos que afectan el rendimiento de la red conectada. En donde se propusieron dos soluciones la primera solución se basó en apagar los paneles fotovoltaicos cuando el flujo de corriente está por debajo del valor crítico y la segunda propuesta se basó en el uso de filtros pasivos o activos en el lado fotovoltaico para mantener los paneles conectados a la red

Los niveles de tensión y frecuencia se encuentran dentro de los rangos establecidos por la NTCSE, los valores medidos en el PCC y a la salida del inversor garantizan las desviaciones de tensión del $\pm 5\%$ y de frecuencia del $\pm 0.6\%$. Mientras que en el análisis de distorsión armónica total e individual de tensión, el total de los datos registrados son inferiores al límite de la IEC 61000-2-2 y no se presenta ningún tipo de observación, en el análisis de distorsión armónica total e individual de corriente lo valores registrados en su gran mayoría son superiores al límite de la IEEE 519-2014, los armónicos que no presentaron valores elevados a su límite son el de orden 8 y 10 para el caso del análisis sin SFVCR y para el caso con SFVCR es el del orden 10. A diferencia de Alejandro Parrado-Duque (2019), donde en su trabajo de investigación “*Integración de Sistema Fotovoltaico en Red Eléctrica de Baja Tensión del Edificio de Ingeniería Eléctrica*” usa la norma IEEE 1547 y concluye que no existen violaciones de voltaje y frecuencia para la entrada de servicio del generador fotovoltaico, el funcionamiento del generador fotovoltaico debe garantizar desviaciones de tensión inferiores al $\pm 5\%$ en el PCC. Para el caso de los valores de armónicos este trabajo mostró valores altos de 0.54%, 0.63% y 0.64% para armónicos de corriente de orden 51, 57 y 61, respectivamente en la fase A. Asimismo, una violación de los límites en Std. Se evidenció IEEE 1547 para los armónicos 41 y 43 en las 3 fases y el armónico 49 en la fase A.



Los valores de distorsión armónica de voltaje THD_v aumenta a medida que la potencia generada por el SFVCR se eleva, estos valores no sobrepasan el límite del 8 %, mientras que los valores de distorsión armónica de corriente THD_i disminuyen a medida que la potencia generada aumenta, estos resultados indican que la distorsión armónica que se genera a la salida del micro inversor y en el PCC de un SFVCR tiene mucha correlación con potencia que se genera. Los valores de THD_i son menores al 20 % cuando la corriente generada es mayor a 0.35 A y son menores al 10 % cuando la corriente generada es mayor a 0.62 A. A diferencia de Khaled M. Alawasa (2019), en su artículo *“Investigación de la calidad de la energía de un inversor monofásico conectado a la red de un sistema fotovoltaico”* concluyeron que el voltaje THD disminuye a medida que aumenta la potencia generada por el inversor. La calidad del voltaje está dentro del rango aceptable; sin embargo, la calidad de la corriente está altamente correlacionada con las condiciones de operación del inversor, principalmente la potencia activa. Además, observaron que durante el primer período de prueba que realizaron se encontró que el nivel de THDI comenzó a caer por debajo del 20 % cuando el inversor comenzó a generar 2,0 amperios (23 % de la capacidad nominal del inversor) y comenzó a caer por debajo del 10 % cuando el inversor generó más de 3,4 amperios. (40% de la calificación del inversor). Las mismas observaciones se hicieron durante el segundo período de prueba. Durante el tercer período de prueba, el día seleccionado estaba muy nublado y el valor de THDI cayó a menos del 10 % cuando el convertidor comenzó a generar más del 50 % de la clasificación del inversor.

V. CONCLUSIONES

Para el análisis de armónicos de un SFVCR, se realizó mediciones a través de dos eventos cada enveto tuvo una duración de siete días, en el primer evento se realizó las mediciones en el PCC sin SFVCR y en el segundo las mediciones se realizaron en el PCC y a la salida del microinversor cuando el sistema operaba en paralelo con el SFVCR, para finalmente hacer el análisis y llegar a las siguientes conclusiones:

PRIMERO: Se concluye que el 100% de los valores de distorsión armónica total de tensión (THDv) tanto para el primer y segundo evento se encuentran dentro de los límites establecidos por la IEC 6100-2-2, en el caso de los valores de distorsión armónica total de corriente (THDi) el primer evento muestran que el 100% de los valores no cumplen con los límites de la IEE – 519 lo cual nos da a entender qué el sistema eléctrico donde se realizó las mediciones presenta contaminaciones armónicas y para el caso segundo evento en la salida del microinversor el 12% de los valores no cumplen con los límites y en el PCC el 90 % de los valores al igual q en la salida del microinversor están fueran de los límites. Mientras que en la evaluación de armónicos individuales se pudo comprobar que los armónicos impares presentan mayores valores de distorsión principalmente en los armónicos de orden (I1 a3, I1 a5, I1 a7), en comparación con los armónicos pares. Y al igual que los armónicos totales, los armónicos individuales de corriente no cumplen con los límites establecidos por los estándares de referencia tanto pares como impares y los armónicos de tensión si cumplen. por lo que se determina que la calidad de energía no es buena porque los resultados están por encima de lo permitido por los estándares de referencia.

SEGUNDO: Se concluye que la distorsión armónica generada por un SFVCR a la salida del microinversor no es perjudicial para el sistema eléctrico cuando este genera potencia



por encima de la demanda requerida por las cargas y cuando en el sistema eléctrico no se tiene cargas conectadas, esto claramente se ve en los resultados, que cuando sucede este evento la máxima distorsión armónica de tensión y de corriente registrada es de 3.80 % y 19.80 %, la distorsión armónica en el PCC es perjudicial en la mayor parte del periodo de medición, solo deja de serlo cuando el SFVCR genera potencia superior a los 250 W y esta potencia abastece a la demanda de las cargas del sistema, cuando este evento sucede la máxima distorsión armónica de tensión y de corriente es de 3.78 % y 19.60% respectivamente, durante la noche cuando no se tiene la presencia de cargas y cuando el SFVCR no genera potencia los armónicos en el PCC presentan valores considerables debido a que la red eléctrica se encuentra contaminado por armónicos de cargas externas y la presencia del SFV hace que estos armónicos no sean tan distorsionados, por lo que esto es un beneficio para el sistema.

TERCERO: Finalmente se concluye que los efectos armónicos en el Sistema fotovoltaico On - Grid conectado a una red de baja tensión de la Empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste – SEAL S.A. no son perjudiciales para el sistema eléctrico de la vivienda ni para la red eléctrica de la ccesionaria, cuando la demanda requerida por el sistema es cubierta por el sistema de generación, pero estos se vuelven perjudiciales cuando la demanda requerida es superior a la potencia generada y cuando el SFVCR inicia y finaliza su operación. El SFVCR fue beneficioso para las señales onda de corriente y tensión debido a que las volvió más estables aun cuando este dejaba de operar.



VI. RECOMENDACIONES

PRIMERA: Se recomienda realizar mantenimientos preventivos cuando se tiene instalado sistemas fotovoltaicos conectados a red para que estos operen a su máxima potencia ya que si la potencia generada por estos es baja producirá distorsiones armónicas perjudiciales para los sistemas eléctricos que se encuentre conectado con estos.

SEGUNDA: Se recomienda a las empresa públicas y privadas en el campo de suministro de energía eléctrica, a las universidades e instituciones relaciones con el desarrollo eléctrico que impulsen el desarrollo de normativas para el uso y la investigación de estas tecnologías (Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red, ya que estos no generan ningún tipo de contaminante y podrían mejorar la contaminación ambiental, la demanda energética, así como la calidad de energía.

TERCERA: A los graduados e investigadores de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, se recomienda que para futuras investigaciones se empleen otros tipos de paneles e inversores y adquieran diferentes equipos como controladores, contadores de energía bidireccionales y filtros para poder realizar un análisis más completo.

Se recomienda el correcto uso e interpretación de las normativas para poder obtener mejores resultados.



VII. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Alawasa, K. M., & Al-Odienat, A. (2019). Power quality investigation of single phase grid-connected inverter of photovoltaic system. *Journal of Engineering and Technological Sciences*, 51(5), 597–614. <https://doi.org/10.5614/j.eng.technol.sci.2019.51.5.1>
- Alonso, J. (2019). *Placas solares fotovoltaicas: La Guía 2022*.
- Alvarez, J. F. (2018). *Consideraciones sobre la distorsión armónica presente en la producción de energía eléctrica, por medios fotovoltaicos en una planta de 5 mw de potencia*. Universidad de San Carlos de Guatemala.
- Alves, P. A. (2020). *El uso del osciloscopio: una revisión bibliográfica*. Universidad Federal Rural del Semiárido.
- Alzamora, M. P. (1995). *Programa digital para el análisis de propagación de armónicos en sistemas eléctricos*. Escuela Politécnica Nacional.
- Arquitectura Eficiente. (2018). *Radiación directa, difusa y reflejada*.
- Atlas Solar. (2019). *Radiación solar por departamento*. <https://deltavolt.pe/atlas/atlassolar/radiacion-departamento/>
- Baena, J. (2020). *Efecto de los armónicos en las medidas de magnitudes eléctricas mediante algoritmos digitales*. Universidad de Sevilla.
- Barateli, W. P. (2021). *Evaluación de los impactos de la inserción masiva de generación solar fotovoltaica en las redes de distribución de energía eléctrica*. Universidad Estadual de São Paulo.
- Benhabib, M. C., Myrzik, J. M. A., & Duarte, J. L. (2007). Harmonic effects caused by large scale PV installations in LV network. *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, EPQU*. <https://doi.org/10.1109/EPQU.2007.4424134>
- Bethelca. (2017). *Transtornos de perturbación energética*.
- Bisquert, M. (2020). *Diseño y análisis de una instalación solar fotovoltaica de 8,5 Kwp para autoconsumo conectada a red en una vivienda unifamiliar ubicada en la población de Jávea, Alicante*. Universitat Politècnica de Valencia.
- Blog verde. (2018). *Energía solar, Celular solares*.



- Carrasquilla, S. (2017). *Análisis de armónicos en redes residenciales*. Universidad Tecnológica de Pereira.
- Chuisca Ñauta, L. M. (2018). *Análisis de calidad de energía eléctrica en sistemas fotovoltaicos de 460 W conectados a la red en una casa tipo*. Universidad Católica de Cuenca.
- Cienciasfera. (2019). *Sistemas aislados o conectados a red*.
- Clark, M. C., Martins, F. A., Bravo, V., Zamboti, M., & Nogueira, D. H. (2018). Harmonic Analysis of a Photovoltaic Systems Connected to Low Voltage Grid. *IEEE Latin America Transactions*, 16(1), 112–117. <https://doi.org/10.1109/TLA.2018.8291462>
- Comisión Nacional de Riego. (2018). *Manual de inspección y revisión de sistemas fotovoltaicos, Convenio* (p. 146). Estudio Solar.
- Concepción, Y. (2006). *Caracterización armónica de carga no lineales en sistemas de distribución*. Universidad Central Marta Abreu de la Villas.
- Crespo, N. (2018). *Sistema para la mitigación de las perturbaciones que afectan la calidad de la energía*. Universidad de Pinar del Río Hermanos Saíz Montes de Oca Facultad.
- Crushtymks. (2019). *Instalación fotovoltaica*.
- Cumbrepueblos. (2022). *Sistema híbrido, ventajas y desventajas*. <https://cumbrepuebloscop20.org/energias/solar/sistema-hibrido/>
- Dasault, S. (2011). *Análisis estático no lineal*. http://help.solidworks.com/2011/spanish/SolidWorks/cworks/legacyhelp/simulation/AnalysisBackground/NonlinearAnalysis/Nonlinear_Static_Analysis.htm
- Domínguez, A., Jáuregui, S., & Beltrán, J. (2019). Sistema fotovoltaico conectado a la red para alimentar la división territorial Copextel Cienfuegos. *Centro Azúcar*, 46(4), 39–49. <http://scielo.sld.cu/pdf/caz/v46n4/2223-4861-caz-46-04-39.pdf>
- Domínguez, D., & Salvatierra, B. (2016). *Análisis de calidad de energía eléctrica en sistemas fotovoltaicos conectados a la red*. Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca.
- Eproteca. (2022). *Tipos de Variaciones de Voltaje, Causas – Consecuencias – Soluciones*.



- Espinoza, C. (2014). *Metodología de investigación tecnológica* (Soluciones Gráficas (ed.)).
- Facultad de Ingeniería Universidad de Concepción. (2017). *Guía de diseño de sistemas fotovoltaicos On-Grid* (p. 10). Fundación Energía Comunitaria Chile.
- Familysearch. (2021). *Mapa de la Provincia de Arequipa*.
https://www.familysearch.org/es/wiki/Plantilla:Arequipa_Provincia_Map
- Flores, R. A. (2021). *Implementación del método de optimización por enjambre de partículas (PSO) para la localización de puntos de mayor concentración de armónicos y análisis de alternativas que mejoren la calidad del producto*. Escuela Politécnica Nacional.
- García, C. A. (2018). *Propuesta Técnico Económica para la implementación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red en las instalaciones de la cooperativa de ingenieros electricistas COINGEL CAMILO*.
- García, D. (2020). *Evaluación del comportamiento eléctrico de centrales fotovoltaicas interconectados a red*. Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas.
- Genovez, K. G., & Ureña, B. F. (2018). *Modelo y análisis de armónicos en sistemas de distribución*. Universidad de Cuenca.
- Góngora, A., & Cano, L. F. (2018). *Análisis de la calidad de la potencia y suministro eléctrico en el sistema fotovoltaico de 150 Kwp de la Universidad Autónoma de Occidente Alexander*. Universidad Autónoma de Occidente.
- Gonzales, C. (2019). *Evaluación y análisis de la calidad de producto bajo los efectos de las tensiones y corrientes armónicas en un punto de acoplamiento común (PAC)*. Universidad Tecnológica del Perú.
- González, C. A. (2019). *Estudio de contaminación armónica en sistemas eléctricos de potencia considerando cambios topológicos de la red empleando DIgSILENT + DPL*. Universidad Técnica Federico Santa María.
- Gonzalez, P., Jurado, F., Granados, D., & Ortiz, F. (2018). Análisis de eficiencia y degradación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica. *Revista Iberoamericana de Ciencias.*, 22.
- Grajales, J. (2019). *Diseño e instalación de un sistema fotovoltaico interconectado a la Red de Comisión Federal de Electricidad en una agencia de automoviles*. Instituto



Tecnológico Nacional de Tuxtla Gutiérrez.

- Hernández, J. (2021). *Diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo conectada a red: análisis mediante simulación por ordenador de la viabilidad de la instalación y cálculos tensionales de la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos*. Universidad Politécnica de Valencia.
- Herrera, L. (2018). *Diseño del sistema de generación eléctrica conectado a la red utilizando paneles fotovoltaicos para el autoconsumo del complejo deportivo Plataforma Deportiva ubicada en el cantón Latacunga Provincia de Cotopaxi*. Universidad Técnica Cotopaxi.
- Himelco. (2021). *Tipos de Inversores*.
- Huamán, G. F. (2020). *Diseño de un sistema fotovoltaico on grid de autoconsumo e inyección 0 conectado a la red eléctrica del centro de salud Haquira , Apurímac 2020*. Universidad Tecnológica del Perú.
- Iaipro. (2020). *Instalación Fotovoltaica Conectado a Red*.
- Ikastaroak. (2017). *Acimut del sol, Elevación del sol*.
- INTEC. (2018). *Generación de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos conectados a red*.
- Jiménez, V. F. (2013). *Caracterización del efecto de distorsión armónica en instalaciones eléctricas residenciales monofásicas por cargas no lineales*. Universidad Veracruzana Facultad.
- JRC. (2020). *Photovoltaic Geographical Information System*.
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html#
- Juarez, R. (2018). *Diseño y evaluación de un sistema de energía distribuida para módulos de 3 kw alimentado con energía solar aplicado en la zona de Socabaya-Arequipa*. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa.
- Khatri, M., & Kumar, A. (2017). Experimental investigation of harmonics in a grid-tied solar photovoltaic system. *International Journal of Renewable Energy Research*, 7(2), 901–907.
- Leloux, J. (2021). *Irradiancia y horas solares*.
- Lemus, D. H. (2018). *Análisis del efecto de la variación de parámetros del controlador PWM y de la carga en el THDi de una micro red basada en generación*



- fotovoltaica*. Universidad Nacional de Colombia.
- Locón, R. H. (2020). *Detección y corrección de armónicos en inversores de energía solar, implementando sistemas embebidos en tiempo real*. Universidad San Carlos de Guatemala.
- Malvaceda, D. O. F., & Palián, R. C. (2019). *Estudio de los Armónicos y sus efectos en los Transformadores de Potencia*. Universidad Tecnológica del Perú.
- Ministerio de Energía de Chile. (2019). *Programa de capacitación en energía solar fotovoltaica para liceos de educación media técnico profesional* (p. 165). Tomo III.
- Monteiro, L. G., Do Couto, W., Amaral, G., Mello, J. V., Flores, V., Negrão, W., Ferreira, P., Schichman, A., Rodrigues, T. J., & Marciano, B. (2016). Assessment of Harmonic Distortion in small grid-connected photovoltaic systems. *Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP, 2016-Decem*, 810–816. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2016.7783481>
- Moreno, C. M., & Pabón, E. (2021). *Armónicos generados por el sistema fotovoltaico Sede Administrativa Essa Parnaso*. Unidades Tecnológicas de Santander.
- Moya, J. A., & Yugcha, W. G. (2020). *Control óptimo de un filtro activo para la reducción de armónicos en la red eléctrica de distribución, utilizando la Teoría de Akagi*. Universidad Técnica de Cotopaxi.
- O'Reilly, K. J. (2020). *Medida y análisis de la distorsión armónica en cargas no lineales aisladas y combinadas en los rangos 0-2 khz y 2-9 khz*. Universidad de Cantabria.
- Olmo, M., & Nave, R. (2017). *Fase, diagrama fasor, ELI the ICE man*. <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/electric/phase.html>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2019). *Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética* (D. Schmerler, J. C. Velarde, A. Rodríguez, & B. Solís (eds.); Primera Ed). Gráfica Biblos S.A.
- Padrón, D. P., & Vara, N. D. (2019). *Análisis técnico-económico para la aplicación de generación distribuida mediante sistemas fotovoltaicos Ingeniero Electricista*. Universidad tecnológica Nacional.
- Palomino, W., & Mendoza, V. R. (2019). *Análisis de las corrientes armonicas en baja*



- tension y su incidencia a la calidad del producto del hospital regional del cusco - 2018*. Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.
- Parrado-Duque, A., Rodriguez-Velasquez, R., Osma-Pinto, G., & Ordonez-Plata, G. (2019). Integration of Photovoltaic System in Low Voltage Electrical Network of the Electrical Engineering Building. *2019 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications, PEPQA 2019 - Proceedings*. <https://doi.org/10.1109/PEPQA.2019.8851564>
- Pinargote, Y. F., & Castro, C. E. (2018). *Estudio De Armónicos Producidos Por La Iluminación Tipo Fluorescente y LED En Un Aula Del Bloque B De La Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil*. Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil.
- Pino, R. E. (2016). *Estudio de factibilidad técnico-económica de la instalación de un sistema solar fotovoltaico On-Grid, en una villa de la comuna de Rancagua usando financiamiento tripartito* [Universidad Católica de la santísima Concepción]. <http://repositoriodigital.ucsc.cl/handle/25022009/968>
- Proaño, N. F., & Velasquez, V. A. (2010). *Estudio de efectos y metodos de minimizacion de distorciones armónicas en equipos de distribucion electrica, comercial e industrial*. Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil.
- Proyecto-EnDev/GIZ. (2013). *Manual de instalación de un sistema fotovoltaico domiciliario* (p. 48). Imaginart.
- Ramírez, A. A., & Moroney, L. M. (2010). *Implementación de sistema de generación distribuida con paneles fotovoltaicos de 520 watt, para uso domiciliar*. Universidad Nacional de Ingeniería.
- Rámirez, A. A., & Moroney, L. M. (2017). *Implementación de sistema de generación distribuida con paneles fotovoltaicos de 520 watt, para uso domiciliar*. Universidad Nacional de Ingeniería.
- Ríos, A. (2021). *Evaluación de operación de filtro pasivo armónico en red eléctrica desbalanceada contaminada con armónicos* (Issue 10). Instituto Tecnológico de la Laguna.
- Rodríguez, E. (2021). *Diseño de un filtro para minimizar armónicos producidos por la instalación del sistema fotovoltaico conectado a la red en la UNCP*. Universidad



Nacional del Centro del Perú.

- Ruggero Ríos, B., & Sánchez Quintana, M. (2014). Incidencias de Cargas No Lineales en Transformadores de Distribución. *Revista Científica de La UCSA*, 1, 19.
- Salem, W. A., & Ibrahim, W. (2018). *Impact of Grid Connected Photovoltaic System on Total Harmonics Distortion (THD) of Low Voltage Distribution Network : A Case Study*. December, 1–8. <https://doi.org/10.1109 / MEPCON.2018.8635216>
- Salvatierra, B. G., Domínguez, D. H., Chacon-Troya, D., & Orozco, W. H. (2017). *Power Quality Analysis of a Low-voltage Grid with a Solar Photovoltaic System*. 1–6. <https://doi.org/10.1109 / CCECE.2017.7946776>
- Sarmiento, C. (2018). *Factores que afectan la calidad de energía en un sistema Fotovoltaico Conectado a Red*. Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas.
- Serrano, R. (2020). *Tipos de paneles fotovoltaicos*.
- Solargis. (2022). *Mapas de recursos solares de Perú*. <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/peru>
- Spiensman. (2019). *Circuitos de corriente alterna*.
- Ujaen. (2021). *Elementos de un panel fotovoltaico*.
- Veintimilla, J. L. (2017). *Análisis de propagación y distorsión de armónicos en redes eléctricas de media tensión con cargas no lineales utilizando Matlab*. Univerddidad Católica de Santiago de Guayaquil.
- Yapur, M. (2017). *Forma de onda lineal en diente de sierra*.



ANEXOS