

Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica



UNIVERSIDAD

Calidad de la energía eléctrica en edificaciones con generación solar fotovoltaica

Autor:

Ing. Johan Manuel Cárdenas Leal

Director:

Ing. Agustín Rafael Marulanda, PhD

Bogotá D.C, Colombia

Mayo, 2023

Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica

Calidad de la energía eléctrica en edificaciones con generación solar fotovoltaica

Ing. Johan Manuel Cárdenas Leal

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magíster en Ingeniería Eléctrica

con énfasis en Sistemas de potencia

Línea: Profundización

Director:

Ing. Agustín Rafael Marulanda, PhD

Grupo de Investigación:

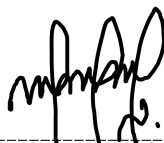
Modelación Estratégica de Energía y Potencia

Bogotá D.C, Colombia

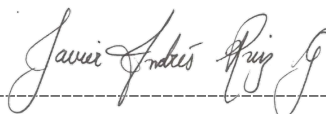
2023, Mayo

Aceptación del Jurado

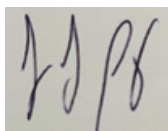
El Trabajo de grado de Maestría titulado **Calidad de la energía eléctrica en edificaciones con generación solar fotovoltaica**, presentado por **Johan Manuel Cardenas Leal**, cumple con los requisitos establecidos por la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica con énfasis en sistemas de potencia, línea de profundización.



Director: Agustín Rafael Marulanda Guerra, PhD



Jurado: Javier Andrés Ruiz Garzón, MSc.



Jurado: Jhon Jairo Gelves Perez, PhD.

Bogotá D.C, Colombia

Mayo, 2023

Este investigación esta dedicada a mi familia y en especial a mi esposa Lina María, quienes brindaron todo su apoyo a lo largo de mi vida personal, académica y profesional, a mi director el Ing. Agustín Rafael Marulanda Guerra por compartirme su conocimiento y tiempo para desarrollar este trabajo.

Agradecimientos

En primer lugar deseo agradecer a mis padres por todo el amor, dedicación y por acompañamiento en la trayectoria de mi vida; a mi esposa Lina María Barbosa Castillo por su apoyo incondicional en los momentos difíciles brindándome sus consejos y también en los momentos llenos de alegría que disfrutamos juntos. De igual manera agradezco a la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, por la formación académica recibida durante todo el curso de la maestría que me permitirá alcanzar todas mis metas entre ellas este logro académico; estoy muy orgulloso de pertenecer a ella.

Resumen

Una de las diversas soluciones a nivel mundial que contribuyen a la reducción de emisiones de CO_2 como aporte al cambio climático y alternativa de fuente de generación de energía eléctrica, son los sistemas fotovoltaicos. Estos sistemas producen energía eléctrica cuando una celda solar absorbe los fotones de los rayos solares y posteriormente transmiten a los electrones energía cinética para desplazarse al interior del panel y producir corriente eléctrica, a este fenómeno se le conoce como efecto fotoeléctrico.

Estos sistemas incluyen equipos electrónicos de inversión encargados de recibir la corriente continua generada a través de módulos fotovoltaicos y transformarla a corriente alterna, que posteriormente es inyectada al sistema eléctrico, ya sea para generación, autoconsumo o para almacenamiento de energía con sistema de baterías.

Hoy en día, la generación de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos es una realidad y cada día se integran en nuestra sociedad de manera masiva, sin embargo, debido a los componentes de fabricación de los inversores, estos sistemas inyectan gran contenido de armónicos a la red eléctrica, por ejemplo, si dicho sistema se integra a una edificación educativa que particularmente está constituida por equipos de laboratorio ensamblados con electrónica de potencia y que aportan un alto contenido de armónicos al sistema de distribución eléctrico al que se encuentran conectados, pueden generar efectos negativos en la calidad de la energía, que en cierta forma se refleja en el mal funcionamiento de los equipos y en un impacto económico por el aumento de mantenimientos correctivos.

Para el análisis de armónicos de un sistema de distribución eléctrica con generación solar fotovoltaica, se hace necesario establecer una metodología adaptativa que nos permita caracterizar, identificar y proponer una solución general para la mitigación de los fenómenos que producen armónicos. Como herramienta de cálculo se implementa el lenguaje de programación Python que nos permite recrear escenarios con alta exigencia computacional a los datos obtenidos de las mediciones de parámetros eléctricos en el punto común de conexión entre el sistema fotovoltaico y la red del sistema eléctrico de distribución en baja tensión del bloque I de la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

Al realizar las simulaciones según los datos registrados con el analizador de red, fue posible caracterizar el inversor en relación al aporte de armónicos en función de producción de energía fotovoltaica y de esta forma recrear escenarios que permitieron visualizar de manera gráfica y cuantitativa el comportamiento del flujo de armónicos hora a hora. También fue posible calcular el TDD en cada instante y a su vez calcular la probabilidad cuando el sistema sobrepasa los límites del TDD establecidos por la IEEE 519.

Por otro lado, la implementación de una metodología aplicada a mezclas gaussianas mixtas y cadenas de markov, nos permitió observar la media y desviación típica de cada modelo (μ y m) y obtener su caracterización, y derivado de ello, el coeficiente de variación, representando una huella dactilar de los datos registrados con el analizador de red, a su vez predecir el comportamiento del fenómeno de armónicos en un sistema de distribución de baja tensión alimentado con fuentes de generación solar fotovoltaica.

Su aplicación en este trabajo supone una aproximación que abre nuevas vías para la caracterización de los modelos mixtos en la disciplina de la ingeniería eléctrica. Aunque una de las principales ventajas de la aplicación secuencial de estos procesos estocásticos es la de conocer en profundidad el comportamiento de un sistema eléctrico de baja tensión con generación solar fotovoltaica, su aplicación a lo largo del tiempo puede resultar incluso más valiosa.

Abstract

Photovoltaic systems are one of the various solutions worldwide that contribute to the reduction of CO_2 emissions as a contribution to climate change and as an alternative source of electricity generation. These systems produce electrical energy when a solar cell absorbs the photons of the sun's rays and subsequently transmits kinetic energy to the electrons to move inside the panel and produce electrical current, this phenomenon is known as the photoelectric effect.

These systems include electronic investment equipment in charge of receiving the direct current generated through photovoltaic modules and transforming it into alternating current, which is subsequently injected into the electrical system, either for generation, self-consumption or for energy storage with a battery system.

Nowadays, the generation of electrical energy with photovoltaic systems is a reality and every day they are integrated into our society in a massive way, however, due to the manufacturing components of the inverters, these systems inject a large content of harmonics into the network. For example, if said system is integrated into an educational building that is particularly made up of laboratory equipment assembled with power electronics and that contribute a high content of harmonics to the electrical distribution system to which they are connected, they can generate negative effects. in the quality of the energy, which in a certain way is technically reflected in the malfunctioning of the equipment and in an economic impact due to the increase in corrective maintenance.

For the harmonic analysis of an electrical distribution system with photovoltaic solar generation, it is necessary to establish an adaptive methodology that allows us to characterize, identify and propose a general solution for the mitigation of the phenomena that produce harmonics. As a calculation tool, the Python programming language is implemented, which allows us to recreate scenarios with high computational demands to the data obtained from the measurements of electrical parameters at the common point of connection between the photovoltaic system and the grid of the low-voltage electrical distribution system. voltage of Block I of the Julio Garavito Colombian School of Engineering University.

By carrying out the simulations according to the data recorded with the network analyzer, it was possible to characterize the inverter in relation to the contribution of harmonics depending on the production of photovoltaic energy and in this way recreate scenarios that allowed to graphically and quantitatively visualize the behavior of the flow of harmonics hour by hour. It was also possible to calculate the TDD at each instant and in turn calculate the probability when the system exceeds the TDD limits established by IEEE 519.

On the other hand, the implementation of a methodology applied to mixed Gaussian mixtures and Markov chains, allowed us to observe the mean and standard deviation of each model (μ m and m) and obtain its characterization, and derived from it, the coefficient of variation, representing a fingerprint of the data recorded with the network analyzer, in turn predicting the behavior of the harmonic phenomenon in a low voltage distribution system powered by photovoltaic solar generation sources.

Its application in this work supposes an approximation that opens new avenues for the characterization of mixed models in the discipline of electrical engineering. Although one of the main advantages of the sequential application of these stochastic processes is to know in depth the behavior of a low voltage electrical system with photovoltaic solar generation, its application over time can be even more valuable.

Contenido

Agradecimientos	III
Resumen	VII
Abstract	IX
Contenido	IX
Lista de figuras	XVI
Lista de tablas	XVII
Lista de símbolos	XIX
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos	3
1.3. Estado del arte	4
1.4. Organización del documento	7
2. Marco teórico	9
2.1. Efectos de las armónicas en los sistemas eléctricos	9
2.2. Inversores Monofásicos	10
2.3. Inversores Trifásicos	12
2.4. Inversores de seguimiento de máxima potencia	17
2.4.1. Método de Perturb and Observe (P&O)	17
2.4.2. Método de Conductancia incremental	20
2.5. Análisis de Fourier	22
2.6. Distorsión armónica total - THD	23
2.7. Distorsión total de la demanda - TDD	24
2.8. Distorsión armónica individual	24
2.9. Espectro armónico	24
2.10. Clasificación de armónicos	25

2.11. Análisis estocástico	27
2.12. Medición de armónicos	27
2.12.1. Ancho de ventana de la medición	27
2.12.2. Medida de muy corta duración	28
2.12.3. Medida de corta duración	28
2.13. Límite de armónicos recomendados de tensión y corriente	29
2.13.1. Límites de armónicos de tensión	29
2.13.2. Límites de armónicos de corriente	30
2.14. Modelos de Markov	35
2.15. Distribución de Mezclas Gaussianas	37
2.16. Medidas de mitigación de armónicos	46
3. Metodología	47
3.1. Medición y clasificación de datos	49
3.2. Modulación y flujo de cargas armónicas	50
3.3. Selección de la ventana de medición	51
3.4. Modelos probabilísticos	51
3.4.1. Cadenas de Markov	53
3.4.2. Modelo de Gaussianas Mixtas	54
3.5. Mitigación de armónicos	55
4. Casos de estudio	57
5. Análisis de resultados	61
5.1. Medición y clasificación de datos	61
5.2. Modelación y flujo de cargas armónico	63
5.3. Selección de la ventana de medición	65
5.3.1. Escenario temporal entre las 6:00 y 18:00 horas	68
5.4. Modelos probabilísticos	75
5.4.1. Cadenas de Markov	78
5.4.2. Modelo de Gaussianas Mixtas	84
5.5. Mitigación de armónicos	89
5.6. Resultados adicionales	91
6. Conclusiones	123
6.1. Conclusiones generales	123
6.1.1. Medidas generales	124
6.2. Aportes	125

<i>CONTENIDO</i>	XI
6.3. Trabajos futuros	125
Referencias	127

Lista de Figuras

2.1. Topología de Inversores [16].	11
2.2. Señal de salida de inversores [16].	12
2.3. Espectro armónico en la salida de inversores [16].	12
2.4. Conmutación de inversor puente completo [17].	13
2.5. Conmutación de interruptores [17].	14
2.6. Modulación de señal de tensión [61].	16
2.7. Modulación de señal de tensión [34].	18
2.8. Algoritmo de perturbación y observación [35].	19
2.9. Algoritmo de conductancia incremental [35].	21
2.10. Espectro armónico de un convertidor de seis pulsos	25
2.11. Terna de secuencia positiva	25
2.12. Señales de una carga lineal en un sistema balanceado	32
2.13. Señales de una carga lineal en un sistema desbalanceado	32
2.14. Señales de una carga no lineal en un sistema balanceado	33
2.15. Señales de una carga no lineal en un sistema desbalanceado	33
2.16. Señal de salida de corriente del convertidor de seis pulsos	34
2.17. Señal de salida de corriente de la carga monofásica	34
2.18. Gaussiana de tres componentes [54].	39
3.1. Metodología de desarrollo de la investigación	48
3.2. Adquisición de muestra de datos.	49
3.3. Modelos probabilísticos	52
3.4. Grafo de una Cadena de Markov	53
4.1. Edificio de laboratorios Bloque I Universidad Escuela Colombiana de Inge- nería Julio Garavito.	58
4.2. Diagrama unifilar sistema fotovoltaico	58
4.3. Cuarto técnico baja tensión	59

4.4. Esquema de medición	60
5.1. Potencia total de generación fotovoltaica en kVA	62
5.2. Tensión vs $THDi$	62
5.3. Gráfica de $TDHi$ por fase realizadas en Python	63
5.4. Señal de salida de corriente del convertidor de seis pulsos	64
5.5. Señal de salida de corriente de la carga monofásica	64
5.6. Señal de salida de corriente del inversor en el horario de 6:00 a 7:00	65
5.7. Señal de salida de corriente del inversor en el horario de 11:00 a 12:00	66
5.8. Señal de salida de corriente del inversor en el horario de 17:00 a 18:00	66
5.9. Salida de distorsión total del inversor, carga 1 y carga 2 conectadas a un transformador Y-Y	67
5.10. Salida de distorsión total del inversor, carga 1 y carga 2 conectadas a un transformador D-Y	67
5.11. Simulación generada en Python de señales de distorsión armónica de la Fase A entre el Inversor, Carga 1 y Carga 2 en el intervalo horario de 6:00 a 18:00	69
5.12. Simulación de señales de distorsión armónica resultante de la Fase A del inversor, Carga 1 y Carga 2 en el intervalo horario de 6:00 a 18:00	70
5.13. Simulación de señales de distorsión armónica de la Fase B entre el Inversor, Carga 1 y Carga 2 en el intervalo horario de 6:00 a 18:00	71
5.14. Simulación de señales de distorsión armónica resultante de la Fase B del inversor, Carga 1 y Carga 2 en el intervalo horario de 6:00 a 18:00	72
5.15. Simulación de señales de distorsión armónica de la Fase C entre el Inversor, Carga 1 y Carga 2 en el intervalo horario de 6:00 a 18:00	73
5.16. Simulación de señales de distorsión armónica resultante de la Fase C del inversor, Carga 1 y Carga 2 en el intervalo horario de 6:00 a 18:00	74
5.17. Diagrama de cajas TDDi.	77
5.18. Correlación de los datos obtenidos para las fase A, B y C.	78
5.19. Grafo de Markov Fase A	79
5.20. Grafo de Markov Fase B	80
5.21. Grafo de Markov Fase C	81
5.22. Ajuste de distribución de datos Fase A.	84
5.23. Ajuste de distribución de datos Fase B.	85
5.24. Ajuste de distribución de datos Fase C.	85
5.25. Distribución de datos.	86
5.26. Distribución de gaussianas Mixtas.	88
5.27. Diagrama de pareto de datos calculados TDD en las fase A, B y C.	91

5.28. Corrientes de Fase A, B y C en el intervalo horario de 06:00 a 18:00	93
5.29. Tensiones de Fase A, B y C en el intervalo horario de 06:00 a 18:00	94
5.30. Potencias de Fase A, B y C en el intervalo horario de 06:00 a 18:00	94
5.31. TDDi Fase A, B y C en el intervalo horario de 06:00 a 18:00	95
5.32. Diagrama de pareto de THDi de Fase A, B y C en el intervalo horario de 06:00 a 18:00 horas.	95
5.33. Forma de onda distorsionada resultante al conectar el Inversor, la carga 1 y la carga 2 en el intervalo horario de 06:00 a 13:00	96
5.34. Forma de onda distorsionada resultante al conectar el Inversor, la carga 1 y la carga 2 en el intervalo horario de 13:00 a 16:00	97
5.35. Forma de onda distorsionada resultante al conectar el Inversor, la carga 1 y la carga 2 en el intervalo horario de 06:00 a 13:00	98
5.36. Forma de onda distorsionada resultante al conectar el Inversor, la carga 1 y la carga 2 en el intervalo horario de 13:00 a 16:00	99
5.37. Forma de onda distorsionada del neutro en el intervalo horario de 06:00 a 10:00 horas.	100
5.38. Forma de onda distorsionada del neutro en el intervalo horario de 10:00 a 14:00 horas.	101
5.39. Forma de onda distorsionada del neutro en el intervalo horario de 14:00 a 18:00 horas.	102
5.40. Forma de onda distorsionada del neutro en el intervalo horario de 06:00 a 18:00 horas.	103
5.41. Simulación de distorsión armónica entre el Inversor, Carga 1 y Carga 2 de la Fase A para el intervalo horario 6:00 y 7:00.	103
5.42. Simulación de distorsión armónica entre el Inversor y Carga 1 para el intervalo horario 6:00 y 7:00.	104
5.43. Simulación de distorsión armónica entre el Inversor y Carga 1 para el intervalo horario 6:00 y 7:00.	105
5.44. Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor, Carga 1 y Carga 2 de la Fase A entre el intervalo horario 6:00 y 7:00.	106
5.45. Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor y Carga 1 de la Fase B entre el intervalo horario 6:00 y 7:00.	107
5.46. Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor y la Carga 1 de la Fase C entre el intervalo horario 6:00 y 7:00.	108
5.47. Simulación de distorsión armónica entre el Inversor, Carga 1 y Carga 2 de la Fase A entre el intervalo horario 11:00 a 12:00.	109

5.48.Simulación de distorsión armónica entre el Inversor y Carga 1 de la Fase B entre el intervalo horario 11:00 a 12:00.	110
5.49.Simulación de distorsión armónica entre el Inversor y la Carga 1 de la Fase C entre el intervalo horario 11:00 a 12:00.	111
5.50.Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor, Carga 1 y Carga 2 de la Fase A entre el intervalo horario 11:00 a 12:00.	112
5.51.Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor y la Carga 1 de la Fase B entre el intervalo horario 11:00 a 12:00.	113
5.52.Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor y la Carga 1 de la Fase C entre el intervalo horario 11:00 a 12:00.	114
5.53.Simulación de distorsión armónica entre el Inversor, Carga 1 y Carga 2 de la Fase A entre el intervalo horario 17:00 a 18:00.	115
5.54.Simulación de distorsión armónica entre el Inversor y la Carga 1 de la Fase B entre el intervalo horario 17:00 a 18:00.	116
5.55.Simulación de distorsión armónica entre el Inversor y la Carga 1 de la Fase C entre el intervalo horario 17:00 a 18:00.	117
5.56.Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor, Carga 1 y Carga 2 de la Fase A entre el intervalo horario 17:00 a 18:00.	118
5.57.Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor y la Carga 1 de la Fase B entre el intervalo horario 17:00 a 18:00.	119
5.58.Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor y la Carga 1 de la Fase C entre el intervalo horario 17:00 a 18:00.	120
5.59.Simulación de señales Inversor, Carga 1 y Carga 2 al 100% de la producción de energía Fase A	121

Lista de tablas

2.1. Límites de distorsión de Tensión [12].	30
2.2. Límites de distorsión de corriente para sistemas clasificados de 120V a 69 kV [12].	31
4.1. Datos de Placa del transformador	59
5.1. Datos estadísticos	75
5.2. Resultados del Inversor	75
5.3. Resultados convertidor 6 pulsos	76
5.4. Resultados Carga monofásica	76
5.5. Resultados cargas combinadas e inversor	77
5.6. Resultados de probabilidad	82
5.7. Resultados de TDDi	83
5.8. Resultados de TDDi	84
5.9. Parámetros iniciales	88
5.10. Tabla de resultados GMM	88
5.11. Resultados Promedio Flujo de cargas armónicas Fase A	92
5.12. Resultados Promedio Flujo de cargas armónicas Fase B	92
5.13. Resultados Promedio Flujo de cargas armónicas Fase C	93

Lista de abreviaturas

- **V** Voltaje
- **I** Corriente
- **P** Potencia
- **F** Frecuencia
- **FC** Factor de cresta
- **TF** Transformada de Fourier
- THD_v Distorsión total armónica de tensión
- THD_i Distorsión total armónica de corriente
- TDD Distorsión total de la demanda
- **EM** Esperanza-maximizaron
- **AIC** Criterio de información Akaike
- **BIC** Criterio de información Bayesiano
- μ_m Media de la mixtura
- $\phi(|\mu, \sigma)$ función de densidad normal de parámetros de μ y σ
- **GMM** Modelo de gaussianas mixtas

Capítulo 1

Introducción

El presente capítulo se desarrolla en cuatro secciones, donde se aborda el planteamiento del problema, el estado del arte referente a los efectos de los armónicos en sistemas de distribución eléctrica en baja tensión, posteriormente se muestran los objetivos planteados y por último, se describe la estructura general del documento.

1.1. Planteamiento del problema

En la actualidad las edificaciones modernas de alta tecnología son diseñadas partiendo de la sostenibilidad y el mejoramiento del medio ambiente, en este sentido el Bloque I de la Universidad escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, busca integrar soluciones técnicas instalando sistemas de generación fotovoltaica que contribuyan a la energía eléctrica consumida por la operación de sus equipos, desde esta perspectiva los sistemas fotovoltaicos necesitan inversores que transformen la energía producida en corriente continua a corriente alterna, estos equipos al realizar las conmutaciones según el aprovechamiento de radiación solar, ocasionan distorsiones a las formas de onda de corriente y tensión (armónicos de corriente y tensión).

Adicionalmente en este tipo de edificaciones también es normal encontrar contenido de armónicos proporcionado a los equipos electrónicos de laboratorio que se encuentran conectados al sistema eléctrico, convirtiéndose en una creciente preocupación debido a que dichos equipos son sensibles en las variaciones de los parámetros eléctricos que requieren para su funcionamiento y de seguir en esta tendencia ocasionan daños irreparables y aumento en el cambio de equipos, afectando considerablemente la productividad y los resultados de calidad en la formación académica.

Existen diferentes formas efectivas de mitigar el fenómenos de armónicos como lo es instalación de filtros pasivos y/o activos, balancear el cargas entre fases, aumentar calibres

de conductores o calcular el factor K del transformador, sin embargo para poder encontrar una solución mas real y efectiva, es necesario realizar una medición de parámetros eléctricos que permita clasificar, ordenar y analizar el estado de la red de distribución eléctrica.

Para obtener una comprensión más completa de las serias consecuencias de un sistema eléctrico con alto contenido de armónicos, se requiere una investigación cuantitativa en profundidad que desarrolle una metodología y acciones para mitigar dicho fenómeno. Con los valores obtenidos de las mediciones en sitio que se registran durante días calendario, periodos de diez minutos y doscientos ciclos en la ventana de la medición parametrizados en el analizador de red Fluke 435 usado como instrumento de medición, se obtienen datos importantes de manera detallada y especifica, que mediante el uso del lenguaje de programación de código abierto Python se modelan matemáticamente los parámetros eléctricos que simulan el comportamiento de las señales de tensión y corriente en cada una de sus secuencias de fase y adicionalmente se recrean escenarios agregando temporalmente la conexión de cargas no lineales resultantes de la unificación de cargas monofásicas y trifásicas no lineales y lineales, de esta forma visualizamos y obtenemos mediante análisis de fourier la salida de la señal perturbada o señal distorsionada [12].

En edificaciones educativas con sistemas de generación fotovoltaica ¿cómo se pueden caracterizar y mitigar los fenómenos armónicos causados por los inversores? ¿cómo son las variaciones de la distorsión total armónica al variar las cargas en el tiempo? ¿cómo es el comportamiento de los armónicos en el sistema eléctrico según la producción de energía horaria?.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Analizar el comportamiento de armónicos y fenómenos asociados en un sistema fotovoltaico conectado directamente a la red de baja tensión de una edificación educativa con uso final de laboratorios, basado en mediciones y simulaciones mediante lenguaje de programación libre, con el fin de plantear análisis y soluciones generales de mitigación a dichos fenómenos.

1.2.2. Objetivos específicos

- Caracterizar las cargas armónicas en el del sistema de distribución de baja tensión con generación fotovoltaica, para proponer modelos de simulación por software.
- Determinar una metodología que caracterice los inversores de un sistema Fotovoltaico, según la aplicación de uso final.
- Proponer soluciones generales de mitigación de armónicos a través de escenarios simulados mediante lenguaje de programación de código abierto Python.

1.3. Estado del arte

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), es una organización intergubernamental que tiene como reto al año 2050, reducir 2° centígrados la temperatura mundial, para lograrlo, presta el apoyo a los países inscritos en el acuerdo de París de 2015 y que se encuentran en el proceso de transición de generación de energía con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) [4].

Desde la década de los 90 en Colombia, la ley 29 de 1990 y el decreto 393 de 1991, el gobierno nacional pretende impulsar a través de MINCIENCIAS, la investigación del uso racional de energía con fuentes no convencionales de energía renovable, sin embargo, hasta la llegada de la ley 1715 de 2014, fue posible motivar al sector eléctrico y al sector de la construcción dentro de sus proyectos el uso de este tipo de sistemas de generación [5, 6, 7].

La ley 1715 de 2014, regula la integración de las fuentes no convencionales de energía renovable e incentiva a todos aquellos proyectos y/o edificaciones que lo implementen, ya sea para el autoconsumo o para sistema de almacenamiento de energía con baterías, los incentivos son: la deducción en el impuesto de renta, depreciación acelerada, exclusión de IVA y exclusión de aranceles [8].

Debido al auge de la implementación de sistema fotovoltaico en edificaciones, cada vez son más las investigaciones respecto a este tema, es así como en [9] se analizan los parámetros eléctricos fundamentales y los efectos del sistema de distribución eléctrica que se producen al considerar inyección directa de energía eléctrica mediante sistema fotovoltaico, aplicando a una metodología que modela un sistema fotovoltaico de 250kW en MATLAB como caso de estudio, adicionalmente, se emplea la técnica “Perturb and Observe”, que consiste en hacer seguimiento del sistema fotovoltaico cuando alcanza la máxima potencia solar, concluyendo que el efecto de sombra en un sistema fotovoltaico generado por las nubes, incrementa el THD en la forma de onda del punto conexión común.

Las edificaciones educativas adaptan sistemas de generación fotovoltaica para su autoconsumo, como se menciona en [2] se basan en el registro diario de la potencia que demandada y de esta forma realizan un modelo de gestión del sistema donde se plantea las horas de consumo por parte del sistema fotovoltaico y consumo de la red local, indicando que el sistema también puede vender energía eléctrica a la red de distribuidora local, luego de desarrollar el análisis costo beneficio dicho proyecto tiene una alta rentabilidad. De lo anterior, en un sistema eléctrico con generación solar fotovoltaica es muy importante conocer el comportamiento de los parámetros eléctricos, por lo tanto se debe considerar como plan de mantenimiento,

la instalación de un analizador de redes en punto de conexión común, con el fin de registrar datos reales de armónicos de tensión y corriente para compararlos con los eventos simulados mediante el lenguaje de programación Python desarrollados en esta investigación que nos permite caracterizar y mitigar los fenómenos de armónicos causantes de fallas en el sistema eléctrico [3, 10, 12].

Las fuentes armónicas las podemos encontrar en nuestro entorno como en: copiadoras, computadoras, variadores de frecuencia, sistemas de aire acondicionado, prácticamente en todas las cargas electrónicas. La utilización de dispositivos capacitivos como inductivos en un sistema de distribución provocan una distorsión armónica con un fenómeno de resonancia dando como resultados impedancias muy altas o bajas, lo anterior hace que la corriente y tensión se modifiquen.

La conexión de gran cantidad de cargas no lineales trifásicas y monofásicas en sistemas eléctricos desbalanceados, son las principales variables que deben ser tratadas con particularidad, puesto que son los mayores portadores de armónicos que poseen frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental. Cuando la corriente absorbida por la carga contiene armónicos el valor eficaz de la corriente es superior a la fundamental, lo anterior hace que las pérdidas por Joule aumenten y a su vez la temperatura en transformadores, equipos y cables, las tensiones armónicas aplicadas sobre maquinas asincronas provocan circulación de corrientes de frecuencias superiores a la frecuencia fundamental en el rotor, pérdidas en los transformadores, pérdidas en los condensadores, sobre carga en generadores y corrientes en el neutro [11].

Los sistemas fotovoltaicos pueden tener diversas configuraciones de conexión con inversores, redes externas, bancos de batería u otras cargas eléctricas, para esto existen dos tipos de reguladores que permiten adaptar el sistema fotovoltaico y se denominan reguladores de punto de potencia máxima (MPPT), que consiste básicamente en encontrar un punto y mantener la característica de carga, también encontramos los reguladores de modulación por ancho de pulsos, también conocida como PWM, siglas en inglés de *pulse-width modulation* [13].

Existen tres tipos de inversores solares: Inversores string, microinversores y optimizadores de potencia. Cuando los paneles se ven afectados por las sombras o la instalación se encuentra en varias direcciones se recomienda la tecnología MLPE, siglas en inglés *module level power electronic*, los micro inversores y los optimizadores de potencia permiten monitorizar la producción de cada panel de manera individual [3, 10, 12, 14].

Un regulador en un sistema fotovoltaico se encarga de controlar el flujo de energía que circula entre el panel fotovoltaico y las baterías. El regulador de carga trabaja en función de la corriente y la tensión, por lo que se trata de un dispositivo para controlar constantemente

el nivel de carga de las baterías y optimizar la vida útil de los mismos. Otras de las funciones que según el tipo de regulador de carga puede aportar es evitar que las baterías se descarguen durante la noche o proporcionar información del estado de carga del sistema e información del sistema fotovoltaico, adicionalmente maximizan su corriente a la salida a baterías y son capaces a adaptar la entrada del sistema fotovoltaico a la tensión de baterías, esto le permite hacer funcionar a la placa en su punto de máxima potencia para obtener la máxima eficiencia de producción en cada instante. Algunas de las consideraciones a tener en cuenta entre los dos tipos de reguladores son: los reguladores MPPT se dimensionan dependiendo la potencia fotovoltaica y la tensión en baterías, mientras que los reguladores PWM se dimensionan dependiendo intensidad máxima de paneles y tensión de baterías. Los reguladores PWM son reguladores sencillos que actúan como interruptores entre las paneles fotovoltaicos y la batería. Estos reguladores fuerzan a los módulos fotovoltaicos a trabajar a la tensión de la batería, sin ningún tipo de instalación extra. Por ejemplo, si la batería es de 12 V, los paneles cargarán la batería con una tensión de 12 V [13].

Los niveles de armónicos permisibles se encuentran establecidos por las normas IEEE Std 519-2014, puesto que con el gran avance de los sistemas fotovoltaicos integrados con la red de distribución convencional, forman un híbrido que inyecta energía en los periodos que el sol lo permite. Para poder realizar mediciones en el punto de conexión común y registrar valores de los parámetros eléctricos en un sistema eléctrico de potencia con sistema fotovoltaico, se basan de acuerdo a la IEEE 519 y también la IEC 61000-4-30 de 2015 que describen en el capítulo 6 los periodos mínimos de medición [12].

Los armónicos en edificaciones educativas son muy importantes, debido a que el principal tipo de cargas conectadas en el sistema eléctrico son la iluminación, computadores, aires acondicionados tipo mini split, fotocopiadoras, etc, por lo general los armónicos 3 y 5 representan valores muy altos en horarios laborales, mientras que la distorsión se reduce durante las horas no laborales respondiendo a la desconexión de cargas [63].

La distorsión armónica y el desequilibrio de cargas causan pérdidas significativas en el sistema eléctrico que repercuten en costos adicionales correctivos, a su vez en circulación de alta corriente en el neutro que impacta severamente en el funcionamiento de los equipos, para esto existen soluciones que ayudan a mitigar el fenómeno de armónicos como lo son instalación de filtros activos Y/o pasivos, balanceo de cargas o selección de un transformador con eliminación de secuencias cero y un factor k robusto [64].

1.4. Organización del documento

Se ha realizado una aproximación objetivo en el desarrollo de esta investigación específicamente considerando procesos estocásticos como las cadenas de Markov y las matrices gaussianas mixtas a través del lenguaje de programación de código abierto Python, La implementación de la metodología se adapta al cumplimiento de los objetivos que consisten en caracterizar, identificar y mitigar los fenómenos de armónicos en un sistema de distribución eléctrica con generación solar fotovoltaica.

El presente documento ha sido aplicado al edificio de laboratorios Eduardo Sandino Bloque I de la Universidad Escuela Colombiana Julio Garavito y se conforma de la siguiente manera, en el capítulo 1 describe una breve introducción al desarrollo de esta investigación, su problemática, objetivos generales y específicos, el Capítulo 2 se señalan los efectos de los armónicos que aportan los inversores de un sistema de generación fotovoltaica en los sistemas de distribución eléctrica en función de lo que establece la IEEE 519 de 2014, teniendo en cuenta los estándares para la utilización de instrumentos en la medición, la forma de registro de datos y los límites de aceptación. También se aborda el proceso estocástico modelo de Markov para el cálculo de probabilidad en el incumplimiento de los límites de aceptación en THD_i y Modelos Gaussianas mixtas, aplicando el algoritmo EM para el análisis de datos y clusterización, estos han sido implementados computacionalmente en python [18, 19, 20, 21].

El Capítulo 3 describe metodología adaptativa para llevar a cabo el desarrollo de la investigación, el Capítulo 4 se presenta el caso de estudio de esta investigación que nos permite obtener un conocimiento concreto, contextual y profundo sobre el aporte de armónicos de los inversores en un sistema de generación solar fotovoltaica. Permite explorar la caracterización, significados e implicaciones que tienen un sistema eléctrico con dicho tipo de soluciones de generación de energía y por último el Capítulo 5 se resume este trabajo y se obtienen sus principales conclusiones.

Capítulo 2

Marco teórico

Este capítulo se desarrolla en seis secciones; inicialmente se describe de manera general el fenómeno de armónicos en un sistema eléctrico; a continuación se presentan de forma simplificada los tipos de inversores y los algoritmos P&O y conductancia incremental, posteriormente se retraen los conocimientos básicos del análisis de fourier aplicados para el cálculo del THD, TDD, espectro armónico y clasificación de armónicos, seguido se citan las ventanas de medición y límites de tensión y corriente establecidos por la IEEE 519 para el análisis de datos simulando con el lenguaje de programación Python los efectos de armónicos en el neutro conectados en transformadores delta-estrella y estrella-estrella y finalmente se conceptualiza sobre las herramientas utilizadas en la investigación, procesos estocásticos de matrices gaussianas mixtas y cadenas de markov.

2.1. Efectos de las armónicas en los sistemas eléctricos

En un sistema de distribución eléctrica, un armónico de corriente o tensión es un múltiplo de la frecuencia fundamental del sistema. Básicamente el concepto de armónicos describen el comportamiento o las características de una forma de onda de corriente o tensión en relación con su frecuencia fundamental.

Cuando las formas de onda presentan desviaciones de su forma de onda sinusoidal, contienen armónicos causados principalmente por cargas no lineales con electrónica de potencia que aportan a la perturbación de dicho fenómeno.

Las frecuencias armónicas en la red eléctrica son una causa frecuente de problemas de calidad de la energía, lo que resulta en un aumento del calentamiento en los equipos y conductores, fallas en los variadores de velocidad y pulsaciones de torque en los motores.

Entre las principales fuentes de inyección de armónicos en un sistema de distribución

eléctrico de baja tensión moderno, están asociadas a los motores de inducción, cargas no lineales como computadores y cargadores, hornos industriales, controladores de carga de corriente alterna y corriente directa, luminarias LED, entre otros desarrollos tecnológicos de vanguardia. En el punto de conexión común entre la red eléctrica del operador de red y la fuente de generación solar fotovoltaica es donde podemos encontrar principalmente las variaciones en la red causados por la conexión y desconexión de cargas no lineales, desequilibrios de cargas en las fases del sistema, variación en los valores de impedancias, y la interconexión con los sistemas de generación fotovoltaica.

Por otro lado, las redes de un sistema de distribución eléctrica tradicional en ciertas ocasiones no consideran entre su sistema transformadores delta-estrella que ayuden a filtrar los armónicos homopolares y por lo general al intentar modernizar sus equipos con el fin de ser más eficientes en el consumo de energía y/o automatización, proceden por ejemplo al cambio de luminarias LED, cambio de equipos electromecánicos que implementan variadores de velocidad y que en cierta forma reducen su carga pero aumentan la inyección de armónicos debido a sus componentes electrónicos.

La capacidad de un sistema de distribución eléctrica para funcionar a niveles óptimos, se perturba cuando la distorsión armónica ingresa al sistema. Los armónicos provocan que el funcionamiento de un equipo sea ineficiente debido a la mayor necesidad de consumo de energía. El aumento de la corriente total requerida provoca un incremento en el flujo económico de instalación y de energía, sobrecalentamiento, disminución de la rentabilidad y reducción de la vida útil en de los equipos.

2.2. Inversores Monofásicos

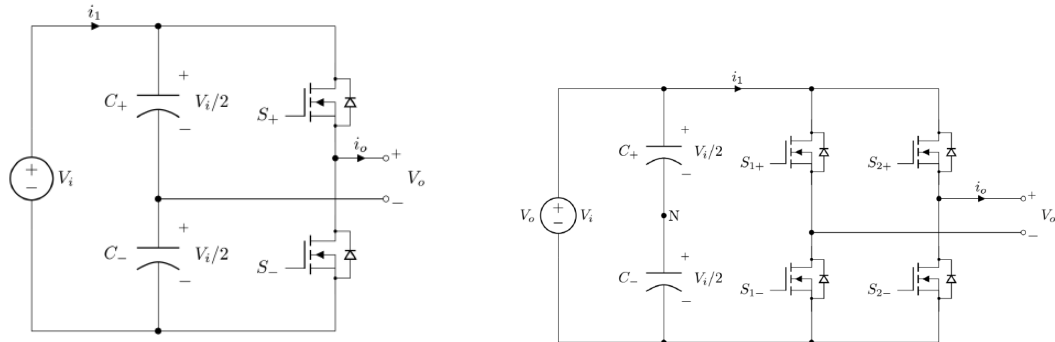
Los inversores son parte fundamental de un sistema de generación fotovoltaica conectado a la red de distribución eléctrica, convierten la corriente directa tomada del panel fotovoltaico y produce una onda de salida en corriente alterna con los parámetros de frecuencia y tensión acorde al sistema eléctrico de referencia.

Los inversores se denominan convertidores estáticos de potencia, diseñados con diodos, transistores y tiristores; realizan la conversión de corriente directa a corriente alterna mediante el uso de interruptores de potencia por lo que la señal de salida en corriente alterna es la agrupación de valores discretos. Es decir es el producto del ajuste del modulación del ancho del pulso de los interruptores de potencia, esto da como resultado una señal que no es sinusoidal, sin embargo, la componente fundamental de dicha señal si tiene el comportamiento esperado.

Existen dos topologías de los interruptores de potencia en los inversores, puente completo y medio puente. En la figura 2.1a se observa la topología del inversor de medio puente, el cual consiste en dos capacitores interconectados para obtener el neutro. La sincronización de la conmutación de los interruptores de potencia debe evitar que se cierren ambos interruptores a la vez, debido a que ocasionara un corto circuito entre la fuente.

En la figura 2.1b, se muestra la topología del inversor de puente completo la cual consiste en cuatro interruptores de potencia, la principal diferencia respecto al medio puente es que la terminal de salida del neutro se encuentra en las cargas conectadas. Al igual que la topología del inversor de medio puente no pueden existir conmutaciones simultaneas entre los interruptores puesto que provocaría un corto circuito.

Se debe tener presente que los armónicos a la salida no solo reducen el factor de potencia en el lado de corriente alterna del inversor, sino también son fuentes de inyección de ruido electromagnético que perturban el funcionamiento del inversor, sin embargo, los inversores consideran métodos de reducción de armónicos usando filtros que atenúan las frecuencias de las componentes con alto contenido armónico, estos pueden ser eliminados controlando las conmutaciones de los interruptores [16, 25].



(a) Medio puente.

(b) Puente completo.

Figura 2.1: Topología de Inversores [16].

En la figura 2.2 se muestra la señal de salida de los inversores de medio puente y puente completo respecto a las conmutaciones de los transistores de potencia, se evidencia en el inversor de medio puente figura 2.2a a diferencia del inversor de puente completo 2.2b, la señal de salida de la tensión se mantiene con mayor tiempo evitando en lo posible tiempos muertos en la conmutación cuando el ángulo alfa se hace cero. Los tiempos muertos debido a las frecuencias de conmutación son los causantes de provocar el fenómeno de armónicos,

cuando la señal cambia de ciclo positivo a negativo en frecuencias altas se presentan mayor tiempo muerto o ángulo alfa, en ese momento ocurre la presencia de armónicos.

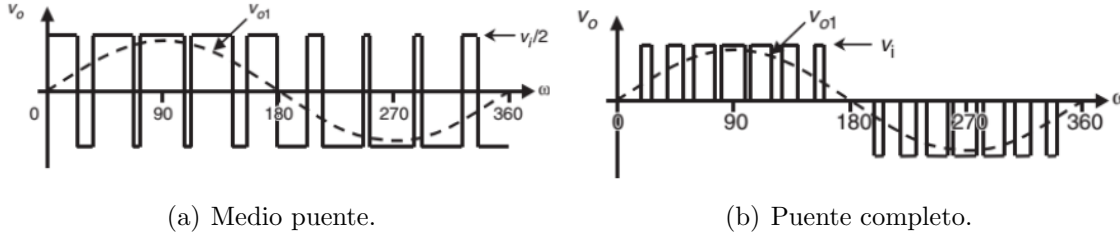


Figura 2.2: Señal de salida de inversores [16].

En la figura 2.10a se muestra el espectro en frecuencia de señal de salida de un inversor de medio puente y la figura 2.10b el espectro en frecuencia de señal de salida de un inversor de puente completo, se evidencia que las componentes armónicas 5, 7, 9 y 11 se eliminan totalmente en la señal de espectro del inversor de puente completo figura 2.10b y también se presenta una reducción en la magnitud de las armónicas superiores, esto se debe a que la señal de salida contiene mayor información respecto a la señal sinusoidal.

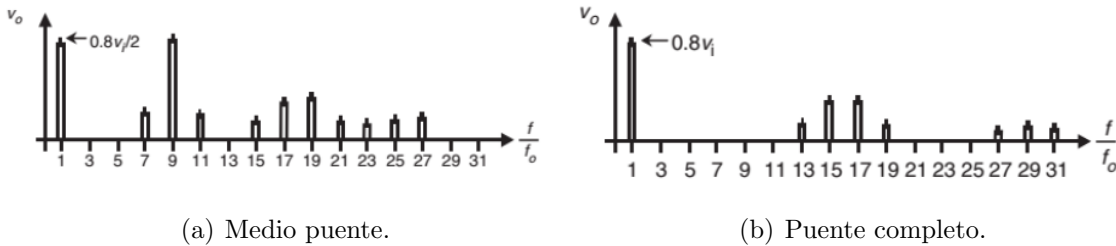
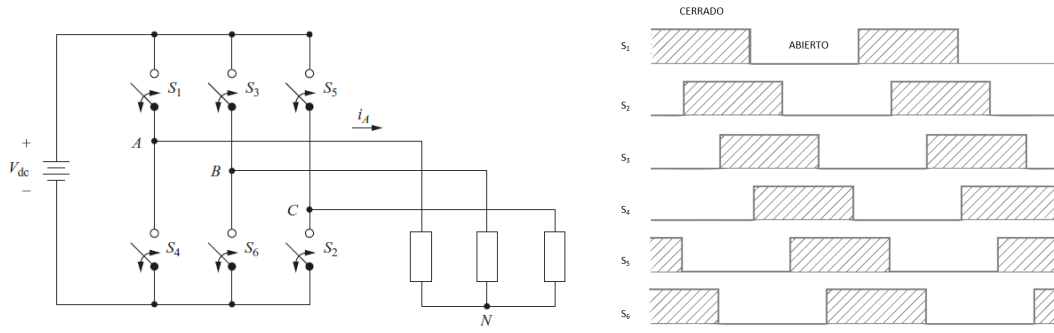


Figura 2.3: Espectro armónico en la salida de inversores [16].

2.3. Inversores Trifásicos

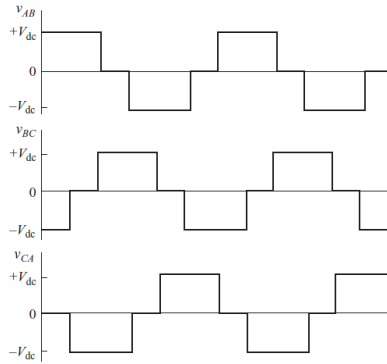
En la figura 2.4a, se muestra la topología de un inversor trifásico, una de las principales aplicaciones son en sistemas fotovoltaicos, donde se varia la frecuencia de salida, su conmutación se puede observar en la figura 2.4b, cada interruptor opera al 50% haciendo que no se presenten tiempos muertos y la conmutación tiene un intervalo de $T/6$ lo que representa un intervalo angular de 60° .

Los interruptores S_1 y S_4 se abren y se cierran de forma complementaria al igual que S_2 , S_5



(a) Inversor trifásico.

(b) Señal de conmutación.



(c) Señal de tensión de línea a línea.

Figura 2.4: Conmutación de inversor puente completo [17].

y S_3, S_6 , lo anterior indica que los interruptores deben estar en coordinación de manera que estén cerrados al mismo tiempo evitando un corto circuito en la fuente. En la figura 2.4c se muestran las tensiones de línea-línea de salida V_{AB}, V_{BC}, V_{CA} son $+V_{cc}, 0$ o $-V_{cc}$.

La amplitud de la frecuencia fundamental de una salida de señal con forma de onda cuadrada para un inversor con topología de puente completo, se determina por la tensión de entrada continua y se puede controlar su salida modificando el esquema de conmutación, si tomamos como referencia la tensión de salida de un inversor de puente completo figura 2.4b, tiene intervalos en los que la salida es cero, así como también $+V_{cc}$ y $-V_{cc}$, dicha salida es posible controlarla modificando el ángulo α en cada extremo donde el pulso se hace cero.

El valor rms de la forma de onda de la tensión en la figura 2.4c se puede calcular con la ecuación 2.2:

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{\pi} \sum_{\alpha}^{\pi-\infty} (V_{cc})d(\omega t)} \tag{2.1}$$

$$V_{rms} = V_{cc} \cdot \sqrt{1 - \frac{2\alpha}{\pi}} \quad (2.2)$$

La serie de fourier de la forma de onda se expresa en la ecuación 2.3

$$v_o(t) = \sum_{n, odd} V_n \cdot \text{Sen}(n \cdot \omega_o \cdot t) \quad (2.3)$$

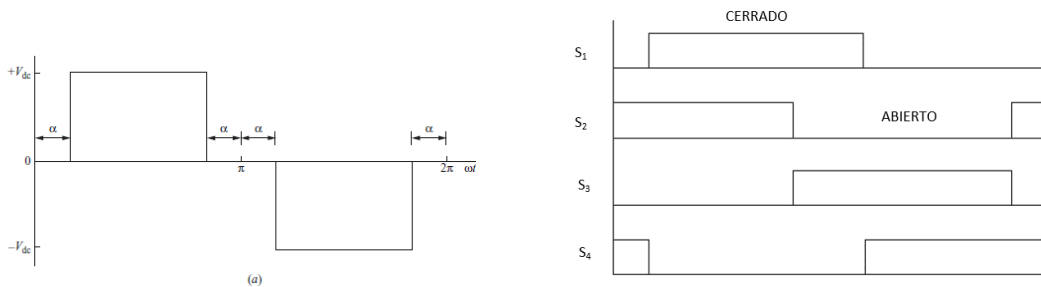
Si observamos, la onda tiene un comportamiento simétrico por que la ecuación 2.3 resulta:

$$V_n = \frac{2}{\pi} \int_{\alpha}^{\pi-\alpha} V_{cc} \cdot \text{sen}(n \cdot \omega_o \cdot t) \cdot d(\omega_o \cdot t) \quad (2.4)$$

$$V_n = \frac{4 \cdot V_{cc}}{n\pi} \cdot \cos(n \cdot \alpha) \quad (2.5)$$

Donde α de la ecuación 2.5 es el ángulo de tensión cero a cada extremo del pulso. La amplitud de salida para cada frecuencia de salida en función de α de la figura 2.5a se consigue ajustando α que haga cero el coseno de la ecuación 2.6.

$$\alpha = \frac{90}{\pi} \quad (2.6)$$



(a) Salida del inversor para control de armónicos y (b) Esquema de conmutación de inversor puente de onda completa.

Figura 2.5: Conmutación de interruptores [17].

La modulación por ancho de pulsos es un método usado para ayudar a mitigar la distorsión total armónica de la corriente de carga. La amplitud de la tensión de salida es posible controlarla a través de las formas de onda moduladas que logran como ventaja reducir los armónicos y controlar la amplitud de salida, sin embargo, las pérdidas son mayores debido a

que las conmutaciones ocurren con mayor frecuencia. Para realizar el control de los interruptores para una salida sinusoidal PWM, se requiere una señal de referencia en forma sinusoidal y una señal portadora en forma triangular que controla la frecuencia de conmutación [23].

La serie de Fourier de la tensión de salida PWM tiene una frecuencia fundamental igual a la señal de referencia, las frecuencias armónicas se generan en múltiplos de la frecuencia de conmutación, para esto se calcula el índice de modulación de frecuencia m_f que permite calcular la relación entre las frecuencias portadoras y de referencia.

La ecuación 2.7, indica que la señal de salida del inversor por modulación de ancho de pulsos posee la misma frecuencia fundamental que la onda de referencia y armónicas alrededor de los múltiplos del índice de modulación, cuando los índices de modulación son elevados facilita el filtrado de armónicos a la salida, sin embargo se incrementan las pérdidas en los dispositivos electrónicos de potencia utilizados en la conmutación.

$$m_f = \frac{f_{portadora}}{f_{referencia}} = \frac{f_{triangular}}{f_{sinusoidal}} \quad (2.7)$$

El índice de modulación de amplitud se puede calcular en la ecuación 2.8 que representa la relación entre amplitudes de señal de frecuencia y señal portadora.

$$m_a = \frac{V_{m,referencia}}{V_{m,portadora}} = \frac{V_{m,sinusoidal}}{V_{m,triangular}} \quad (2.8)$$

La ecuación 2.9 representa la amplitud de frecuencia fundamental de salida de un PWM controlada por m_a , lo que es muy importante al considerar fuentes de tensión continua sin regulación, puesto que es posible ajustar el valor de m_a para compensar las variaciones en la tensión continua de la fuente produciendo una salida de amplitud constante. Ahora bien, m_a puede llegar a tomar valores mayores a uno, sin embargo la amplitud de salida no aumentará de forma lineal.

Si m_a es menor o igual a 1, la amplitud de la frecuencia fundamental de la tensión de salida, V_1 es directamente proporcional a m_a :

$$V_1 = m_a V_{cc} \quad (2.9)$$

Cuando el índice de frecuencia modulada es mayor a uno significa que no se producen conmutaciones debido a que su tensión sinoidal alcanza valores máximos o mínimos, en el caso contrario cuando el índice de frecuencia es sobre modulada en menor que uno provoca

el efecto de armónicos de baja frecuencia, lo que son muy difíciles de filtrar, a esto se le conoce como sobre modulación, por ejemplo en un inversor de onda cuadrada, el valor de la amplitud en frecuencia fundamental se expresa matemáticamente como la siguiente ecuación 2.10. Indica que aumenta el valor de la fundamental de la tensión de salida por encima de $\frac{V_D}{2}$, sin embargo esto genera la aparición de armónicos de baja frecuencia difíciles de filtrar.

$$V_{A0} = \frac{4 \cdot V_D}{\pi \cdot 2} \quad (2.10)$$

La figura 2.6a representan una señal senoidal de tensión perturbada por una señal triangular de referencia, la figura 2.6b muestra la señal de salida de la tensión modulada que indica que al variar el tiempo de la señal triangular varia el tiempo de la señal de salida de tensión, la figura 2.6c se evidencia que al perturbar la señal de tensión variando el tiempo de modulación estamos cambiando las frecuencias de conmutación y en los punto cunado el angulo alfa se hace cero o en pocas palabras existen tiempos muertos en los cambios de ciclo se generan armónicos, la figura 2.6d muestra la dependencia del valor de la fundamental con respecto al índice de modulación de amplitud, como se evidencia, se divide en 3 zonas, lineal, sobre modulación y señal cuadrada, lo que indica que es mas sencillo trabajar en la zona lineal debido que se puede controlar la tensión variando la señal de control [61].

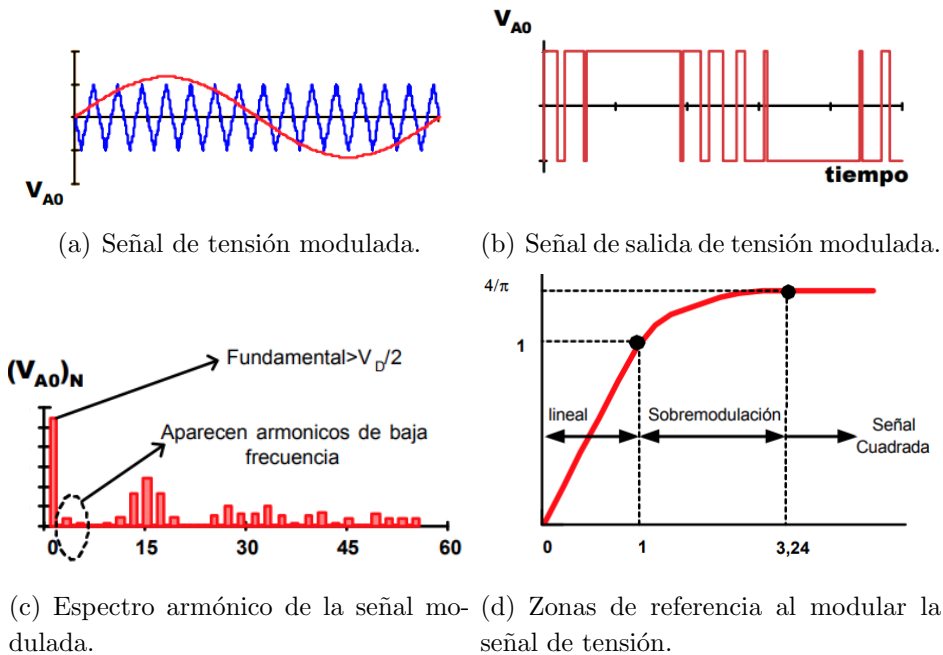


Figura 2.6: Modulación de señal de tensión [61].

Las señales utilizadas en la modulación como puede comprobarse ma mayor a 1 de la ecuación 2.8 por lo que en los valores donde la tensión de la senoidal es máxima (o mínima) no se producen conmutaciones (parte inferior). El efecto de la sobremodulación es doble. Por una parte aumenta el valor de la fundamental de la tensión de salida por encima de $VD/2$ y por otra ocasiona la aparición de armónicos de baja frecuencia “difíciles de filtrar” **2.6b**. Un caso extremo de sobremodulación será el inversor de tensión cuadrada, en este caso el valor de la amplitud de la fundamental vendrá expresado por la ecuación 2.10.

2.4. Inversores de seguimiento de máxima potencia

Debido a la no linealidad de la relación entre los parámetros de salida de las células fotovoltaicas causados por las variaciones climáticas (radiación solar y temperatura), se utiliza la técnicas de extracción de potencia máxima, la cual es necesaria para maximizar la producción de electricidad en un sistema fotovoltaico y aumentar la eficiencia [33].

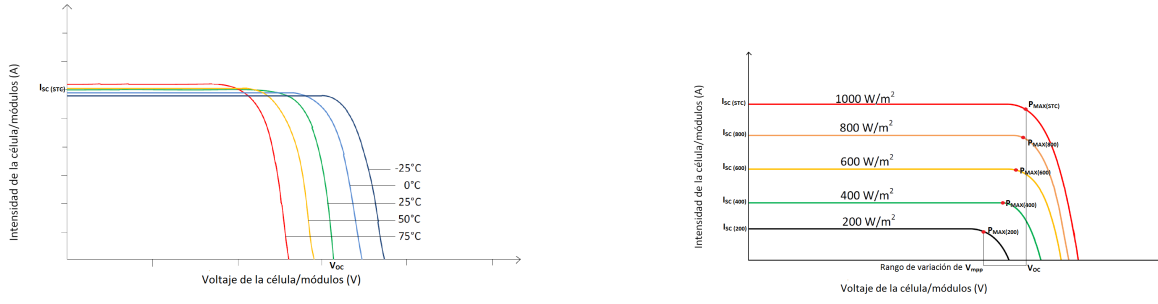
la corriente y la tensión generada en un módulo fotovoltaico son altamente dependientes de la radiación solar diaria y la temperatura ambiente, y exhiben un comportamiento no lineal, lo que hace necesario aplicar técnicas de control que sean capaces de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia en cualquier condición de irradiación o temperatura. A pesar de todas las ventajas que presenta la generación de energía fotovoltaica, la eficiencia para este tipo de sistemas es muy baja, por lo que se vuelve imprescindible la utilización de técnicas que permitan alcanzar el MPPT. Existe un gran numero de algoritmos de seguimiento de máxima potencia, conocidos por sus siglas en ingles como algoritmos MPPT, que varían en complejidad, cantidad de sensores requeridos, velocidad de convergencia, costo, rango de operación, capacidad para detectar máximos locales, etc [24].

Como se observa en las Figuras **2.7a** y **2.7b**, la corriente y la tensión generada en un módulo fotovoltaico son altamente dependientes de la radiación solar diaria y la temperatura ambiente, y exhiben un comportamiento no lineal, lo que hace necesario aplicar técnicas de control que sean capaces de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia en cualquier condición de irradiación o temperatura [24].

Los métodos actualmente más utilizados, son el método de perturbar y observar (P&O), y el método de conductancia incremental.

2.4.1. Método de Perturb and Observe (P&O)

En el algoritmo P&O, periódicamente se aumenta o disminuye la tensión de operación, en función del aumento o disminución de la potencia, estas variaciones de tensión se realizan a



(a) Curva característica I-V a diferentes temperaturas. (b) Curva característica I-V cambio de la irradiación solar.

Figura 2.7: Modulación de señal de tensión [34].

paso constante. Este paso, es un parámetro que debe ser ajustado para obtener un equilibrio entre velocidad de convergencia y amplitud de las oscilaciones en estado permanente. Este algoritmo, presenta principalmente dos inconvenientes, en primer lugar presenta oscilaciones en estado permanente que no pueden ser eliminadas y en segundo lugar, tiene una pobre respuesta frente a variaciones ambientales rápidas [35].

En este método, los valores instantáneos de tensión $V_{PV}(n)$ y corriente en el módulo $I_{PV}(n)$ para un instante n , se utilizan para medir la potencia seguida por la ecuación 2.11.

$$P_{pv}(n) = V_{pv}(n)I_{pv}(n) \quad (2.11)$$

La potencia en este momento se compara con la calculada anteriormente ($n-1$), donde se extrae la variación de energía entre los dos instantes de tiempo, ecuación 2.12.

$$\Delta P_{pv} = P_{pv}(n) - P_{pv}(n - 1) \quad (2.12)$$

Las variaciones de potencia positiva significan que la perturbación en la tensión de ΔV_{pV} contribuye a aumentar la potencia, por lo que la próxima actualización en n instante el ΔV_{pV} se llevará a cabo con el mismo signo. Una vez encontrado el MPP, la siguiente actualización dará como resultado un ΔV_{pV} negativo, por lo cual la perturbación se da lo contrario.

No obstante, la técnica P&O, figura 2.8 ofrece problemas dinámicos que indican el tamaño del tiempo o paso que se utiliza para calcular el ciclo de trabajo, lo que se interpreta en las gráficas como oscilaciones alrededor del punto de funcionamiento. Cuando la perturbación es grande, el sistema alcanza el régimen con mayor velocidad, pero con las oscilaciones de tensión más altas en todo el punto óptimo. Sin embargo, cuando este paso es pequeño y

el sistema se vuelve más lento, proporciona una menor variación en el voltaje del módulo alrededor del MPP.

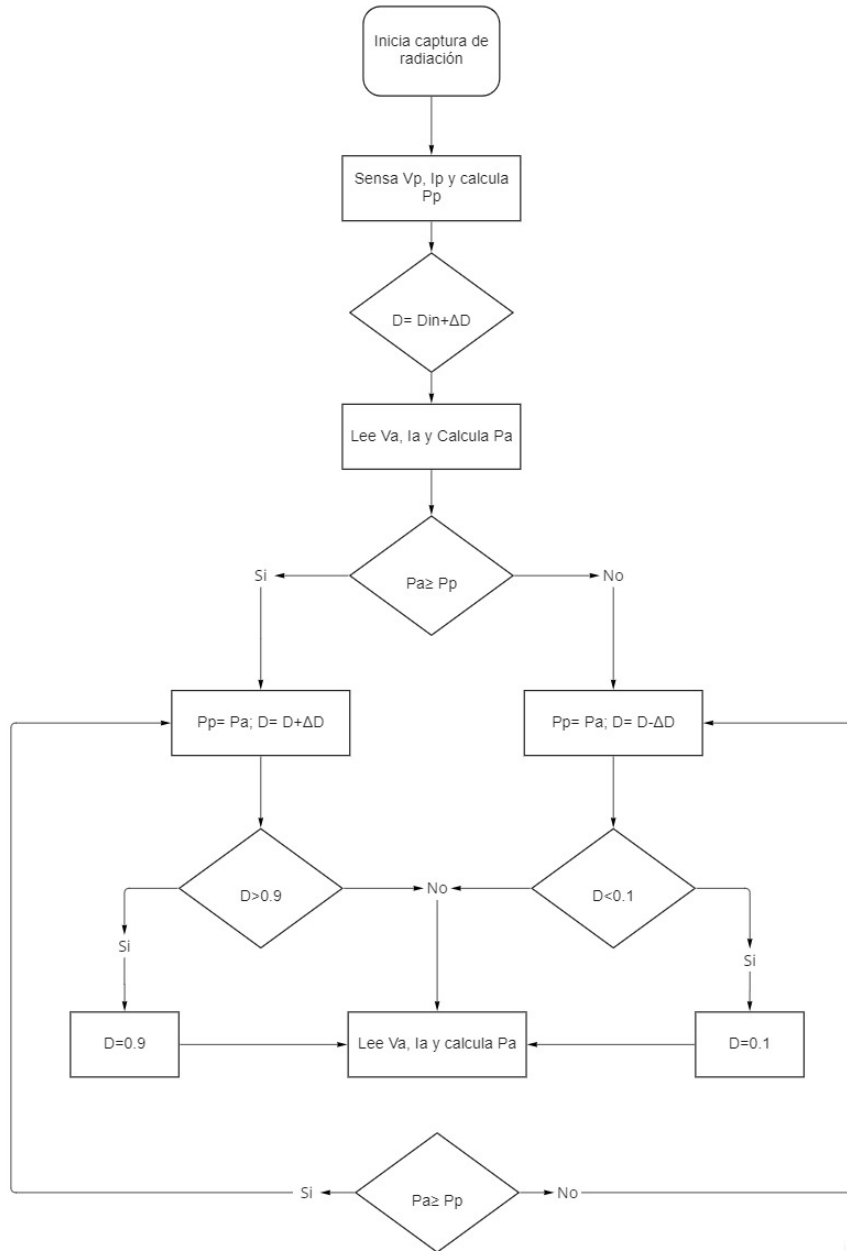


Figura 2.8: Algoritmo de perturbación y observación [35].

El método MPP es el más utilizado, por su sencillez y facilidad de implementación. En general, el proceso consiste en medir los valores actuales de voltaje y corriente del panel para calcular la potencia que está entregando. Este valor de potencia se compara con el valor

calculado anteriormente y se toma la decisión respecto al aumento o disminución del voltaje de referencia.

2.4.2. Método de Conductancia incremental

El algoritmo conductancia incremental, presenta mejoras con respecto al P&O, debido a que su respuesta frente a variaciones rápidas en las condiciones atmosféricas es muy buena y en teoría las oscilaciones en estado permanente son eliminadas. Como desventaja, se puede mencionar una mayor complejidad computacional [35].

Por lo tanto, el punto de máxima potencia se puede obtener siguiendo la ecuación 2.14.

$$\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} = 0 \rightarrow \frac{\partial(V_{pv}I_{pv})}{\partial V_{pv}} \quad (2.13)$$

$$\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} = I_{pv} + \left[\frac{\partial(I_{pv})}{\partial V_{pv}} \right] V_{pv} = I_{pv}(n) + \left[\frac{I_{pv}(n) - I_{pv}(n-1)}{V_{pn}(n) - V_{pn}(n-1)} \right] V_{pn}(n) = 0 \quad (2.14)$$

Luego se tiene que $\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} = 0$

quedando de la siguiente manera la ecuación 2.15:

$$\frac{I_{pv}(n)}{V_{pn}(n)} + \frac{\partial(I_{pv})}{\partial V_{pv}} = 0 \rightarrow \frac{\partial(I_{pv})}{\partial V_{pv}} = -\frac{I_{pv}(n)}{V_{pn}(n)} \quad (2.15)$$

El método de conductancia incremental permite el cálculo de un incremento variable en el ciclo de trabajo, lo que significa que en situaciones dinámicas el sistema necesitará un seguimiento de alta velocidad a las oscilaciones bajas. Por tal motivo, el principal objetivo es ajustar la tensión del módulo, de manera que el sistema siempre opere en $dP_{PV}/dV_{PV} = 0$

Este método proporciona un buen rendimiento en los cambios rápidos que reporta la temperatura de radiación y el panel solar, con menos errores que en el método de P&O.

El algoritmo fue propuesto por Hussein (1995) con el fin de corregir algunos problemas del algoritmo P&O. A diferencia de P&O, el algoritmo de conductancia incremental se detiene cuando alcanza el punto óptimo y se detecta cuando se producen cambios en el punto de operación. El algoritmo de P&O se trata de un método iterativo de aproximación en el que se van tomando medidas de corriente y tensión para calcular la potencia. Si la potencia es constante, se siguen realizando dichas medidas. En el caso de que la potencia se incremente o

disminuya, se chequea la variación de tensión, y en función de su dirección se varía la tensión aumentándola o disminuyéndola. Para lograr localizar un punto a lo largo de la curva de la célula del panel buscando el MPPT [35].

Este método se basa en la observación del punto de máxima potencia que básicamente es la derivada de la potencia con respecto al cero de la tensión del módulo, como se muestra en la Figura 2.9.

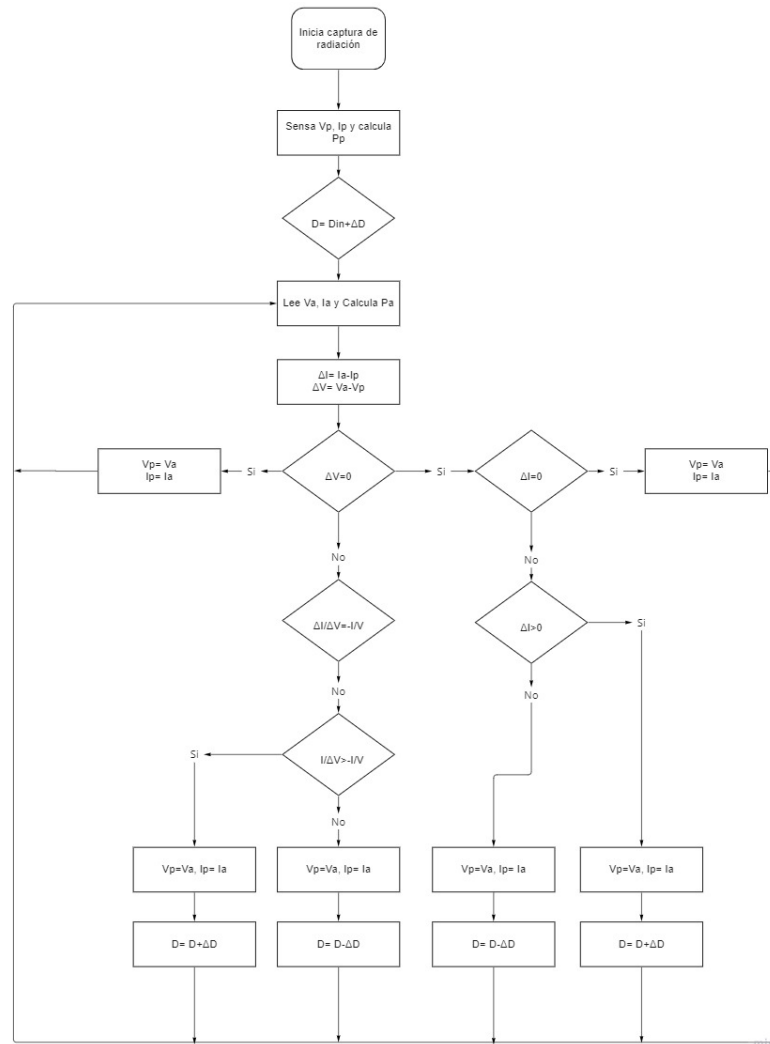


Figura 2.9: Algoritmo de conductancia incremental [35].

Para el método de conductancia incremental, la pendiente que tiene la derivada de la corriente con respecto a la tensión, es utilizada para obtener MPP ($\frac{dI}{dU} = \frac{-I}{U}$). Entonces,

cuando la tensión varía hacia valores mayores o menores, el tiempo de la potencia cambia, y si esta aumenta, se continúa variando la tensión en la misma dirección. Lo mismo ocurre en sentido contrario cuando la potencia disminuye.

2.5. Análisis de Fourier

Jean-Baptiste Joseph Fourier logró demostrar que una función periódica continua en un intervalo T , era posible descomponerse en funciones trigonométricas representadas por el sumatorio de las componentes de corriente continua, la señal fundamental y las señales sinusoidales de mayor orden que corresponden a múltiplos de la frecuencia fundamental [23].

Consiste en calcular la magnitud y fase de la señal periódica fundamental y las señales de orden superior y el resultado de la relación entre la función en el dominio del tiempo y el dominio de la frecuencia se conoce hoy en día como serie de fourier.

Una función periódica no sinusoidal puede descomponerse en una suma infinita de funciones (serie de fourier) conformada por:

- Función constante (componente continua)
- Función sinusoidal de frecuencia (componente fundamental)

El método de las series de fourier es una manera practica de analizar la corriente de la carga y calcular la potencia absorbida en una carga, para el análisis de inversores se puede expresar la tensión de salida ecuación 2.16 y la corriente ecuación 2.17 de la carga en términos de una serie de fourier, siempre y cuando no existan componente de continua en la salida.

$$v_0(t) = \sum_{n=1}^{\infty} V_n \cdot \text{Sen}(n \cdot \omega_0 + \theta_n) \quad (2.16)$$

$$i_0(t) = \sum_{n=1}^{\infty} I_n \cdot \text{Sen}(n \cdot \omega_0 + \theta_n) \quad (2.17)$$

La potencia que absorbe una carga con una resistencia en serie se calcula a partir de $I_{rms}^2 R$, donde la corriente rms se determina a partir de las corrientes eficaces correspondientes cada una de las componentes de la serie de fourier, tal como se expresan en las ecuaciones 2.18 y 2.19:

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_{n,rms}^2} \quad (2.18)$$

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{I_n}{\sqrt{2}}\right)^2} \quad (2.19)$$

donde:

$$I_n = \frac{V_n}{Z_n} \quad (2.20)$$

y Z_n es la impedancia de la carga para el armónico n .

Para calcular la potencia absorbida en la resistencia de carga para cada frecuencia en las series de fourier, se determina a partir de la ecuación 2.21:

$$P = \sum_{n=1}^{50} P_n = \sum_{n=1}^{50} I_{n,ef}^2 R \quad (2.21)$$

2.6. Distorsión armónica total - THD

La distorsión total armónica es la relación de la raíz cuadrada media del contenido de armónicos, considerando componentes armónicos hasta el orden 50 y excluyendo específicamente los interarmónicos, expresada como un porcentaje de la corriente fundamental. Para el cálculo de distorsión total armónica, se usara expresión matemática que se muestra en la ecuación 2.22, esta permite medir cuanto se distorsiona la onda de tensión o corriente, respecto a su onda fundamental [12].

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{50} I_h^2}}{I_1} \cdot 100 \% \quad (2.22)$$

En donde:

I_h = magnitud de la componente armónica individual

h = orden armónico

I_1 = magnitud de la componente fundamental

I_L = corriente de carga de demanda máxima en el punto común de conexión

2.7. Distorsión total de la demanda - TDD

La distorsión total de la demanda, la ecuación 2.23 refleja las distorsiones armónicas de corriente respecto a la carga máxima del sistema TDD, es decir es la relación de la raíz cuadrada media del contenido de armónicos, considerando componentes armónicos hasta el orden 50 y excluyendo específicamente los interarmónicos, expresada como un porcentaje de la corriente de demanda máxima [12].

$$TDD = THD_i \cdot \frac{I_1}{I_L} \quad (2.23)$$

En donde:

THD_i = distorsión total armónica

I_1 = magnitud de la componente fundamental

I_L = corriente de carga de demanda máxima en el punto común de conexión

2.8. Distorsión armónica individual

Se define como la relación entre el valor eficaz de la componente armónica de orden h y el valor eficaz de la componente fundamental en tanto por ciento, ecuación 2.24 [22].

$$HDi_h = \frac{I_h}{I_1} \cdot 100 \% \quad (2.24)$$

donde:

I_h = corriente armónica de orden h

I_1 = magnitud de la componente fundamental

2.9. Espectro armónico

Se define como la representación gráfica de los valores de distorsión armónica individual en función del orden armónico h , en dicha representación se incluye la distorsión armónica individual de la componente fundamental al 100 %, tal como si fuese un armónico adicional.

Los espectros armónicos asociados a las señales de corriente periódicas no sinusoidales son espectros discretos, es por ello que se emplea diagrama de barras para su representación, tal como se muestra en la siguiente figura 2.10.

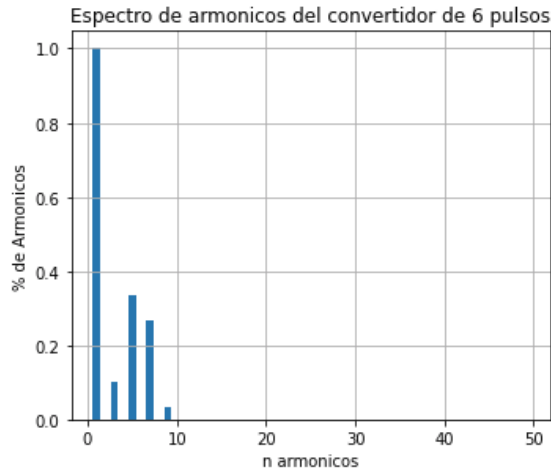


Figura 2.10: Espectro armónico de un convertidor de seis pulsos

2.10. Clasificación de armónicos

Los armónicos se clasifican en tres tipos: secuencia directa, secuencia inversa y secuencia homopolar.

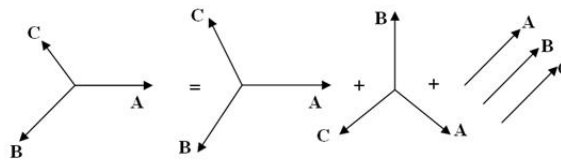


Figura 2.11: Terna de secuencia positiva

En el sistema vectorial para los armónicos de secuencia positiva primero pasa el vector de la fase A, a continuación el de la fase B y por último el de la fase C. Esta secuencia corresponde también a la componente fundamental. Tendrán esta secuencia los armónicos eléctricos que cumplan la expresión que se muestra en la ecuación 2.25.

$$h = 3 \cdot k + 1 \tag{2.25}$$

donde

h = orden armónico

k = número entero desde 0

En el caso de los armónicos de secuencia negativa primero pasa el vector de la fase A, a continuación el de la fase C, y por último el de la fase B. Esta secuencia es contraria a la componente fundamental. Tendrán esta secuencia los armónicos eléctricos que cumplan la expresión que se muestra en la ecuación 2.26.

$$h = 3 \cdot k - 1 \quad (2.26)$$

donde

h = orden armónico

k = número entero desde 0

Para los armónicos de secuencia cero los vectores de la fase A, B y C rotan en la misma dirección y sentido a la vez. Tendrán esta secuencia los armónicos eléctricos que cumplan la expresión que se muestra en la ecuación 2.27.

$$h = 3 \cdot k \quad (2.27)$$

donde

h = orden armónico

k = número entero desde 0

Los armónicos de secuencia positiva en tensión generan el efecto de aceleración sobre los motores girando en el mismo sentido de la componente fundamental, caso contrario en los armónicos de secuencia negativa en tensión frenan el motor cuando giran sentido contrario de la componente fundamental y por último los armónicos de secuencia cero el efecto ocurre sobre el conductor de neutro por el cual se suman las corrientes de retorno alcanzando valores de hasta $\sqrt{3}$ veces las corrientes de fase.

2.11. Análisis estocástico

Los valores armónicos de muy corta duración y corta duración deben acumularse durante períodos de un día y una semana, respectivamente. Para mediciones de armónicos de muy corta duración, el 99^a valor del percentil (es decir, el valor que se excede durante el 1 % del período de medición) debe calcularse para cada período de 24 horas para compararlo con los límites recomendados en IEEE519 de 2014. Para mediciones de armónicos de corta duración, el 95^a y 99^a valores de los percentiles (es decir, los valores que se exceden durante el 5 % y el 1 % del período de medición respectivamente) deben calcularse para cada período de 7 días para compararlos con los límites recomendados en la cláusula 5 [12].

Estas estadísticas deben usarse tanto para armónicos de voltaje y corriente con la excepción de que el 99^a valor de percentil 99^a de corta duración no se recomienda para uso de armónicos de tensión

2.12. Medición de armónicos

El análisis de datos es la ciencia de examinar datos con el fin de poder visualizar y extraer su comportamiento, en la calidad de la energía puede ser aplicado, como por ejemplo en el diagnóstico de fallas, análisis de señales, estimación de parámetros, y monitoreo de tendencias, estos aplicados a la red del sistema de distribución que se aplique como caso de estudio.

Para poder analizar los armónicos se deben considerar instrumentos que sean precisos y que estén certificados bajo la IEC 61000 4-7 y la IEC 61000 4-30, de esta forma obtener una radiografía de los niveles de armónicos que aporta el sistema de distribución eléctrico en la realidad y a su vez compararlos según los umbrales establecidos en la IEEE 519 de 2014 [12].

Para esto se hace necesario determinar inicialmente cual método de medición es mejor aplicar, es por ello que se deberá tener en cuenta los siguientes tipos de medición.

2.12.1. Ancho de ventana de la medición

El ancho de la ventana de medición utilizada por los instrumentos digitales que emplean técnicas de transformada discreta de Fourier debe ser de 12 ciclos (aproximadamente 200 ms) para sistemas de energía de 60 Hz. Con este ancho de ventana, los componentes espectrales estarán disponibles cada 5 Hz (por ejemplo, 0, 5, 10... 50, 55, 60, 65, 70,... Hz).

Para los propósitos de este documento, se considera que una magnitud de componente armónico es el valor a una frecuencia central (60 Hz, 120 Hz, 180 Hz, etc para sistemas de energía de 60 Hz), combinado con los dos valores de intervalo de 5 Hz adyacentes. Los tres valores se combinan en un solo valor rms que define la magnitud armónica para el componente de frecuencia central particular [12].

2.12.2. Medida de muy corta duración

Los valores de armónicos de muy corto tiempo se evalúan en un intervalo de 3 segundos basado en una agregación de 15 ciclos de ventanas consecutivas y de 12 ciclos para sistemas de energía de 60Hz, lo anterior en función del calculo RMS [12].

Los componentes de frecuencia individuales se agregan en base a un cálculo rms como se muestra en la ecuación 2.28 donde F representa la frecuencia o numero de ciclos, la tensión V , la n representa el orden armónico actual e i es un simple contador.

En todos los casos, F representa un valor rms [12].

$$F_{n,V} = \sqrt{\frac{1}{15} \sum_{i=1}^{15} F_{n,i}^2} \quad (2.28)$$

2.12.3. Medida de corta duración

Los valores de armónicos de corta duración se evalúan en un intervalo de 10 minutos basándose en una agregación de 200 valores de muy corta duración consecutivos para un componente de frecuencia específico [12].

Los 200 valores se agregan con base en un cálculo rms como se muestra en la ecuación 2.29 donde F representa la frecuencia o numero de ciclos, la tensión V , la n representa el orden armónico actual e i es un simple contador.

$$F_{n,V} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} F_{(n,v),i}^2} \quad (2.29)$$

2.13. Límite de armónicos recomendados de tensión y corriente

Debido a que la gestión de armónicos en un sistema de energía se considera una responsabilidad conjunta que involucra tanto a los usuarios finales como a los propietarios u operadores del sistema, se recomiendan límites de armónicos tanto para voltajes como para corrientes. Los valores recomendados se basan en el hecho de que algún nivel de distorsión de voltaje es generalmente aceptable y tanto los propietarios u operadores del sistema como los usuarios deben trabajar en cooperación para mantener la distorsión de voltaje real por debajo de niveles objetables. La suposición subyacente de estos límites recomendados es que al limitar las inyecciones de corriente armónica por parte de los usuarios, la distorsión de voltaje se puede mantener por debajo de niveles objetables.

En el caso de limitar las corrientes armónicas únicamente y no dé como resultado niveles aceptables de distorsión de tensión, los propietarios u operadores del sistema deben tomar medidas para modificar las características del sistema de modo que los niveles de distorsión de tensión sean aceptables. Los niveles aceptables de distorsión de tensión forman la base de los límites de tensión [12].

Los límites recomendados en esta cláusula se aplican solo en el punto de acoplamiento común y no deben aplicarse a piezas individuales de equipo o en ubicaciones dentro de las instalaciones de un usuario. En la mayoría de los casos, los voltajes y corrientes armónicos en estas ubicaciones podrían ser significativamente mayores que los límites recomendados en el PCC debido a la falta de diversidad, cancelación y otros fenómenos que tienden a reducir los efectos combinados de múltiples fuentes armónicas a niveles debajo de su suma algebraica.

2.13.1. Límites de armónicos de tensión

En el punto común de conexión, los propietarios u operadores del sistema deben limitar los armónicos de tensión de línea a neutro de la siguiente manera:

- **Diariamente** el 99^a Los valores de percentil muy corta duración deben ser inferiores a 1,5 veces los valores dados en la tabla **2.1**.
- **Semanalmente** el 95^a Los valores de percentil de corta duración deben ser menores que los valores dados en la tabla **2.1**.

Todos los valores deben expresarse en porcentaje de la tensión y frecuencia nominal en el punto común de conexión. La tabla **2.1**, se aplica a los armónicos de tensión cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia de la red [12].

Tabla 2.1: Límites de distorsión de Tensión [12].

Tensión en PCC	Armónico Individual (%)	THD(%)
Tensión $\leq 1,0kV$	5.0	8.0
$1kV < V \leq 69kV$	3.0	5.0
$69kV < V \leq 161kV$	3.0	5.0
$161kV < V$	1.0	1.5 _a

La información sobre los límites interarmónicos de tensión se proporcionan en el Anexo A y se basan en el parpadeo de una lámpara evaluado mediante la técnica de medición descrita en IEEE Std 1453 e IEC 61000-4-15. La información del Anexo A no se basa en los efectos de los interarmónicos en otros equipos y sistemas tales como sistemas mecánicos de generadores, motores, transformadores, sistemas de señalización y comunicación y filtros.

Se deben tener en cuenta estos efectos y se deben desarrollar límites de corriente interarmónicos adecuados a partir de la información del anexo A caso por caso, utilizando conocimientos específicos del sistema de suministro, cargas de usuarios conectados y disposiciones para futuros usuarios.

2.13.2. Límites de armónicos de corriente

Los límites de armónicos de corriente se aplican a los usuarios conectados a sistemas donde la tensión nominal en el punto común de conexión es de 120 V a 69kV, los usuarios deben limitar sus corrientes armónicas de la siguiente manera:

- **Semanalmente** 99^a percentiles de corta duración, las corrientes armónicas deben ser menos de 1,5 veces la valores dados en la tabla **2.2**.
- **Diariamente** 99^a percentil muy corta duración, las corrientes armónicas deben ser menos de 2,0 veces la valores dados en la tabla **2.2**.
- **Semanalmente** 95^a percentiles de corta duración, las corrientes armónicas deben ser menores que los valores dados en la tabla **2.2**.

Todos los valores deben expresarse en porcentaje de la corriente de demanda máxima I_L . Este valor de corriente se establece en el punto común de conexión y debe tomarse como

la suma de las corrientes correspondientes a la demanda máxima, durante los doce meses anteriores divididos por 12, tabla **2.2**.

Se aplica a las corrientes armónicas cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia industrial, el nivel de corto circuito en el punto común de conexión se puede tomar como referencia la relación entre la impedancia de corto y la corriente de demanda máxima en el mismo punto [12].

Tabla 2.2: Límites de distorsión de corriente para sistemas clasificados de 120V a 69 kV [12].

I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
$< 20^c$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 < 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 < 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

^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 del actual. $\frac{I_{sc}}{I_L}$

Para el desarrollo de esta investigación, se debe recordar la importancia de las cargas no lineales en un sistema de distribución de baja tensión, a continuación se presentaran simulaciones generadas en Python para un sistema balanceado y desbalanceado en una carga lineal y no lineal.

Como se puede observar en la figura **2.12** las señales fundamentales de 50 A y la señal de distorsión en una carga lineal para un sistema balanceado, son prácticamente idénticas y las corriente del neutro es 0.

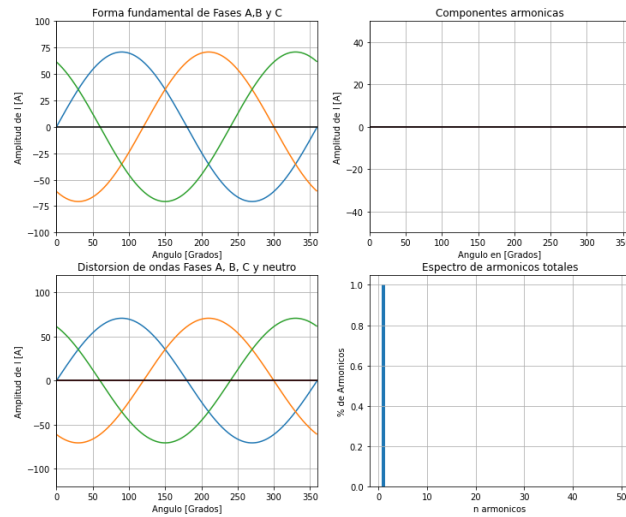


Figura **2.12**: Señales de una carga lineal en un sistema balanceado

Sin embargo para un sistema desbalanceado como se muestra en la figura **2.13**, para una carga lineal de fundamental 50 A, aunque las señales de salida son idénticas a las fundamentales, ya se presentan corrientes en el neutro, la línea de color rojo representa la corriente del neutro únicamente variando el balance en las fases B, y C al 80% de su corriente fundamental.

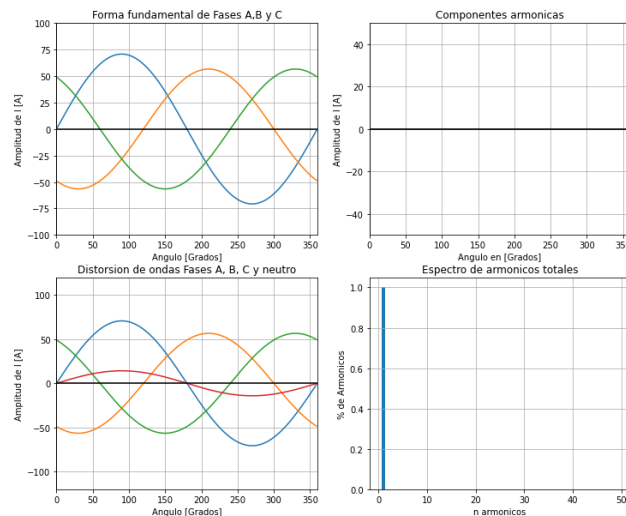


Figura **2.13**: Señales de una carga lineal en un sistema desbalanceado

En la figura 2.14 se muestra una carga no lineal ligeramente perturbada en los armónicos 3 al 33% y 5 al 10%, de lo anterior, resulta una carga con componentes armónicas que distorsionan la señal de entrada y adicionalmente aparecen corrientes en el neutro.

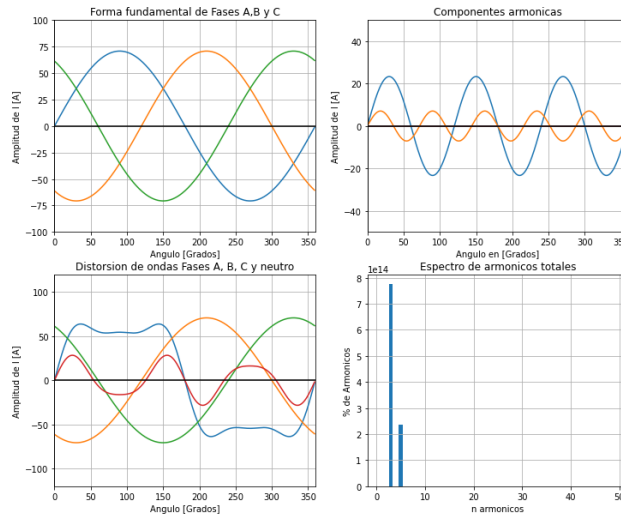


Figura 2.14: Señales de una carga no lineal en un sistema balanceado

En la 2.15 tomando la carga no lineal, pero en ese caso desbalanceado sus fases B y C al 80% de su corriente fundamental se obtienen una señal de salida distorsionada pero a su vez mayor distorsión en la señal de corriente en el neutro línea de color rojo la figura.

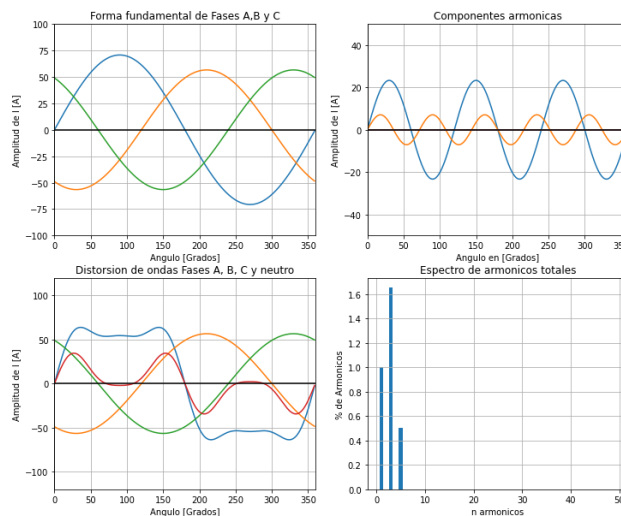


Figura 2.15: Señales de una carga no lineal en un sistema desbalanceado

En la figura 2.16 muestra la señal de salida de corriente para un convertidor de seis pulsos, el alto contenido de armónicos que aporta este tipo de cargas es debido a su electrónica de potencia y en un sistema de distribución en baja tensión puede provocar incrementos de corriente y pérdidas por efecto Joule.

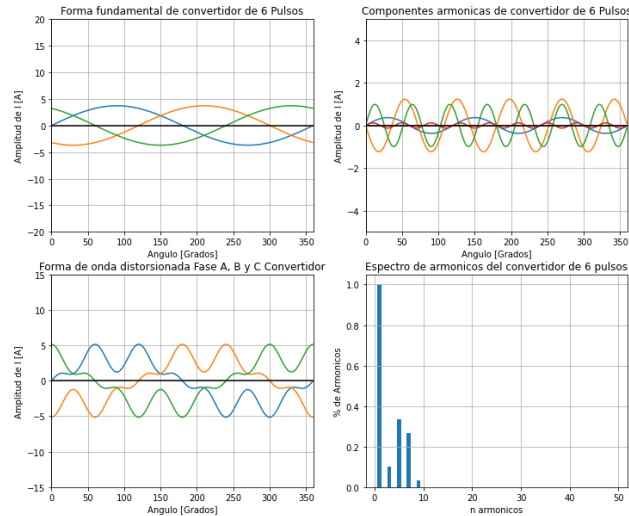


Figura 2.16: Señal de salida de corriente del convertidor de seis pulsos

En la figura 2.17 muestra la señal de salida de corriente para una carga monofásica conformada por una carga lineal y no lineal, este tipo de cargas son comunes en edificaciones de uso educativo, dichas cargas pueden ser TV, PC o luminarias LED.

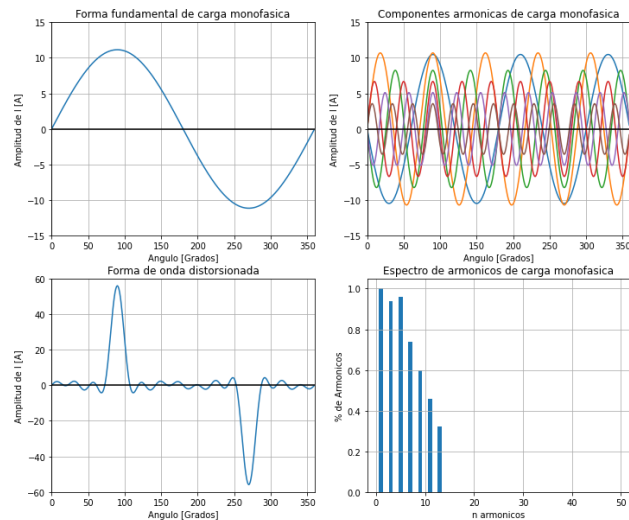


Figura 2.17: Señal de salida de corriente de la carga monofásica

2.14. Modelos de Markov

Un modelo de Markov, es un proceso estocástico para sistemas que cambian aleatoriamente donde se supone que los estados futuros no dependen de estados pasados. Estos modelos muestran todos los estados posibles, así como las transiciones, la tasa de transiciones y las probabilidades entre ellos. Los modelos de Markov se usan para modelar las probabilidades de diferentes estados y las tasas de transición entre ellos, así como para modelar sistemas, [19].

Los modelos de Markov también se pueden usar para reconocer patrones, hacer predicciones y aprender las estadísticas de datos secuenciales. Un proceso estocástico se llama cadena de Markov cuando para n veces y para todos los estados s_n se cumple, ecuación 2.30.

$$P \{X_{n+1} = S_{n+1} | X_1 = S_1, X_2 = S_2, \dots, X_n = S_n\} \quad (2.30)$$

donde:

X_1 : Corresponde al estado inicial

X_n : Corresponde al estado en el instante de tiempo n

Una cadena de markov tiene las siguientes características:

- Número finito de estados posibles k y si en cualquier instante de tiempo de la cadena se encuentra en uno de los estados.
- Si el estado actual X_n y los estados anteriores X_1, \dots, X_{n-1} son conocidos.
- No dependen de los estados anteriores.
- Únicamente depende del estado actual X_n
- Probabilidades de transición son estacionarias, lo que indica que no están en función de n , en resumen una constante.
- Las características de una cadena de Markov son la probabilidad de que ocurra un evento que depende únicamente del evento anterior.

En resumen, si tenemos una serie de datos X_1, X_2, \dots, X_n , esto se denomina proceso estocástico, ahora bien, si dichos datos no se pueden predecir con exactitud, lo que si podemos es obtener probabilidades para los distintos datos en cualquier instante de tiempo, entonces:

X_1 : define el estado inicial del proceso estocástico

X_n : define el estado del proceso en el instante de tiempo n

De lo anterior, se obtiene que para cada posible valor del estado inicial s_1 y para cada uno de los siguientes valores s_n de los estado X_n , siendo $n = 2, 3, \dots$, es posible expresarse en la ecuación 2.31.

$$P(X_{n+1} = s_{n+1} | X_1 = s_1, X_2 = s_2, \dots, X_n = s_n) \quad (2.31)$$

Una cadena de Markov tiene probabilidad de transición estacionaria si para cualquier estado s_i y s_j existe una probabilidad de transición p_{ij} .

Inicialmente se definen las variables aleatorias X_n para cada instante de tiempo, seguidamente establecemos los posibles estados, ecuación 2.32.

$$P \{X_{n+1} = s_j | X_n = s_i\} = P_{ij} \quad (2.32)$$

para $n=1, 2, \dots, n+1$

La matriz de transición es una matriz de dimensión cuadrada cuyos elementos no son negativos y que describe las transiciones de la cadena de markov, donde :

$$a_{ij} > 0 \quad (2.33)$$

$$\sum_j a_{ij} = 1 \quad (2.34)$$

Para cada posible valor del estado inicial y cada uno de los siguientes estados se describe según la ecuación 2.36 y se forma la matriz de transición P .

$$P \{X_{n+1} = S_{n+1} | X_n = S_n\} \quad (2.35)$$

$$P = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & \dots & P_{1k} \\ P_{21} & P_{22} & \dots & P_{2k} \\ P_{k1} & P_{k2} & \dots & P_{kk} \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

La matriz de transición en varios pasos se da cuando la cadena de Markov tiene k estados, Dada la matriz de transición con posibles estado s_1, s_2, \dots, s_k y matriz de transición P se denota en la ecuación 2.37.

$$p_{ij}^m = P \{X_{n+2} = s_j | X_n = s_i\} \quad (2.37)$$

donde m es la m -ésima potencia de P , con $m = 2, 3, \dots, n + 1$ del elemento fila i y de la columna j

Se verifica en cada iteración si los datos que conforman la matriz se estabilizan y se procede a realizar el producto de la matriz obtenida y el vector de probabilidad.

P^m es la matriz de transición de m pasos de la cadenas de markov

El vector de probabilidad inicia ecuación 2.38 y la matriz de transición ecuación 2.36 determina la probabilidad para el estado de la cadena de markov en el segundo instante de tiempo, dicha probabilidad P viene dada por el vector vP .

$$v = \{v_1, v_2, \dots, v_k\} \quad (2.38)$$

Ahora bien, si se desea conocer la probabilidad en un instante $n + 1$, este se denota por el vector wP ecuación 2.39.

$$w = vP = vP^2 = vPP = wP \quad (2.39)$$

2.15. Distribución de Mezclas Gaussianas

Los Modelos GMM es una una técnica de clasificación que, además de asignar etiquetas de pertenencia a una categoría también asigna probabilidades de pertenencia. Dado que la función de verosimilitud de un modelo GMM es complicada, este tipo de modelos se estiman mediante el Algoritmo de Esperanza - Maximización [29].

Este algoritmo consta de dos pasos llamados paso E y paso M. En el paso E, tomando como fijas las estimaciones de los parámetros, se calcula el valor esperado condicional de la función de verosimilitud respecto a la distribución de las variables latentes.

En el paso M, conocido el valor esperado de las variables latentes, se calculan los parámetros de interés. Además, dado que los GMM tienden a ser multimodales, es importante considerar la inicialización de los mismos, para no quedar atrapados en un máximo local, por ello introducimos la técnica criterio de información Bayesiana y Akaike para la inicialización, como complemento existen otras técnicas como criterio de clasificación de datos como lo son distancia Euclidiana, k - means y Aleatorio.

Las técnicas para crear clusters tienen como objetivo identificar grupos cuyos elementos tienen características en común dentro de los grupos y características distintas entre los grupos. En este trabajo se consideran dos criterios de información, el criterio Akaike y el Criterio Bayesiano, dadas por las siguientes expresiones 2.40 y la ecuación 2.41 respectivamente.

$$AIC = -2 \cdot \log L(\Psi) + 2 \cdot k \quad (2.40)$$

Donde:

$L(\Psi)$ = función de verosimilitud de modelo.

k = es el número de parámetros independientes de la mixtura según el numero de componentes propuesto.

Cuando se selecciona entre los diferentes modelos, cada uno definido por un número de componentes distintos, se selecciona aquel menor Akaike.

Otro criterio muy utilizado es el criterio de información bayesiano que se expresa en la ecuación 2.41, es semejante al criterio Akaike excepto por el termino de penalización, que incluye ahora el número de observaciones independientes de la muestra variante n [54].

$$BIC = -2 \cdot \log L(\Psi) + k \cdot \log(n) \quad (2.41)$$

Para n mayo o igual a ocho este término de penalización es mayor que el akaike por lo que el bayesiano es menos susceptible a sobre estimar el numero de componentes.

En la figura **2.18**, se presenta un ejemplo del tres componentes gaussianas, donde hay definidos tres clusters.

Mediante la clusterizacion de datos, el modelo de gaussianas mixtas consiste en obtener una función de probabilidad de cada segmentación y obtener la suma de varias gaussianas y aplicando el algoritmo EM, esto nos permite encontrar la máxima probabilidad estimada para los parámetros del modelo a través del método de optimización iterativo para la estimación de parámetros desconocidos en la función de máxima verosimilitud de una serie de datos observados.

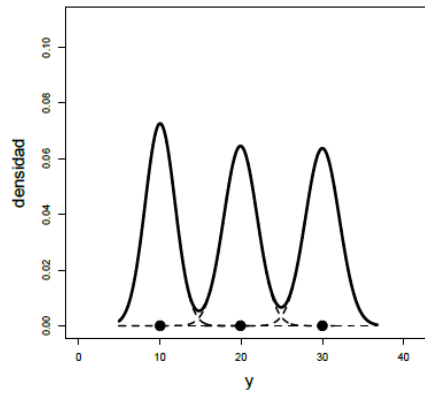


Figura 2.18: Gaussiana de tres componentes [54].

Se denomina distribución de mixtura finita de g componentes, con un vector de parámetros del modelo Ψ , ecuación 2.42.

$$\Psi = (\mu_1, \dots, \mu_g, \pi_1, \dots, g) \quad (2.42)$$

Donde:

$$0 \leq \pi_i \leq 1$$

$$i = 1, \dots, g$$

$$\sum_{i=1}^g \pi_i = 1$$

Una distribución con 3 componentes cuya función de densidad se puede expresar en la ecuación 2.43, Se dice que es una mixtura de tres componentes gaussianas.

$$g(y|\Psi) = \pi_1\phi(y|\mu_1, \sigma_1^2) + \pi_2\phi(y|\mu_2, \sigma_2^2) + \pi_3\phi(y|\mu_3, \sigma_3^2) \quad (2.43)$$

Donde:

y = muestra observada

σ^2 = varianza de la mixtura

μ = media de la mixtura

ϕ = función de densidad gaussiana

Para asegurar la identificabilidad de Ψ se asume que las medias de las tres componentes se encuentran en orden ascendente.

$$\mu_1 < \mu_2 < \mu_3$$

De lo anterior resulta la ecuación 2.44:

$$\Psi = (\pi_1, \pi_2, \pi_3, \mu_1, \mu_2, \mu_3, \sigma_1^2, \sigma_2^2, \sigma_3^2) \quad (2.44)$$

Si suponemos que Ψ es una variable aleatoria que sigue una distribución mixta de tres componentes gaussianas definida en la ecuación 2.42, entonces la media μ_m y varianza σ_m^2 de la mixtura serían:

$$\mu_m = \pi_1\mu_1 + \pi_2\mu_2 + \pi_3\mu_3$$

$$\sigma_m^2 = \pi_1(\sigma_1^2 + \mu_1^2) + \pi_2(\sigma_2^2 + \mu_2^2) + \pi_3(\sigma_3^2 + \mu_3^2) - \mu_m^2$$

$$\begin{aligned} \mu_m &= E[Y|\Psi] = \int_{-\infty}^{\infty} yg(y|\Psi)dy \\ \mu_m &= \int_{-\infty}^{\infty} y\pi_1f(y|\theta_1)dy + \int_{-\infty}^{\infty} y\pi_2f(y|\theta_2)dy + \int_{-\infty}^{\infty} y\pi_3f(y|\theta_3)dy \end{aligned}$$

$$\mu_m = \pi_1\mu_1 + \pi_2\mu_2 + \pi_3\mu_3$$

Se puede expresar μ_m matemáticamente de manera general en la ecuación 2.45:

$$\mu_m = \sum_{i=1}^g \pi_i\mu_i \quad (2.45)$$

$$\sigma_m^2 = E[Y^2|\Psi] - E[Y|\Psi]^2$$

$$\sigma_m^2 = \int_{-\infty}^{\infty} y^2g(y|\Psi)dy - \mu_m^2$$

$$\sigma_m^2 = \pi_1 \int_{-\infty}^{\infty} y^2 f(y|\theta_1)dy + \pi_2 \int_{-\infty}^{\infty} y^2 f(y|\theta_2)dy + \pi_3 \int_{-\infty}^{\infty} y^2 f(y|\theta_3)dy - \mu_m^2$$

$$\sigma_m^2 = \pi_1(\sigma_1^2 + \mu_1^2) + \pi_2(\sigma_2^2 + \mu_2^2) + \pi_3(\sigma_3^2 + \mu_3^2)$$

Se puede expresar σ_m^2 matemáticamente de manera general según la ecuación 2.46:

$$\sigma_m^2 = \sum_{i=1}^g \pi_i (\mu_i^2 + \sigma_m^2) - \mu_2^2 \quad (2.46)$$

Los parámetros encontrados en el paso de maximización se toman como valores iniciales en el paso de expectativa, repitiéndose alternadamente estos dos pasos hasta que los valores de los parámetros no cambien.

Tomando una serie de dato de tamaño n $y = (y_1, y_2, y_3, \dots, y_n)$, a la que llamamos vector de datos incompletos correspondiente a un grupo Y , con función de densidad $E[y|\Psi]$, donde Ψ es el vector de parámetros que deseamos estimar.

Igualmente una variable $Z = (Z_1, Z_2, Z_3, \dots, Z_n)$ la cual representa los datos no observados lo denominamos latente, su realización es $z = (z_1, z_2, z_3, \dots, z_n)$.

Ahora bien, tomando lo anterior podemos obtener el vector de datos completos:

$$X = (Y, Z)$$

Donde su realización sera:

$$x_1 = (y_1, z_1), x_2 = (y_2, z_2), x_2 = (y_2, z_2)$$

De esta forma que una realización y_j depende una realización de z_j

En conclusión, la variable Z_j representa una variable indicadora binaria g -dimensional cuyo elemento i -ésimo, z_{ij} , indica la pertenencia de la observación y_j a la componente de la mixtura i -ésima de la mixtura ($i = 1, 2, 3, \dots, g; j = 1, 2, 3, \dots, n$).

Es decir, $Z_{ij} \in \{0, 1\}$ y

La representación matricial del vector de datos incompletos (y) y completos (x), ecuación 2.48:

$$y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} \quad (2.47)$$

$$x' = (y'z') = \begin{bmatrix} y_1 & z_1 \\ y_2 & z_2 \\ \vdots & \vdots \\ y_n & z_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_1 & z_{11} & \cdots & z_{1g} \\ y_2 & z_{21} & \cdots & z_{2g} \\ y_1 & z_{31} & \cdots & z_{3g} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ y_n & z_{n1} & \cdots & z_{ng} \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

Cada variable Z_j toma (g-1) valores 0 y 1.

Una vez definidas las variables Z_{ij} es posible agrupar los datos observados, básicamente con esto podemos realizar una segmentación de datos en g grupos, siendo g un numero de datos previamente importados, La iésima proporción de la mixtura ($\pi_i, i = 1, 2, 3, \dots, g$), puede expresarse de que una muestra observada pertenezca al grupo g de datos.

$$P(Z_{ij} = 1) = \pi_i, i = 1, 2, 3, \dots, g$$

El procedimiento de agrupamiento de datos tiene como objetivo asociar cada una de las variables $z_1, z_2, z_3, \dots, z_n$ con los datos observados $y_1, y_2, y_3, \dots, y_n$ y una vez que el modelo de mixtas gaussianas ha sido ajustado y su parámetro Ψ estimado, se proporciona un agrupamiento probabilístico de las observaciones en términos de las probabilidades posteriores de pertenencia de uno a otro cluster.

Para el cálculo de la esperanza se utilizan los datos disponibles que están siendo observados y estiman datos faltantes. Entonces, en la primera iteración, Este paso requiere el calculo de la esperanza condicional de la función de log-verosimilitud de los datos completos, teniendo los datos observados y , y empleando el valor inicial $\Psi^{(0)}$, se expresa matemáticamente en la ecuación 2.49.

$$E[l(\Psi|y, Z)|Y = y, \Psi^{(0)}] := Q(\Psi|\Psi^{(0)}) \quad (2.49)$$

Ahora bien, considerando la linealidad de E sobre los datos observados Z_{ij} :

$$Q(\Psi|\Psi^{(0)}) = E[l(\Psi|y, Z)|Y = y, \Psi^{(0)}] \quad (2.50)$$

$$= E \left[\sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^g z_{ij} \log[\pi_i f_i(y_j|\theta_i)|Y = y, \Psi^{(0)}] \right]$$

$$= \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^g E [z_{ij} | Y = y_j, \Psi^{(0)}] [\log \pi_j + \log f_i(y_j | \theta_i)]$$

Por lo tanto, el paso E solo requiere el calculo del primer factor, ecuación 2.51.

$$E [(Z_{ij} | Y_j = y_j, \Psi^{(0)})] = P(Z_{ij} = 1 | Y_j = y_j, \Psi^{(0)})$$

$$\begin{aligned} Q(\Psi | \Psi^{(0)}) &= \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^g \hat{\tau}_{ij}^{(0)} \log \pi_i + \log f_i(y_j | \theta_i) \\ &= \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^g \hat{\tau}_{ij}^{(0)} \log \pi_i + \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^g \log f_i(y_j | \theta_i) \end{aligned} \quad (2.51)$$

Con los datos generados en el paso anterior se utilizan para actualizar los parámetros iniciales. El paso de M requiere posteriormente la maximización de la función Q con respecto a Ψ dado que π_i aparece en el primer termino y θ_i en el segundo termino, ecuación 2.52.

$$\frac{\partial}{\partial \pi_i} \left(\sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^g \hat{\tau}_{ij}^{(0)} \log \pi_i + \lambda \left[\sum_{i=1}^g \pi_i - 1 \right] \right) = 0 \quad (2.52)$$

Se incluye el factor multiplicador de Lagrange λ .

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)} \frac{1}{\pi_i} + \lambda &= 0 \\ \sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)} &= -\lambda \pi_i \end{aligned}$$

Sumando sobre g en ambos términos de la ecuación 2.53 se obtiene:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^g \hat{\tau}_{ij}^{(0)} &= n \\ \sum_{i=1}^g -\lambda \pi_i &= -\lambda \sum_{i=1}^g \pi_i = -\lambda \end{aligned} \quad (2.53)$$

Por lo que:

$$-\lambda = n$$

Si sustituimos en la ecuación 2.53 se obtiene un estimador iterativo para π_i , ecuación 2.54.

$$\hat{\pi}_{ij}^{(1)} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)} \quad (2.54)$$

La maximización de la ecuación 2.51 respecto a θ_i depende de la función de densidad $f_i(y_j|\theta_i)$, a continuación se desarrolla las distribuciones gaussianas.

$$\begin{aligned} \log f_i(y_j|\theta_i) &= \log \phi(y_j|\mu_i, \sigma_i^2) \\ &= -\frac{1}{2} \log(2\pi\sigma_i^2) - \frac{\frac{1}{2}(y_j - \mu_i)^2}{\sigma_i^2} = -\frac{1}{2} \log(2\pi) - \log \sigma_i - \frac{(y_j - \mu_i)^2}{2\sigma_i^2} \end{aligned}$$

Ahora, tomando un μ_i

$$\frac{\partial}{\partial \mu_i} \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^g \hat{\tau}_{ij}^{(0)} \left(-\frac{1}{2} \log(2\pi) - \log \sigma_i - \frac{(y_j - \mu_i)^2}{2\sigma_i^2} \right) = 0 \quad (2.55)$$

Obteniendo

$$2 \sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)} \frac{(y_j - \mu_i)}{2\sigma_i^2} = 0 \Rightarrow \sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)} y_j \Rightarrow \sum_{j=1}^n \hat{\mu}_{ij}^{(0)} y_j \quad (2.56)$$

Resulta un estimador iterativo para μ_i

$$\hat{\mu}_i^{(1)} = \frac{\sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)} y_j}{\sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)}} \quad (2.57)$$

Para obtener el estimador de σ_i^2 procedemos como con μ_i derivando con respecto a σ_i^2 , en lugar de μ_i .

$$-\sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)} \frac{(1)}{\sigma_i} + \sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)} (y_j - \mu_i)^2 \frac{(1)}{\sigma_i^3} = 0 \quad (2.58)$$

Obteniendo:

$$\hat{\sigma}_i^{2(1)} = \frac{\sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)} (y_j - \hat{\mu}_i^{(1)})^2}{\sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)}} \quad (2.59)$$

Teniendo en cuenta que los pasos E y M son iterativos, se debe indicar un criterio de parada adecuado. Cada vez que se realiza una iteración se generan valores para la función de verosimilitud, para esto se hace necesario realizar la diferencia absoluta ecuación 2.60 y relativa ecuación 2.61.

$$|l(\Psi^{(t+1)})|y - l(\Psi^{(t)})|y| \quad (2.60)$$

$$\frac{|l(\Psi^{(t+1)})|y - l(\Psi^{(t)})|y|}{l(|\Psi^{(t)})|y|} \quad (2.61)$$

Si la diferencia es menor que un valor épsilon tomado inicialmente, el algoritmo finaliza, En caso de suceder en la iteración $(t + 1)$, la estimación Ψ es $\hat{\Psi} = \Psi^{(t+1)}$.

Una vez elegido el criterio de parada, la convergencia del algoritmo se da con la secuencia de valores de log-verosimilitud, ecuación 2.62.

$$l(\Psi^{(t+1)}) \geq l(\Psi^{(t)}) \forall t \quad (2.62)$$

La convergencia depende de los valores iniciales, lo que indica que no siempre se obtiene convergencia, el algoritmo EM converge a un único estimador de máxima verosimilitud independiente del valor inicial.

Obteniendo

$$2 \sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)} \frac{(y_j - \mu_i)}{2\sigma_i^2} = 0 \Rightarrow \sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)} y_j \Rightarrow \sum_{j=1}^n \hat{\mu}_{ij}^{(0)} y_j \quad (2.63)$$

Resulta un estimador iterativo para μ_i

$$\hat{\mu}_i^{(1)} = \frac{\sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)} y_j}{\sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)}} \quad (2.64)$$

Para obtener el estimador de σ_i^2 procedemos como con μ_i derivando con respecto a σ_i^2 , en lugar de μ_i .

$$-\sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)} \frac{(1)}{\sigma_i} + \sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)} (y_j - \mu_i)^2 \frac{(1)}{\sigma_i^3} = 0 \quad (2.65)$$

Obteniendo:

$$\hat{\sigma}_i^{2(1)} = \frac{\sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)} (y_j - \hat{\mu}_i^{(1)})^2}{\sum_{j=1}^n \hat{\tau}_{ij}^{(0)}} \quad (2.66)$$

2.16. Medidas de mitigación de armónicos

Para calcular la reactancia del filtro se tiene la ecuación 2.67.

$$X_{filtro} = \frac{(Vnom)^2}{V_{ar}} \quad (2.67)$$

Para evitar resonancia por impedancias propias de la red o de la carga utilizamos un factor de sintonía del 95 % y utilizando la ecuación 2.68.

$$X_{cap} = \frac{h^2}{h^2 - 1} \cdot X_{filtro} \quad (2.68)$$

Con el valor de la reactancia capacitiva y aplicando la ecuación 2.69, se obtiene el valor del capacitor en faradios.

$$C_{Faradios} = \frac{1}{w \cdot X_{cap}} \quad (2.69)$$

Para calcular la bonina se debe tener en cuenta las siguientes características: conexión trifásica, tensión nominal de 220v y espiras para una capacidad de: $\frac{2kVA}{220v \cdot \sqrt{3}} \cdot 30\%$.

Para el calculo la reactancia inductiva se tiene la ecuación 2.70.

$$X_L = \frac{X_{cap}}{h^2} \quad (2.70)$$

Con el anterior valor se puede dimensionar el inductor en henrios usando la ecuación 2.71.

$$L_{henrios} = \frac{X_L}{W} \quad (2.71)$$

Capítulo 3

Metodología

El presente capítulo expone la metodología desarrollada en la investigación, esta se conforma de 6 fases, la fase uno comprende la adquisición y clasificación de datos obtenidos mediante el analizador de red, la fase 2 describe la modelación matemática y flujo de cargas armónicas mediante escenarios temporales de estudio, la fase tres establece las ventanas de medición y los umbrales permitidos por la IEEE 519 de 2014, la fase cuatro implementa modelos probabilísticos que permiten predecir mediante escenarios aparición de armónicos en un flujo de cargas armónicas, la fase 5 de manera general establece una posible forma de mitigar el fenómeno de armónicos en un sistema eléctrico.

Es de resaltar, que los escenarios considerados en el desarrollo de esta investigación, son netamente supuestos con base a datos obtenidos de un sistema de generación solar fotovoltaica conectado en una edificación de uso educativos, lo anterior permitió desarrollar de manera didáctica los cálculos y conclusiones consignadas en el presente documento.

El fenómeno de armónicos en una red de distribución en baja tensión puede presentarse fundamentalmente en sistema eléctricos que involucran gran parte de cargas con electrónica de potencia, carga no lineales, cargas inductivas, entre otras. Es por ello que la IEEE 519 de 2014, establece formas de medición y umbrales con el fin de mitigarlos [12].

La figura **3.1** muestra la metodología para el desarrollo de este trabajo, lo cual permite calcular la probabilidad cuando el sistema eléctrico mantiene o supera los umbrales de TDD_i como se mencionó en el capítulo 2.

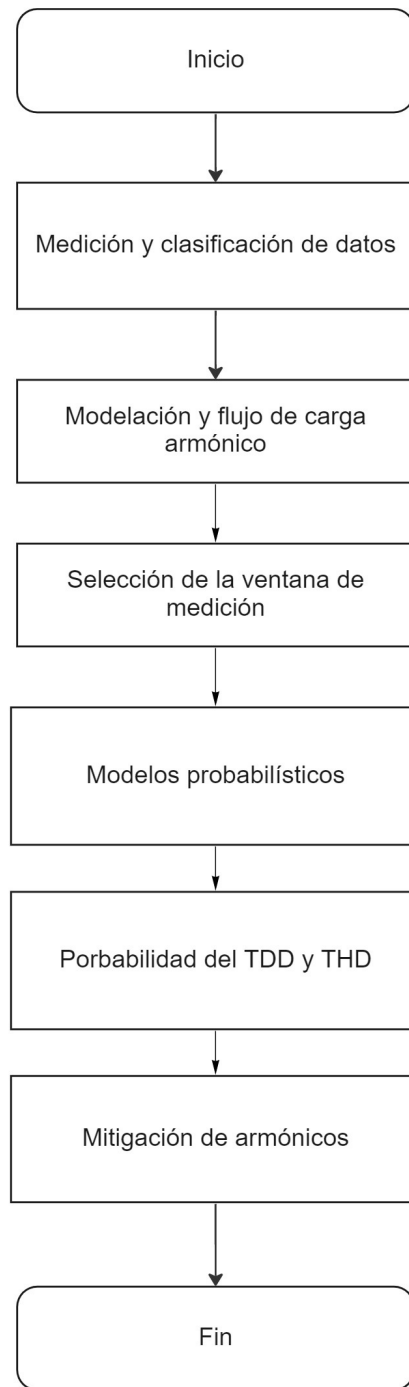


Figura 3.1: Metodología de desarrollo de la investigación

3.1. Medición y clasificación de datos

La información necesaria para implementar la metodología adaptativa para la caracterización del inversor y mitigación de armónicos, fueron adquiridos mediante el analizador de red FLUKE 435, instalado entre los días 12 al 19 de octubre de 2021 en el primario del transformador como punto físico de conexión del sistema de generación solar fotovoltaica de 101.76 kWp del edificio Bloque I de la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

Los datos fueron registrados con frecuencia de cada 10 minutos durante siete días equivalente a 993 datos, sin embargo, únicamente se consideran en el desarrollo de esta investigación los valores donde se registra producción de energía en el intervalo horario de 6:00 a 18:00 horas [12].

La figura 3.2a muestra la conexión del analizador de red en el punto físico de medición desde el primario del transformador de 125 kVA, La figura 3.2b representa la parametrización del analizador de red que permite registrar valores reales de tensión, corriente, armónicos, THD_i y demás señales de parámetros eléctricos en periodos de tiempo cada 10 minutos, durante 7 días y una ventana de medición de 200 ciclos y hasta el armónico 50 y por último la figura 3.2c muestra la descarga de datos directamente desde el analizador de red [12].

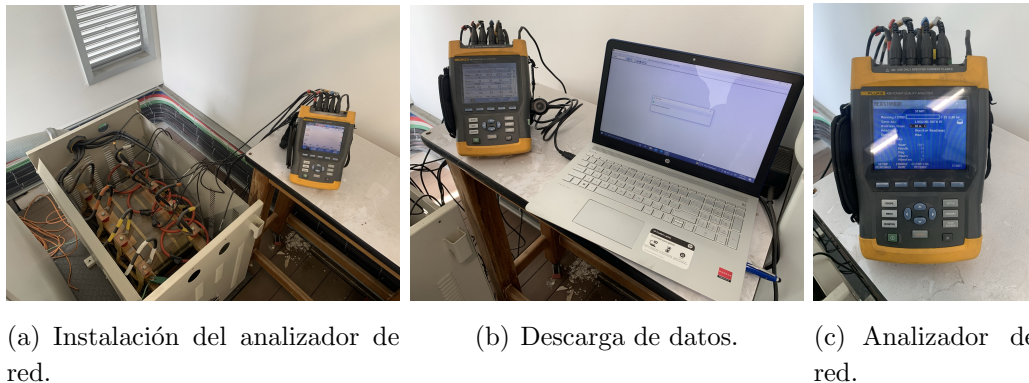


Figura 3.2: Adquisición de muestra de datos.

3.2. Modulación y flujo de cargas armónicas

Antes de dar inicio a los modelos probabilísticos y tomando como referencia los datos adquiridos con el analizador de red, se plantean escenarios de producción horaria, asumiendo como condición la corriente registrada con sus respectivos ángulos, $THDi$ y el porcentaje de aporte armónicos del inversor en su proceso de generación de energía, posteriormente realizamos una conexión de un convertidor de 6 pulsos y una carga monofásica integrada por una carga lineal y no lineal con alto contenido de armónico, simulando dichas cargas conectadas al sistema de baja tensión en el secundario del transformador y variando en el tiempo las cargas mediante una variable aleatoria codificada con el lenguaje de programación de código abierto Python, que simula la conexión y desconexión de cargas para cada registro de dato en periodos de 10 minutos, por ultimo se descomponen sus fundamentales en la corrientes individuales armónicas aplicado serie de fourier y de esta forma obtener la sumas fasoriales de corrientes en cada múltiplo impar en consideración a los ángulos de corriente en desfase del inversor, convertidor de 6 pulsos y cargas monofásicas.

Cuando se conectan a una misma barra un grupo de cargas de naturaleza no lineal, es posible obtener una resultante formada por dicho grupo de cargas con un $THDi$ menor al de las corrientes consumidas individualmente, la corriente consumida puede calcularse con la ecuación 3.1.

$$I_k = n \cdot I_{k,carga1} + n \cdot I_{k,carga2} + I_{k,inv} \quad (3.1)$$

Donde:

n = número de cargas.

I_k = Corriente resultante de la suma de cargas e inversor conectadas a una misma barra.

$I_{k,carga1}$ = Corriente resultante de la carga 1.

$I_{k,carga2}$ = Corriente resultante de la carga 2.

$I_{k,inv}$ = Corriente del inyectada por el inversor del sistema fotovoltaico.

De la ecuación 3.1 se descompone vectorialmente las corrientes de cada una de las cargas e inversor :

$$I_{k,carga1} = A_{k,c1} \cdot (\cos(\theta_{k,c1}) + j \cdot \text{seno}(\theta_{k,c1})) \quad (3.2)$$

$$I_{k,carga2} = A_{k,c2} \cdot (\cos(\theta_{k,c2}) + j \cdot \text{seno}(\theta_{k,c2})) \quad (3.3)$$

$$I_{k,inv} = A_{k,inv} \cdot (\cos(\theta_{k,inv}) + j \cdot \text{seno}(\theta_{k,inv})) \quad (3.4)$$

Las anteriores expresiones matemáticas indican que para grupo de cargas no lineales conectadas en una misma barra es posible obtener la resultante de THDi mediante la suma fasorial de sus componentes armónicas teniendo en cuenta sus secuencias de fase y sus secuencias armónicas.

3.3. Selección de la ventana de medición

Tomando como referencia lo citado en el capítulo 2.12.1, el ancho de ventana de medición es de 12 ciclos (aproximadamente 200 ms) para sistemas de energía de 60 Hz. Con este ancho de ventana, los componentes espectrales estarán disponibles cada 5 Hz (por ejemplo, 0, 5, 10, . . . 50, 55, 60, 65, 70, . . . Hz) y los límites de armónicos de corriente son registrados diariamente en el percentil 99^a de muy corta duración, las corrientes armónicas deben ser menos de 2,0 veces la valores dados en la tabla **2.2** [12].

Adicionalmente, se realiza un clasificación horaria según la producción de energía del sistema fotovoltaico, con el fin de caracterizar el aporte de armónicos del inversor recreando escenarios según el comportamiento de generación de energía hora a hora.

3.4. Modelos probabilísticos

Una vez registrados los valores según el tipo de medición, es importante aplicar modelos probabilísticos que nos permitan analizar información y representarla de una mejor forma, ya sea a través de diagramas de dispersión aplicando estadística descriptiva que nos representa gráficamente los valores observados.

Existen diferentes condiciones y factores de incertidumbre que se pueden presentar en un sistema de generación solar fotovoltaica, es por ello que se hace necesario aplicar métodos de inferencia estadística que nos permitan realizar predicciones aplicadas a probabilidad, se puede encontrar una función de densidad de probabilidad que muestra de manera gráfica el comportamiento de los datos, sin embargo cuando dicha distribución no es normal se deben evaluar y aplicar un método y de esta forma encontrar el que mejor se ajuste, por ejemplo el modelo estocástico de markov y distribución de mezclas gaussianas.

En la actualidad existen diversidad de procesos estocásticos que nos permiten calcular probabilidades a partir de una serie de datos o de muestras registradas en el tiempo, en este trabajo se toman en consideración las distribuciones gaussianas mixtas aplicando el algoritmo

de esperanza y maximización y las cadenas de markov, a continuación se describen cada una de los pasos a seguir aplicando distribuciones gaussianas mixtas y cadenas de markov mediante el lenguaje de programación Python [21, 28].

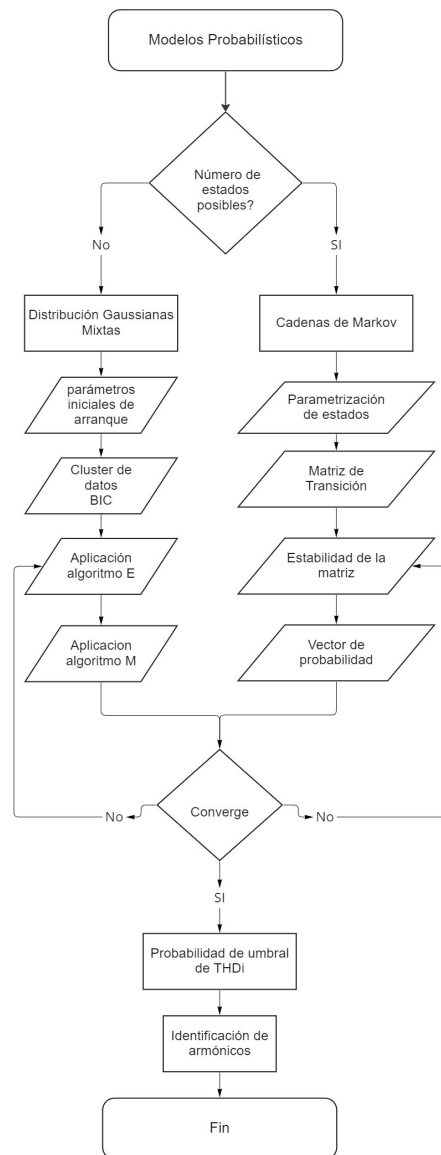


Figura 3.3: Modelos probabilísticos

3.4.1. Cadenas de Markov

La figura 3.4 representa una cadena de Markov como proceso estocástico que consiste de un número finito de estados en cual la probabilidad de que ocurra un evento depende solamente del evento inmediatamente anterior con unas probabilidades que están estacionarias.

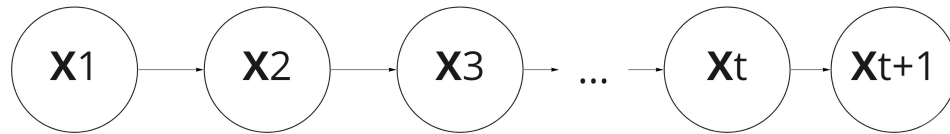


Figura 3.4: Grafo de una Cadena de Markov

En una cadena de Markov las probabilidades condicionales, se conocen como probabilidad de transición en un paso del estado i al estado j en el instante $t + 1$.

Parametrización de estados : Para implementar el proceso estocástico de cadenas de markov, inicialmente se establecen estados, consiste en tomar los umbrales que apliquen y que según establece la IEEE 519 de 2014 y dividirlos en posibles valores que puedan llegar a tomarse como cambios de estado, [12].

Matriz de transición: Una vez se recorra todos los datos de la serie, iniciando en 1 se aumentara en 1 cada vez que el dato siguiente se compare con el anterior y se determine su cambio de estado inicial, posterior a esto la sumatoria de cada uno de los datos que cambiaron de estado se dividen en su total de datos con el fin de obtener la proporción, tal como se describe en la ecuación 2.36, se obtiene la matriz $n \times n$ cuyos elementos no son negativos y la suma de cada fila es iguala a 1.

Estabilidad de la matriz: Tomando la matriz P $n \times n$, es posible determinar la probabilidad de que la cadena pase del estado S_i al estado S_j en m pasos, de lo anterior elevamos a la potencia m veces dicha matriz con el fin de obtener una estabilidad, esto se logra con un proceso de iteración y asignando un criterio de parada calculando el error de la matriz calculada respecto a la matriz anterior y un épsilon de 0,0001.

Vector de Probabilidad: Finalmente una vez se obtiene la matriz P estabilizada en n iteraciones, se establece un vector de probabilidad, la ecuación 2.38 permite calcular la probabilidad para el estado de la cadena de markov deseado, algunas de las características que se resaltan de la cadenas de markov son:

- Se limita al numero de estados posibles.

- Se supone que los datos están correlacionados.
- la exigencia computacional es muy grande para la aplicación del proceso.

3.4.2. Modelo de Gaussianas Mixtas

Las distribuciones gaussianas mixtas son utilizadas para modelar una serie de datos como muestra, en donde es posible agruparse en dos o mas submuestras, para esta trabajo consiste en determinar la suma ponderada de M distribuciones gaussianas de la función de densidad de probabilidad f_y tal como se describe en el capítulo 2.15, estos ajustes son realizados a partir del periodo de tiempo donde el sistema de generación fotovoltaica produce energía.

La dificultad de implementar el modelo de gaussianas mixtas es determinar el número M de componentes como parámetro de arranque, es decir, si dicho número es muy alto es posible provocar la no convergencia del modelo. Es por ello, que con el fin de obtener un número M de componentes es posible aplicar el método de estimación el criterio de información bayesiana (BIC), la ecuación 2.41 [36].

En el proceso de aplicación de distribuciones gaussianas mixtas, se ajustaron a 3 componentes gaussianas usando la ecuación 2.43, posteriormente se aplica el algoritmo de esperanza y maximización (EM), con el fin de obtener estimaciones de máxima verosimilitud [28].

Posteriormente se establecen los parámetros iniciales de arranque del algoritmo EM σ^2 , μ y ϕ y se aplica las ecuaciones 2.45 y 2.46, por lo que E calcula el primer factor de la ecuación 2.51.

Con los datos generados en el paso anterior, se utilizan para actualizar los parámetros iniciales, para esto el paso M realiza la maximización de la función Q con respecto a Ψ dado que π_i aparece en el primer termino y θ_i en el segundo termino, ecuación 2.52, de esta forma realizamos el proceso iterativo para σ^2 , μ y ϕ .

La maximización de la ecuación 2.51 respecto a θ_i depende de la función de densidad $f_i(y_j|\theta_i)$, a continuación se desarrolla las distribuciones gaussianas usando las ecuaciones 2.55 y 2.56.

Una vez se realiza todo el proceso iterativo en busca de los parámetros σ^2 , μ y ϕ se calcula el criterio de parada usando las ecuaciones 2.60 y 2.61.

Algunas de las características que se resaltan del algoritmo EM son: La probabilidad aumenta con cada iteración, la implementación de E y M es menos compleja, tiene convergencia lenta y determinar la cantidad de componentes gaussianas. El algoritmo EM posee ciertas ventajas comparado con otros algoritmos iterativos. Por ejemplo, menor de almacenamien-

to, la facilidad de implementación y la estabilidad numérica. Más aún, en la mayoría de situaciones prácticas, el algoritmo EM converge en condiciones de regularidad a un máximo local.

3.5. Mitigación de armónicos

Una de las maneras generales de mitigar el fenómeno de armónicos es el uso de filtros pasivos o activos, en esta fase una vez obtenido el comportamiento de los armónicos resultantes del sistema de generación fotovoltaica recreando escenarios de conexión y desconexión de cargas en un sistema eléctrico desbalanceado, se estima de manera general el filtro que ayudará a mitigar dicho fenómeno según los resultados obtenidos.

Capítulo 4

Casos de estudio

En el desarrollo de este documento de investigación, los sistemas eléctricos de potencia cada vez es más frecuente y mayor la presencia de cargas no lineales: cargas que, excitadas con tensión sinusoidal, consumen corriente no sinusoidal periódica con contenido armónico. En una edificación educativa moderna con sistema de generación solar fotovoltaica y conformada por equipos de laboratorio de última tecnología, es importante conocer cual es el aporte de armónicos que se penetran al sistema de distribución en baja tensión y controlar los umbrales establecidos por la IEEE 519 de 2014 [12].

Algunas cargas que por su componentes de fabricación aportan en un sistema eléctrico de potencia contenido armónico, tales como: lámparas (Fluorescentes, ahorradores de energía, sodio y mercurio), soldador de arco, hornos de arco, transformadores, motores, reactancias, rectificadores, fuentes de alimentación (Computadores, variadores de frecuencia, UPS, lámparas electrónicas), variadores de velocidad, cargadores de baterías, convertidores de CC-AC, de lo anterior se hace necesario implementar una metodología que permita caracterizar, identificar y de manera general buscar soluciones que mitiguen el fenómeno de armónicos.

Como caso de estudio se toma el edificio bloque I de la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, se procede a realizar un registro de datos con el instrumento de medición FLUKE 435 conectado en el primario del transformador o en la salida del punto común de conexión del sistema de generación solar fotovoltaica.

Para el desarrollo de esta investigación se considera fundamentalmente el aporte de armónicos en el periodo de tiempo de 6:00 a 18:00 horas, la cual presenta captación de radiación solar y en donde el sistema fotovoltaico representa mayor producción de energía.

La figura 4.1 muestra la localización del edificio bloque I de la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito ubicada en la ciudad de Bogotá D.C en las coordenadas 4.78179242294709, -74.04490839946251.



(a) Localización.

(b) Sistema fotovoltaico.

Figura 4.1: Edificio de laboratorios Bloque I Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

Actualmente se conforma por un total de 318 paneles solares con una capacidad instalada de 101,76 kilovatios pico en un área aproximada de 640 metros cuadrados, la figura 4.2 representa el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico.

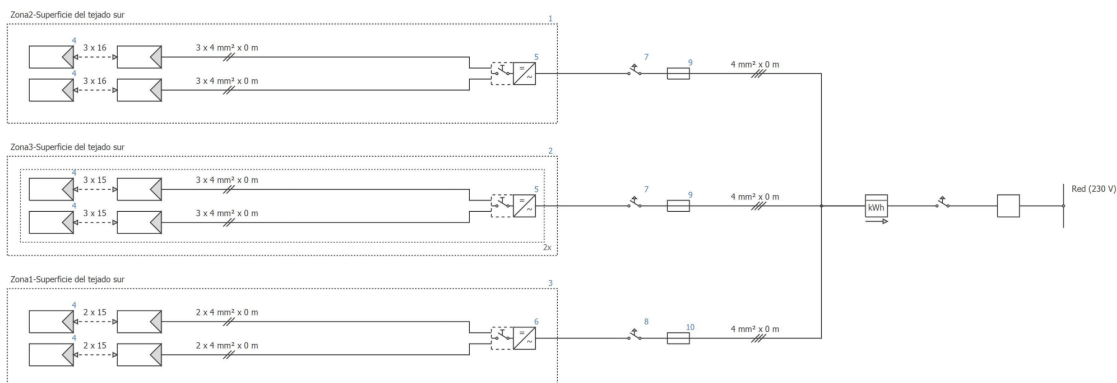


Figura 4.2: Diagrama unifilar sistema fotovoltaico

En la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, el sistema de generación fotovoltaica instalado en el bloque I, se conforma de 4 inversores marca ABB de referencia TRIO las cuales se dividen en 3 inversores TRIO-27.3 Y TRIO-20.2, figura 4.3 [15].



Figura 4.3: Cuarto técnico baja tensión

La tabla 4.1 muestra los parámetros del transformador que conforma el sistema de generación fotovoltaica, en dicha tabla podemos conocer su potencia, sus niveles de tensión en el primario y secundario, frecuencia de operación, impedancia de corto y demás especificaciones dadas por el fabricante.

Tabla 4.1: Datos de Placa del transformador

Descripción	Parámetros del Transformador
Potencia [kVA]	125
Número de Fases	3
V_{nom} Primario [V]	380
V_{nom} Secundario [V]	440
Frecuencia [Hz]	60
Grupo de conexión	DY_5
Z Corto Circuito [%]	4
Tipo de Refrigeración	AN
Número de TAPS	5
Pasos en [V]	1,027
IP	20
Clase de Transformador	H

La figura 4.4 muestra el esquema de medición considerado en el desarrollo de esta investigación.

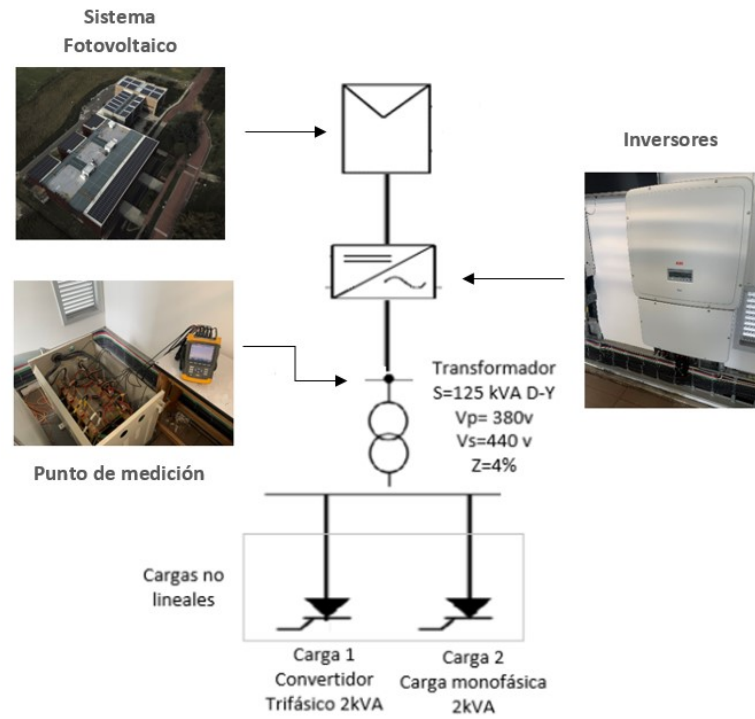


Figura 4.4: Esquema de medición

Capítulo 5

Análisis de resultados

El presente capítulo consigna los resultados obtenidos en el caso de estudio, los parámetros considerados como análisis de la investigación incluyen armónicos de corriente, podemos resaltar que mediante las simulaciones se puede evidenciar el comportamiento de la señal de salida de la onda distorsionada por parte del inversor y que penetra en el sistema de distribución de baja tensión.

De lo anterior, se plantean procesos estocásticos como lo son Cadenas de Markov y Mezclas Gaussianas Mixtas que nos permiten recrear escenarios para el calculo de probabilidad, el proceso de iteración en el flujo de cargas armónicas para un sistema de generación fotovoltaica requiere una exigencia computacional iterativa la cual es posible reducir usando el lenguaje de programación Python.

Adicionalmente, se analizaron el comportamiento de la señal de salida de la corriente del neutro considerando la conexión de un transformador delta-estrella y un transformado estrella estrella. Por otro lado se caracteriza el inversor estudiando la señal de salida de corriente por parte del inversor según su producción horaria de energía.

5.1. Medición y clasificación de datos

La figura 5.1, representa el comportamiento de las potencia en kVA según la generación fotovoltaica registrada con el instrumento FLUKE 435 en el horario de 06:00 a 18:00 horas durante 7 días en intervalos de registro de datos con 200ms y cada 10 minutos [12].

Como se puede observar en los horas de 17:00 a 18:00 horas se presenta la menor producción de energía con un valor del 1.2 kVA y en el intervalo de 11:00 a 12:00 se presenta la mayor producción 89,1 kVA .

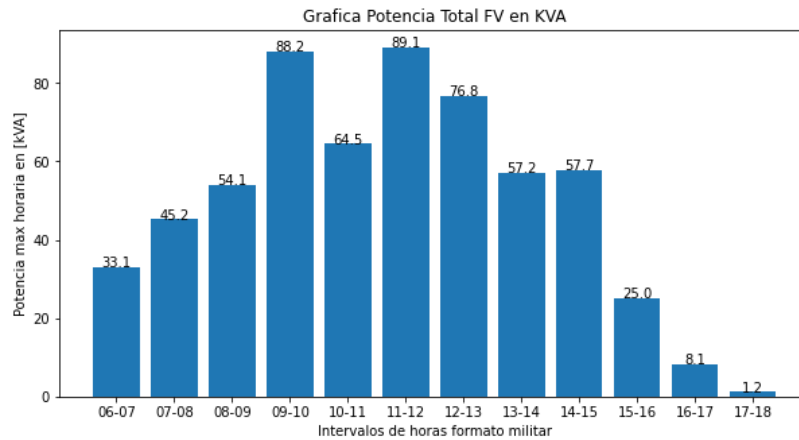


Figura 5.1: Potencia total de generación fotovoltaica en kVA

Es de resaltar que al momento de registrar los datos uno de los inversores se encontraba fuera de operación, de lo anterior se toma como referencia una potencia total máxima de 89,1 kVA.

La figura 5.2 se puede observar el comportamiento que la señal de tensión de línea presenta una caída en el registro número 450, significa que partir de las 17:00 horas la penetración de irradiación solar es insuficiente para la generación de energía.

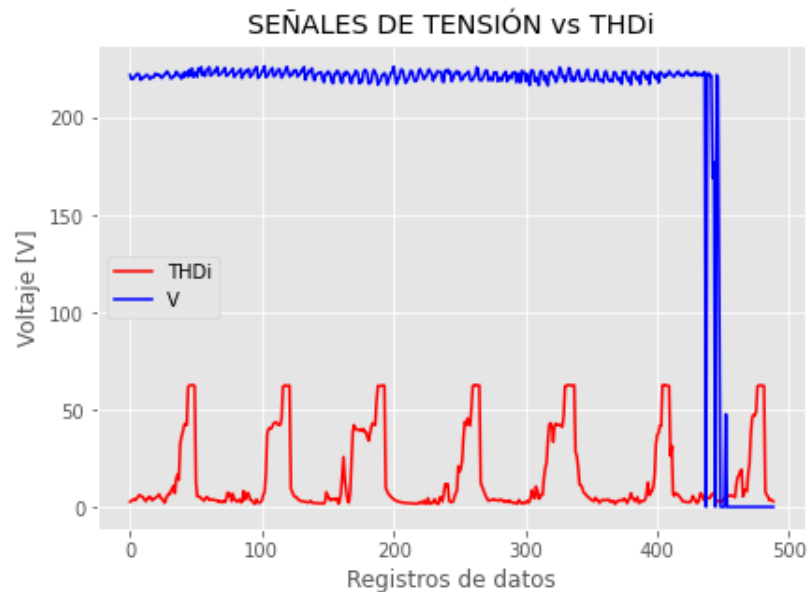


Figura 5.2: Tensión vs $THDi$

En la figura 5.3 se puede observar el comportamiento del $THDi$ para cada una de las fases A, B y C, según los datos obtenidos con el analizador de red estas señales nos muestran que se presenta una distorsión total armónica de corriente a partir del intervalo de registro de datos de 300 al 500, lo anterior significa que dichos valores altos de $THDi$ son los registrados en las horas de menor producción de energía fotovoltaica.

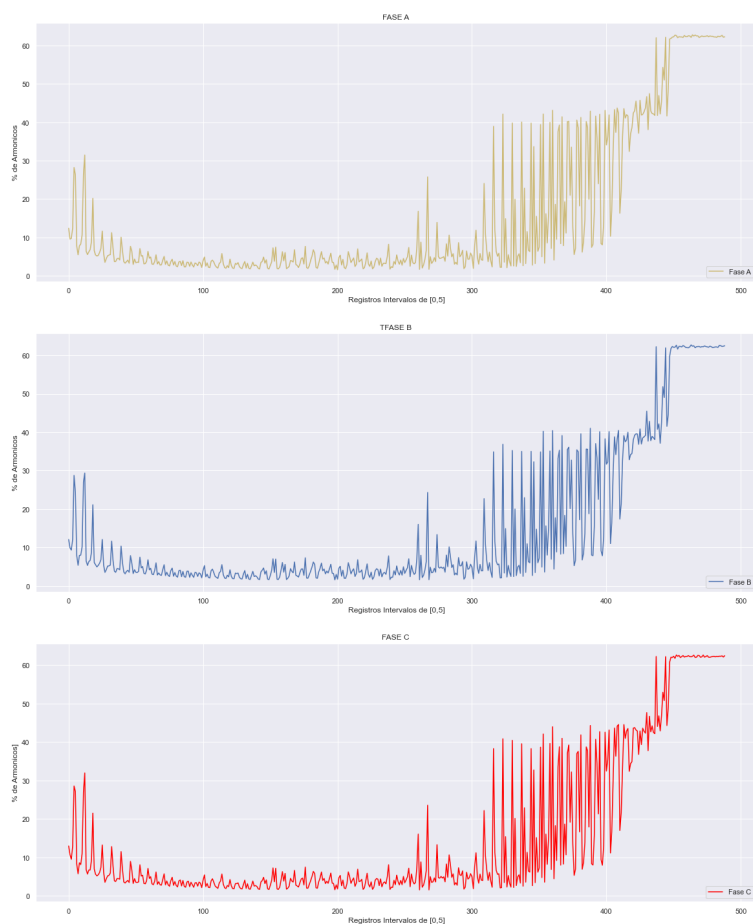


Figura 5.3: Gráfica de $THDi$ por fase realizadas en Python

5.2. Modelación y flujo de cargas armónico

Para efectos académicos se consideran dos cargas no lineales como lo son la carga número 1, un convertidor de seis pulsos trifásico a 440V de potencia 2 kVA y la carga número 2 corresponde a una carga monofásica a 220V de 2 kVA ya sea un TV, PC o luminarias con driver electrónicos.

La figura 5.4 representa gráficamente la señal de salida de corriente para un convertidor de seis pulsos, es notorio el alto contenido de armónicos que aporta este tipo de cargas debido a su electrónica de potencia, lo cual indica que la conexión de este tipo de cargas en un sistema de distribución en baja tensión puede provocar incrementos de corriente y pérdidas por efecto Joule.

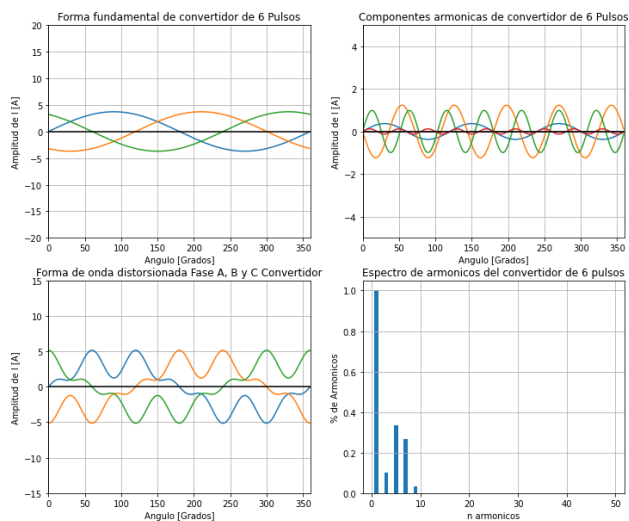


Figura 5.4: Señal de salida de corriente del convertidor de seis pulsos

La figura 5.5 muestra la señal de salida de corriente para una carga monofásica resultante de conformar una carga lineal y no lineal, se evidencia su alto contenido armónico que provoca que la forma de onda de salida este distorsionada en sus ciclos positivos y negativos.

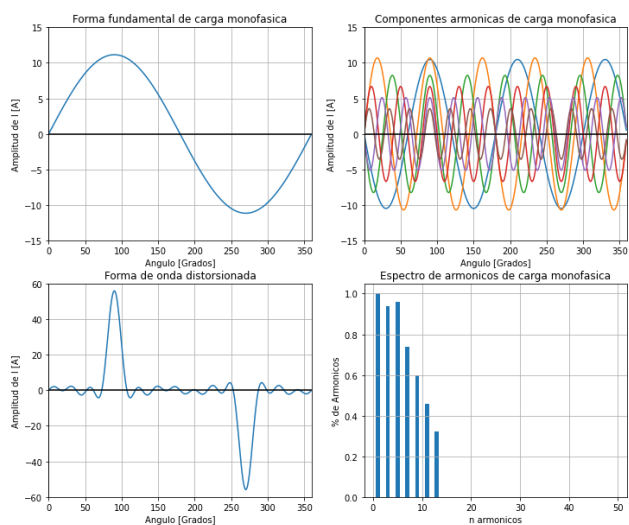


Figura 5.5: Señal de salida de corriente de la carga monofásica

5.3. Selección de la ventana de medición

Teniendo en cuenta el capítulo 2.12 medición de armónicos, se considera la ventana de medición como se establece en la IEEE 519 [12].

La figura 5.6, muestra las componentes armónicas del inversor, generan una onda predominantemente distorsionada promedio en el intervalo de 06:00 a 18:00 horas, esto es debido al proceso de conmutación de los componentes electrónicos que conforman el inversor en la búsqueda de máxima potencia, cada vez que conmutan presentan tiempo muerto en su onda con un ángulo alfa igual a 0.

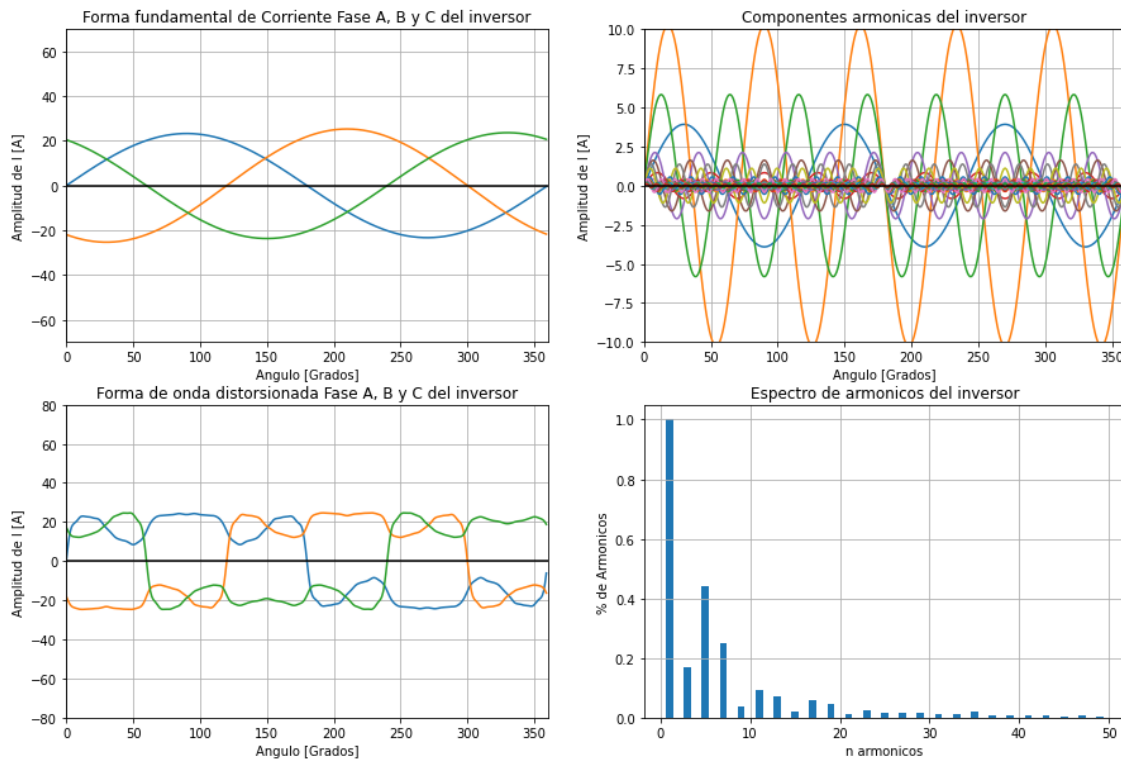


Figura 5.6: Señal de salida de corriente del inversor en el horario de 6:00 a 7:00

La figura 5.7, la señal de salida de corriente en cada fase A, B y C del inversor mejora su comportamiento en el intervalo de 11:00 a 12:00 horas, esto se debe a que presenta una mayor captación de radiación solar y por ende una mayor producción de energía y el proceso de conmutación en búsqueda de su máxima potencia disminuye.

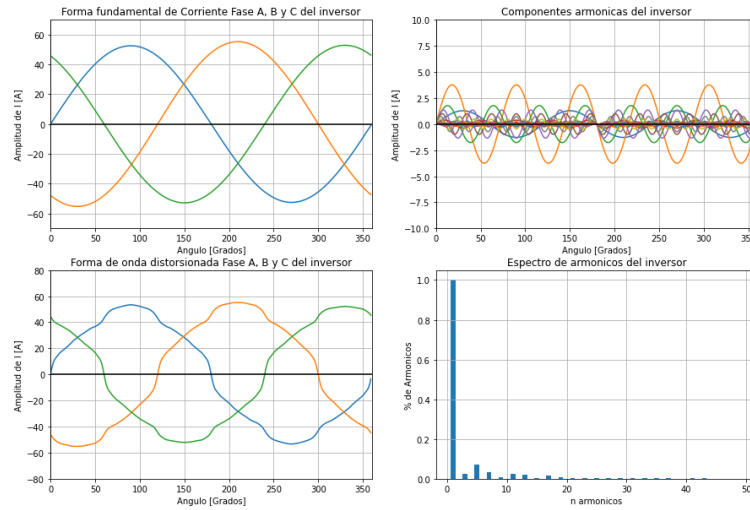


Figura 5.7: Señal de salida de corriente del inversor en el horario de 11:00 a 12:00

La figura 5.8 se muestra que la señal de salida de distorsión armónica tiene un comportamiento de mayor distorsión debido a que el intervalo horario de 17:00 a 18:00 horas se presenta una menor captación de luz solar y el proceso de conmutación del inversor en busca de la máxima potencia es mayor provocando mayor frecuencia de conmutaciones.

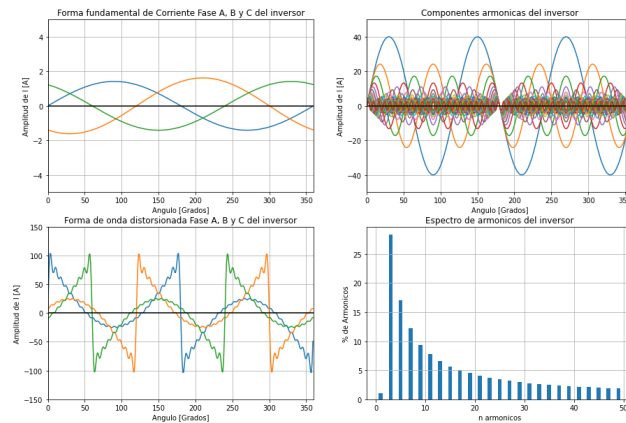


Figura 5.8: Señal de salida de corriente del inversor en el horario de 17:00 a 18:00

La figura 5.9 muestra la señal de salida de corriente resultante de la agrupación de una carga monofásica y un convertidor de seis pulsos conectadas en un transformador estrella-estrella, su alto contenido armónico generan corrientes en el neutro distorsionadas que puede provocar sobrecalentamiento en los conductores o disparos en las protecciones.

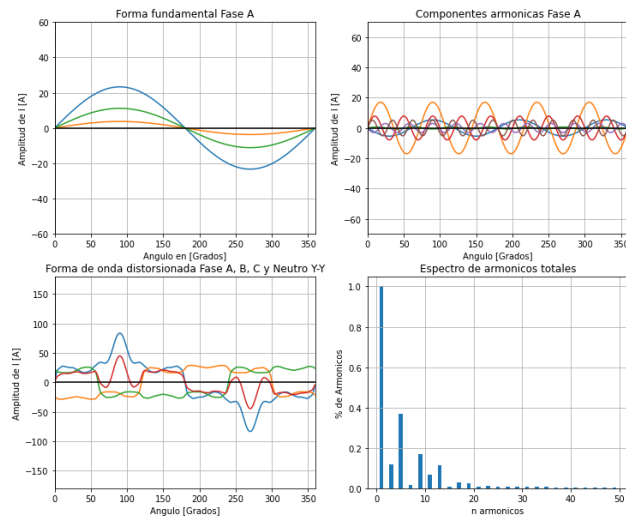


Figura 5.9: Salida de distorsión total del inversor, carga 1 y carga 2 conectadas a un transformador Y-Y

La figura 5.10 muestra la señal de salida de corriente resultante de la agrupación de una carga monofásica y un convertidor de seis pulsos conectadas en un transformador delta-delta, se evidencia en los ángulos de 120 a 240 grados este tipo de conexiones en el transformador reducen casi a cero las corrientes en el neutro.

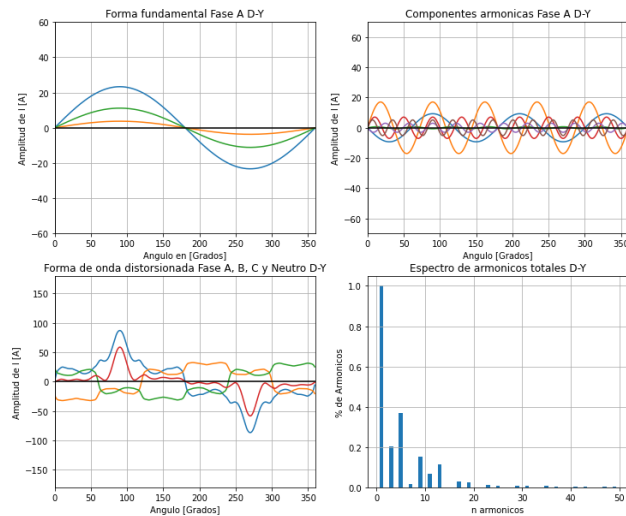


Figura 5.10: Salida de distorsión total del inversor, carga 1 y carga 2 conectadas a un transformador D-Y

5.3.1. Escenario temporal entre las 6:00 y 18:00 horas

A continuación se recrea el escenario temporal entre las 6:00 y 18:00 horas usando el lenguaje de programación Python, la cual nos sirve como herramienta para los cálculos e iteraciones en el tiempo para cada uno de los datos obtenidos con el analizador de red FLUKE 435.

En primera instancia, es de aclarar, que el escenario número uno refiere a la condición promedio de producción de energía del sistema fotovoltaico instalado actualmente en la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito entre el periodo horario de 06:00 a 18:00, sin embargo dicho escenario no considera la irradiación, condiciones ambientales de la localización de la edificación, ni los parámetros técnicos de los equipos que conforman el sistema. Para poder lograrlo, se establece que las corrientes de cada una de las fases A, B y C con sus respectivos ángulos obtenidos con el instrumento de medición y una magnitud en su amplitud de onda igual al 100 % de su valor.

Adicionalmente para cada uno de los datos medidos en un instante de tiempo, se recrea una variable aleatoria de 1 a 3 unidades que asimila la variación de conexión y desconexión de cargas en el tiempo tomando de 0 a 2 veces su valor, es decir para un registro en la posición n , la potencia de cada una de las cargas es proporcional al numero aleatorio y para el valor del registro en la posición $n+1$ la potencia de cada una de las cargas puede llegar a ser ,menor, igual o superior al registro en la posición n y así sucesivamente para cada uno de ellos.

La figura **5.11** agrupa de vista superior a inferior las señales de corriente fundamental, las componentes armónicas del inversor de la carga 1 y 2, la señal distorsionada y su espectro de armónicos de manera individual, como se observa, al recrear el escenario numero 1, el alto contenido de armónicos es importante, para ello implementamos la metodología con ayuda del lenguaje de programación Python y la aplicación de procesos estocásticos nos permiten predecir su comportamiento y determinar si los valores de distorsión total de la demandada TDD se encuentra fuera de los umbrales establecidos en la tabla **2.2** referente a los límites de distorsión de corriente para sistemas clasificados de 120 v a 69 kV, [12].

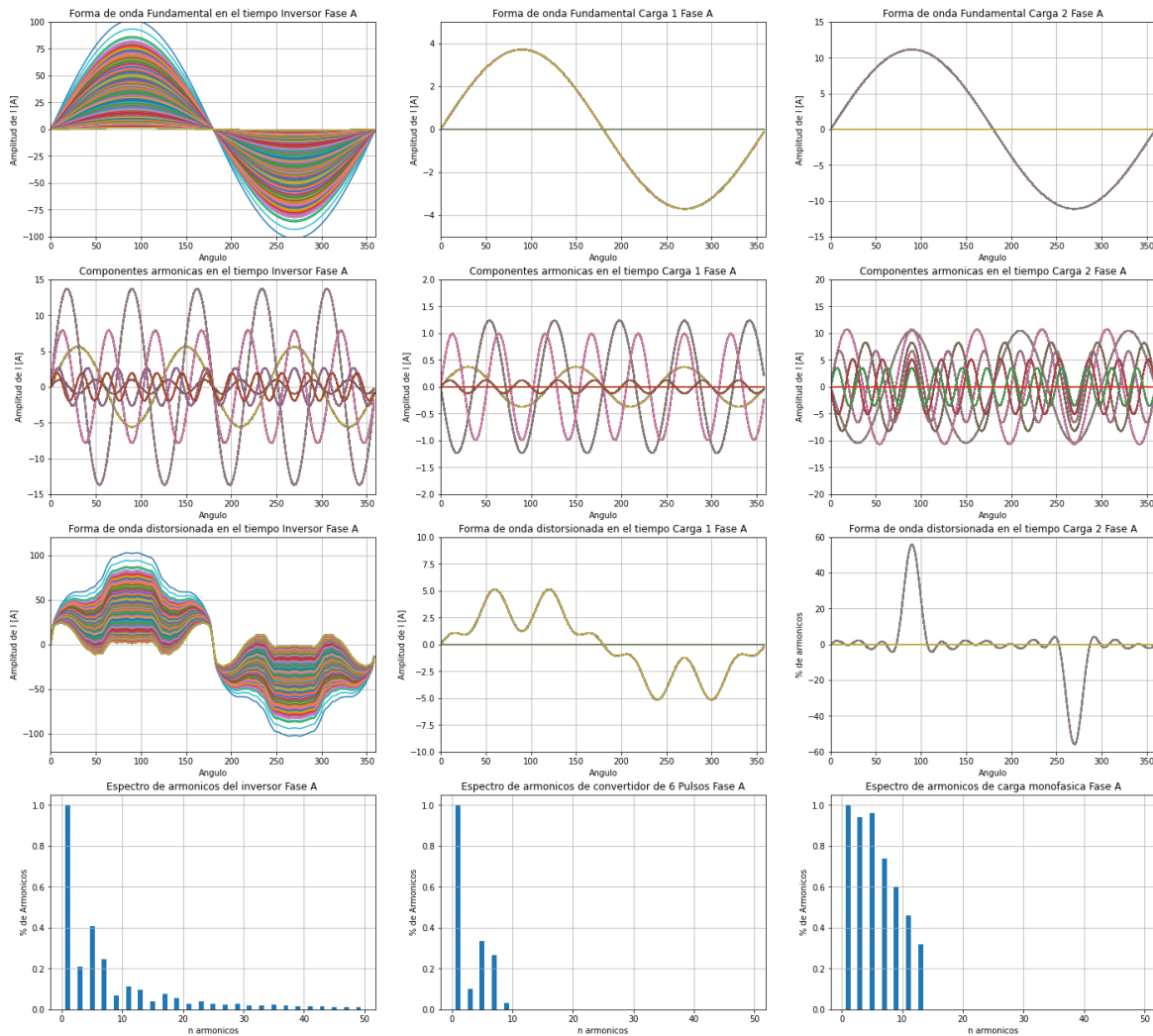


Figura 5.11: Simulación generada en Python de señales de distorsión armónica de la Fase A entre el Inversor, Carga 1 y Carga 2 en el intervalo horario de 6:00 a 18:00

Adicionalmente la carga numero 2 correspondiente a una carga no lineal monofásica, se simula conectándose únicamente a la Fase A, lo que indica que sobre dicha fase se desequilibra el sistema.

La figura 5.12 muestra el comportamiento horario de la fundamental en la fase A para el inversor, seguidamente sus componentes armónicas, la forma de onda resultante distorsionada y por ultimo el espectro armónico, lo anterior indica que al considerar variar las cargas no lineales y a su vez la penetración de armónicos por parte del inversor, se obtiene una distorsión mayor en los horarios de menor captación de radiación solar o de menor producción de energía.

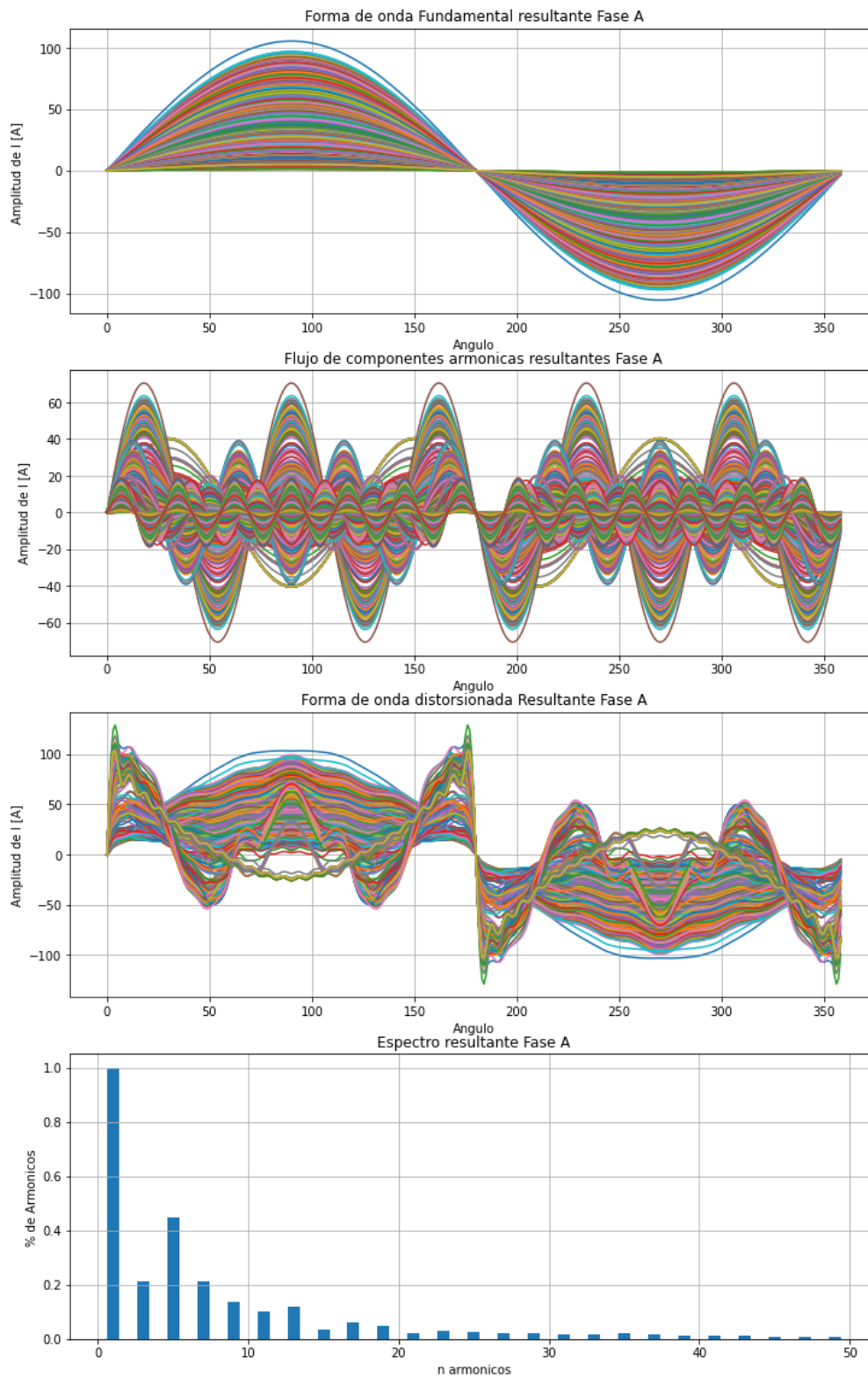


Figura 5.12: Simulación de señales de distorsión armónica resultante de la Fase A del inversor, Carga 1 y Carga 2 en el intervalo horario de 6:00 a 18:00

La figura 5.13 muestra el comportamiento horario de las señales fundamental, componentes armónicas, distorsión armónica y espectro armónico de manera individual en la fase B para el inversor y la carga 1 correspondiente al convertidor de seis pulsos trifásico, recordemos que en las fases B y C únicamente se encuentran conectados las fases del inversor y del convertidor de 6 pulsos.

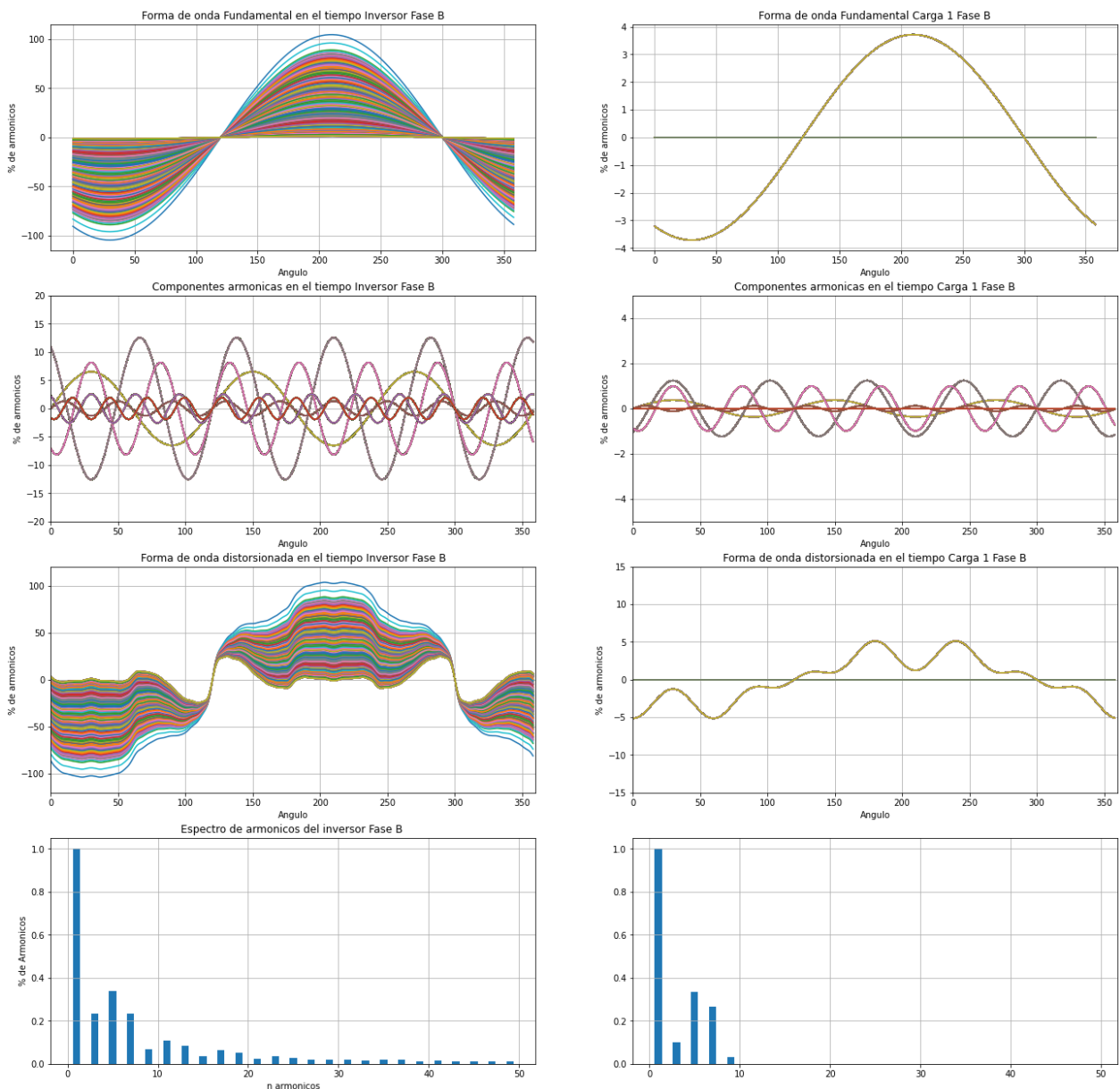


Figura 5.13: Simulación de señales de distorsión armónica de la Fase B entre el Inversor, Carga 1 y Carga 2 en el intervalo horario de 6:00 a 18:00

La figura 5.14 muestra el comportamiento horario de las señales fundamental, componentes armónicas, distorsión armónica y espectro armónico resultante en la fase B entre el inversor y la carga 1 correspondiente al convertidor de seis pulsos trifásico, recordemos que en las fases B y C únicamente se encuentran conectados las fases del inversor y del convertidor de 6 pulsos, como se observa hay una reducción en el aporte de armónico 5.

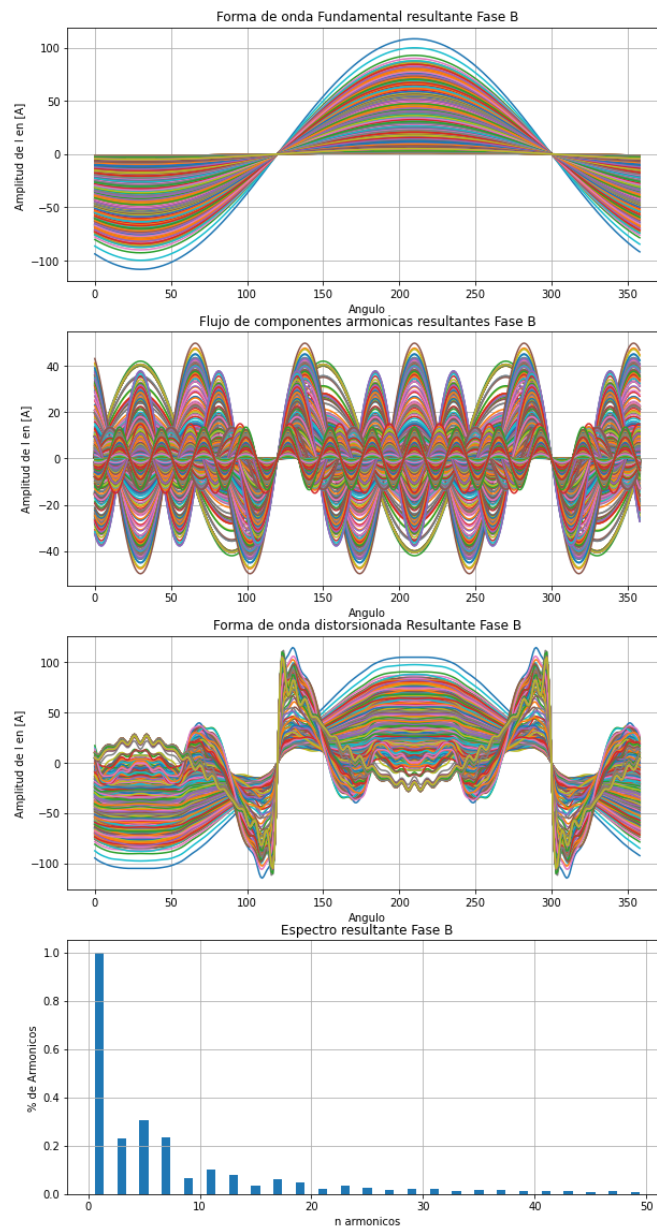


Figura 5.14: Simulación de señales de distorsión armónica resultante de la Fase B del inversor, Carga 1 y Carga 2 en el intervalo horario de 6:00 a 18:00

La figura 5.15 muestra el comportamiento horario de las señales fundamental, componentes armónicas, distorsión armónica y espectro armónico de manera individual en la fase C para el inversor y la carga 1 correspondiente al convertidor de seis pulsos trifásico, recordemos que en las fases B y C únicamente se encuentran conectados las fases del inversor y del convertidor de 6 pulsos

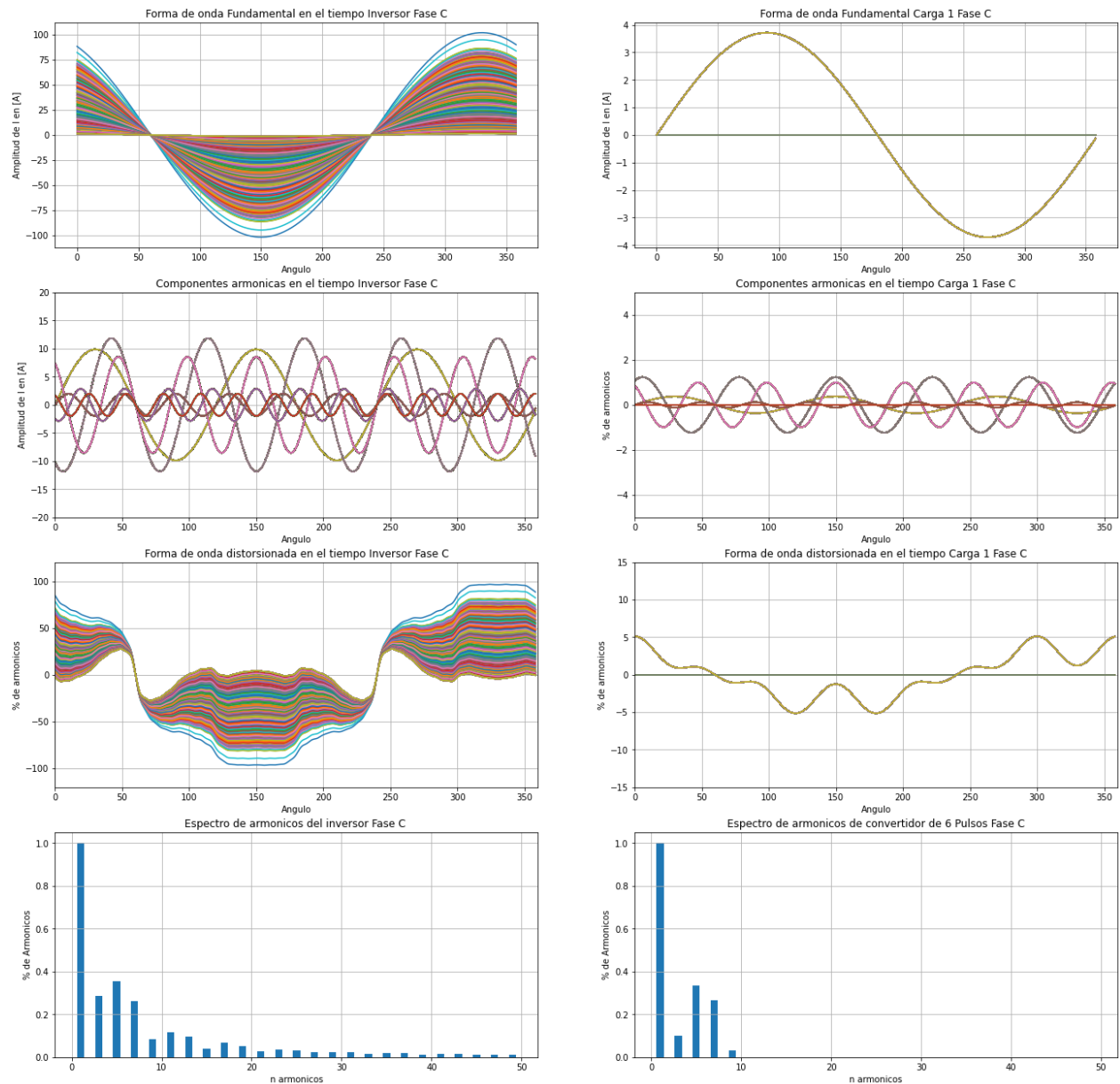


Figura 5.15: Simulación de señales de distorsión armónica de la Fase C entre el Inversor, Carga 1 y Carga 2 en el intervalo horario de 6:00 a 18:00

La figura 5.16 muestra el comportamiento horario de las señales fundamental, componentes armónicas, distorsión armónica y espectro armónico resultante en la fase C entre el inversor y la carga 1 correspondiente al convertidor de seis pulsos trifásico, recordemos que en las fases B y C únicamente se encuentran conectados las fases del inversor y del convertidor de 6 pulsos, como se observa hay una reducción en el aporte de armónico 5 de la misma manera que en la fase B.

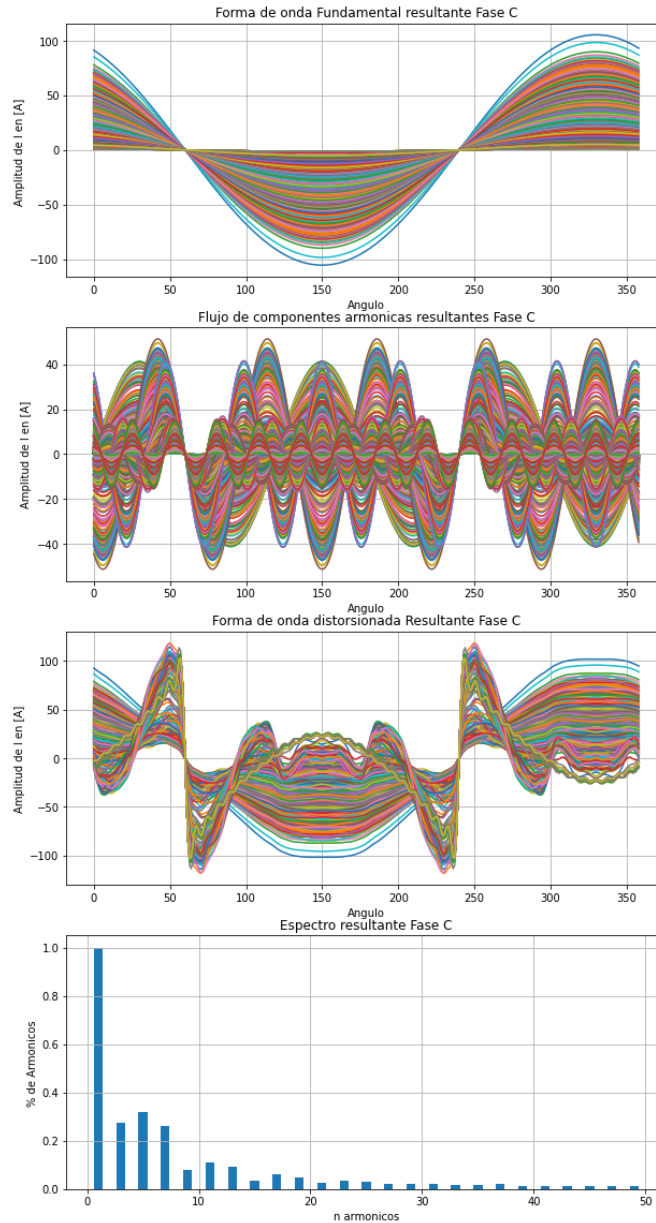


Figura 5.16: Simulación de señales de distorsión armónica resultante de la Fase C del inversor, Carga 1 y Carga 2 en el intervalo horario de 6:00 a 18:00

5.4. Modelos probabilísticos

En el intervalo horario de 06:00 a 18:00 horas, mediante el uso de lenguaje de programación Python, se recrea el flujo de cargas armónicas para las fases A, B y C, a su vez se conectan dos cargas no lineales con alto contenido armónico que varían aleatoriamente en el tiempo, los resultados obtenidos se consignan de la siguiente manera:

La tabla **5.1** consigna el comportamiento estadístico de los datos adquiridos en la medición de parámetros eléctricos, se evidencia que el *TDDi* que aporta el inversor de manera individual representa un valor máximo del 79 % en su fase A y una media de 25 %.

Tabla 5.1: Datos estadísticos

Descripción	TDDi FASE A [%]	TDDi FASE B [%]	TDDi FASE C [%]
Media	25.2435	17.7931	19.1641
Std	20.6508	20.3671	22.1364
Mínimo	2.1427	2.0298	2.1530
25 %	7.0034	4.3113	4.5464
50 %	19.7687	6.4444	6.8521
75 %	33.6055	27.0224	26.5046
Máximo	79.0639	67.9639	67.9693

La tabla **5.2** consigna los cálculos realizados con Python partiendo de su corriente fundamental, *THDi* y aporte de armónicos como consecuencia de las conmutaciones.

Tabla 5.2: Resultados del Inversor

Descripción	Resultado	Magnitud
I Fase A	23.3374	A
I RMS Fase A	26.576	A
I Residual	12.714	A
THDi	54.4791	%
Factor de Cresta	1.2678	Und
Incremento de I	13.87	%
Perdidas por Joule	29.6798	%

La tabla **5.3** consigna los cálculos realizados con Python para un convertidor de 6 pulsos partiendo de su corriente fundamental, $THDi$ y aporte de armónicos, se evidencia que el $TDDi$ calculado es aproximadamente 3% y el $THDi$ de 43.96%.

Tabla 5.3: Resultados convertidor 6 pulsos

Descripción	Resultado	Magnitud
I fundamnetal	2.6243	A
I RMS	2.8667	A
I Residual	1.15371	A
THDi	43.96	%
TDDi	3.20474	%
Factor de Cresta	1.7938	Und
Incremento de I	9.2367	%
Perdidas por Joule	19.3267	%

La tabla **5.4** consigna los cálculos realizados con Python para carga monofásica partiendo de su corriente fundamental, $THDi$ y aporte de armónicos, se evidencia que el $TDDi$ calculado es aproximadamente 56.39%, lo anterior significa que para este tipo de cargas el aporte de armónicos es perjudicial en el sistema eléctrico.

Tabla 5.4: Resultados Carga monofásica

Descripción	Resultado	Magnitud
I fundamnetal	11.6687	A
I RMS	23.4155	A
I Residual	20.3009	A
THDi	173.977	%
TDDi	56.3913	%
Factor de Cresta	2.3870	Und
Incremento de I	100.669	%
Perdidas por Joule	302.68	%

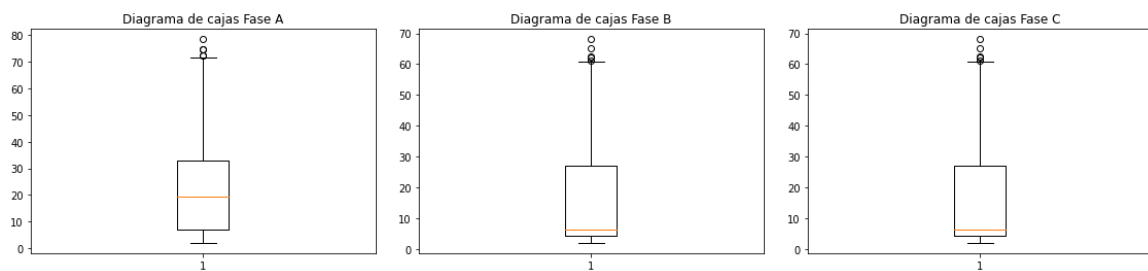
La tabla 5.5 consigna los cálculos realizados con Python combinando el aporte de armónicos del inversor, el convertidor de seis pulsos y la carga monofásica partiendo de su corriente fundamental, $THDi$ y aporte de armónicos, se evidencia que el $TDDi$ calculado es aproximadamente 22.48 %.

Tabla 5.5: Resultados cargas combinadas e inversor

Descripción	Resultado	Magnitud
I fundamnetal	42.8791	A
I RMS	45.8337	A
I Residual	16.1899	A
THDi	37.757	%
TDDi	22.4859	%
Factor de Cresta	2.05334	Und
Incremento de I	6.8905	%
Perdidas por Joule	14.2559	%

Podemos observar que al analizar de manera individual el inversor, el convertidor de seis pulsos y la carga monofásica, los valores de $THDi$ y de $TDDi$ son muy altos, sin embargo al combinarse su resultado es significativamente menor.

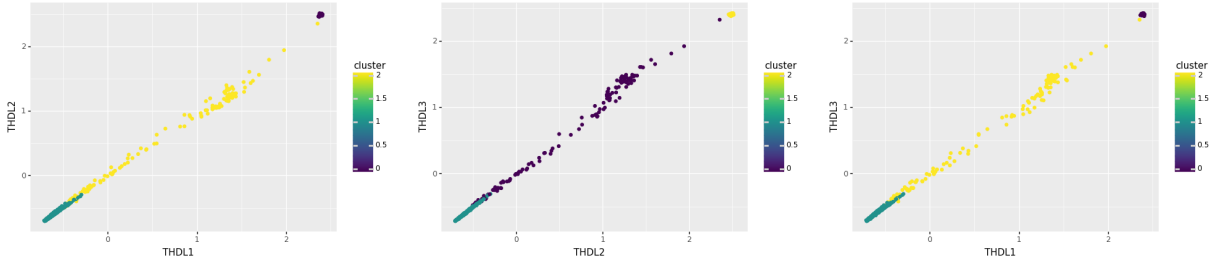
Las figuras 5.17 podemos representar gráficamente los resultados obtenidos del $TDDi$ en cada una de las Fase A, B y C, las anteriores figuras muestran que al no estar la línea roja en el centro los datos presentan una asimetría al no estar en el centro, lo que significa que hay mayor cantidad de datos menores a la mediana, de igual manera se puede apreciar que los círculos en los extremos representan los valores atípicos.



(a) Distribución de datos Fase A. (b) Distribución de datos Fase B. (c) Distribución de datos Fase C.

Figura 5.17: Diagrama de cajas TDDi.

Las figuras 5.18 muestra la correlación del $THDi$ para las fase A, B y C, lo cual representa prácticamente una linealidad de 1 lo que significa prácticamente el sistema se encuentra balanceado en cada una de sus fases al momento de inyectar energía generada por el sistema fotovoltaico.



(a) Correlación Fases A-B.

(b) Correlación Fases A-C.

(c) Correlación Fases B-C.

Figura 5.18: Correlación de los datos obtenidos para las fase A, B y C.

5.4.1. Cadenas de Markov

Mediante la aplicación del proceso estocástico Cadenas de Markov para el escenario numero 1 que comprende un sistema aleatorio donde los estados futuros no dependen de los pasados podemos obtener la probabilidad entre ellos y hacer predicciones y aprender de las estadísticas de datos secuenciales.

Parametrización de estados: Tal como se describe en el capítulo 2.14, los estados que permiten obtener una matriz de transición estacionaria para serie de datos obtenidos corresponden a un rango de valores de TDD según establecido por la IEEE 519 de 2014, [12].

Estado 1: $0\% < TDDi < 3\%$

Estado 2: $3\% > TDD 5 < \%$

Estado 3: $TDDi > 5\%$

Matriz de Estados estacionarios Fase A se obtiene usando la ecuación 2.36.

$$P = \begin{bmatrix} 5 & 8 & 12 \\ 2 & 12 & 54 \\ 18 & 48 & 329 \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

Matriz de transición estados Fase A

$$P = \begin{bmatrix} 0,5555 & 0,1777 & 0,2666 \\ 0,0161 & 0,5483 & 0,4354 \\ 0,0390 & 0,1041 & 0,8568 \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

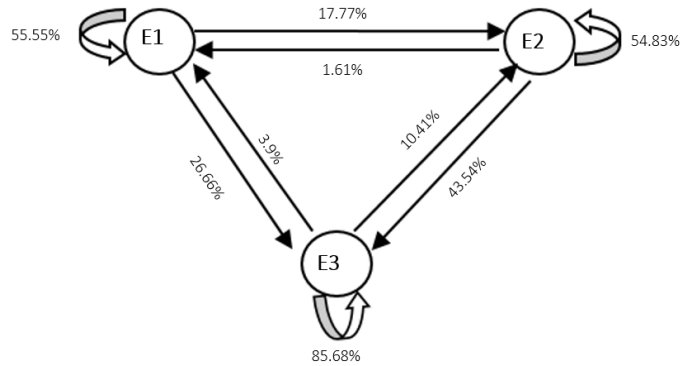


Figura 5.19: Grafo de Markov Fase A

Estabilidad de la Matriz Fase A

Posteriormente se procede con la implementación del modelo de markov. Se evidencia que en la iteración No. 14 se estabiliza la matriz tomando como criterio de parada un ϵ de 0.0001, una vez se obtiene la matriz en condiciones estables se procede a calcular la probabilidad en el estado 1.

$$P^{14} = \begin{bmatrix} 0,0714 & 0,1968 & 0,7316 \\ 0,0714 & 0,1968 & 0,7317 \\ 0,0714 & 0,1968 & 0,7317 \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

Matriz de Estados estacionarios Fase B

$$P = \begin{bmatrix} 18 & 20 & 12 \\ 18 & 44 & 60 \\ 14 & 58 & 244 \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

Matriz de transición estados Fase B

$$P = \begin{bmatrix} 0,6097 & 0,2439 & 0,1463 \\ 0,09 & 0,61 & 0,3 \\ 0,0360 & 0,1498 & 0,8144 \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

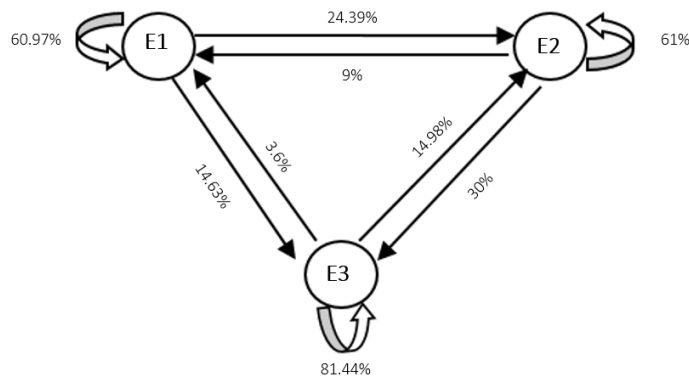


Figura 5.20: Grafo de Markov Fase B

Estabilidad de la Matriz Fase B

Posteriormente se procede con la implementación del modelo de markov. Se evidencia que en la iteración No. 22 se estabiliza la matriz tomando como criterio de parada un épsilon de 0.0001, una vez se obtiene la matriz en condiciones estables se procede a calcular la probabilidad en el estado 1.

$$P^{22} = \begin{bmatrix} 0,1223 & 0,2985 & 0,5790 \\ 0,1223 & 0,2985 & 0,5791 \\ 0,1223 & 0,2985 & 0,5791 \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

Matriz de Estados estacionarios Fase C

$$P = \begin{bmatrix} 11 & 17 & 8 \\ 11 & 45 & 64 \\ 14 & 58 & 260 \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

Matriz de transición estados Fase C

$$P = \begin{bmatrix} 0,5901 & 0,2786 & 0,1311 \\ 0,0564 & 0,6153 & 0,3282 \\ 0,0346 & 0,1435 & 0,8217 \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

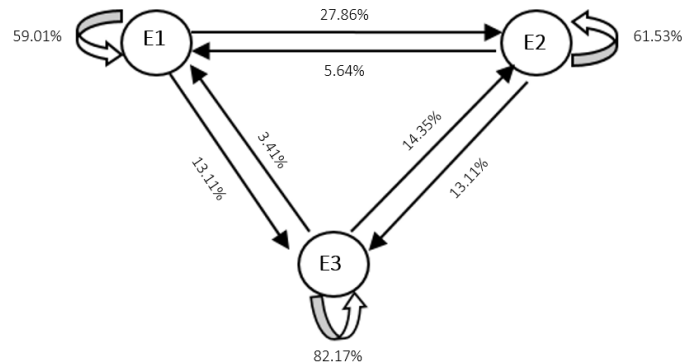


Figura 5.21: Grafo de Markov Fase C

Estabilidad de la Matriz Fase C

Posteriormente se procede con la implementación del modelo de markov. Se evidencia que en la iteración No. 19 se estabiliza la matriz tomando como criterio de parada un épsilon de 0.0001, una vez se obtiene la matriz en condiciones estables se procede a calcular la probabilidad en el estado 1.

$$P^{19} = \begin{bmatrix} 0,0924 & 0,2954 & 0,6120 \\ 0,1222 & 0,2985 & 0,5790 \\ 0,0924 & 0,2954 & 0,6121 \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

Vector de probabilidad

Se define el vector de probabilidad como se describe en la ecuación se obtiene usando la ecuación 2.38

$v_1 = [1, 0, 0]$ para determinar la probabilidad del estado 1

$$vP_{FA} = \begin{bmatrix} 0,0714 & 0,1968 & 0,7316 \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

$$vP_{FB} = \begin{bmatrix} 0,1223 & 0,2985 & 0,5790 \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

$$vP_{FC} = \begin{bmatrix} 0,0924 & 0,2954 & 0,6120 \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

En la tabla 5.6 se registran para cada una de las fase A, B, C el numero de iteraciones realizadas para alcanzar la estabilidad de la matriz P y encontrar la probabilidad de ocurrencia de $TDDi$ en los estados 1, 2 y 3.

Esto indica que en el intervalo horario de 06:00 a 18:00, la probabilidad de la fase A promedio se encuentre en el estado 1 y pase al estado 3 es del 73.61 %, la probabilidad de la Fase B pase del estado 1 y pase al estado 3 es del 57.90 % y la probabilidad de la fase C pase del estado 1 y pase al estado 3 es del 61.21 %, lo que indica que su $TDDi$ es altamente probable que supere 5 % según lo establecido por la IEEE 519 de 2014, [12].

Tabla 5.6: Resultados de probabilidad

Linea	Iteraciones	a_{11}	a_{12}	a_{13}
vP_{Fa}	14	0.0714	0.1968	0.7361
vP_{Fb}	22	0.1223	0.2985	0.5790
vP_{Fc}	19	0.0924	0.2954	0.6121

Antes de continuar debemos obtener la corriente de demanda máxima IL entre las fases A, B y C, es de aclarar que este valor se debe tomar en el periodo medido durante 1 año, sin embargo para efectos de la investigación se toma en consideración 7 días, [22].

Los valores máximos de IL son:

$$IL_a = 72A$$

$$IL_b = 74A$$

$$IL_c = 72A$$

El valor de la corriente de corto Isc es:

$$S_{TRAFO} = 125kVA$$

$$V_p = 380V$$

$$V_s = 440V$$

$$Z = 4\%$$

$$I_s = 164,02A$$

$$I_{sc} = \frac{I_s}{Z} = 4,1kA \quad (5.13)$$

La relación de I_{sc}/I_L es:

$$I_{sc} = \frac{4,1}{74} = 55,40 \quad (5.14)$$

El valor máximo entre las 3 fases es de 74 A que corresponde a la Fase B si aplicamos la ecuación 4.15, se obtiene el TDD , la cual se compara con los valores de la tabla **2.2**. que establece la IEEE 519 de 2014.

$$TDDi = THDi \frac{I_{rms_i}}{I_L \sqrt{1 + THDi^2}} \quad (5.15)$$

Tomando en cuenta el valor resultante de la ecuación 2.22 y la tabla **2.2** de la IEEE 519 [12], el valor TDD permitido es de 12%, En la tabla 4.3, se registra el cálculo de $TDDi$ promedio horario, se evidencia que en el intervalo horario de se registran valores máximos en el intervalo de 17:00 a 18:00 horas, lo que indica que supera el umbral permitido por la IEEE 519.

Tabla 5.7: Resultados de TDDi

Intervalo Horario	% Fase A	% Fase B	% Fase C
06:00 - 07:00	49.95	28.32	28.32
07:00 - 08:00	20.00	8.60	8.60
08:00 - 09:00	18.97	6.01	6.01
09:00 - 10:00	15.47	4.39	4.39
10:00 - 11:00	16.37	6.09	6.09
11:00 - 12:00	13.30	4.56	4.56
12:00 - 13:00	14.65	7.23	7.23
13:00 - 14:00	20.63	11.09	11.09
14:00 - 15:00	36.72	26.16	26.16
15:00 - 16:00	130.81	98.28	98.28
16:00 - 17:00	636.53	497.49	497.49
17:00 - 18:00	3999	2010	2010

Sin embargo, cuando se simula el escenario de 06:00 a 18:00 horas el $TDDi$ como se muestra en la tabla 5.8 el valor TDD resultante es de 17.79%, esto significa que recreando el escenario con una carga con una corriente fundamental promedio de 23.32 A equivalente al 31.51% de su potencia total de generación fotovoltaica el $TDDi$ supera el umbral permitido de 12%.

Tabla 5.8: Resultados de $TDDi$

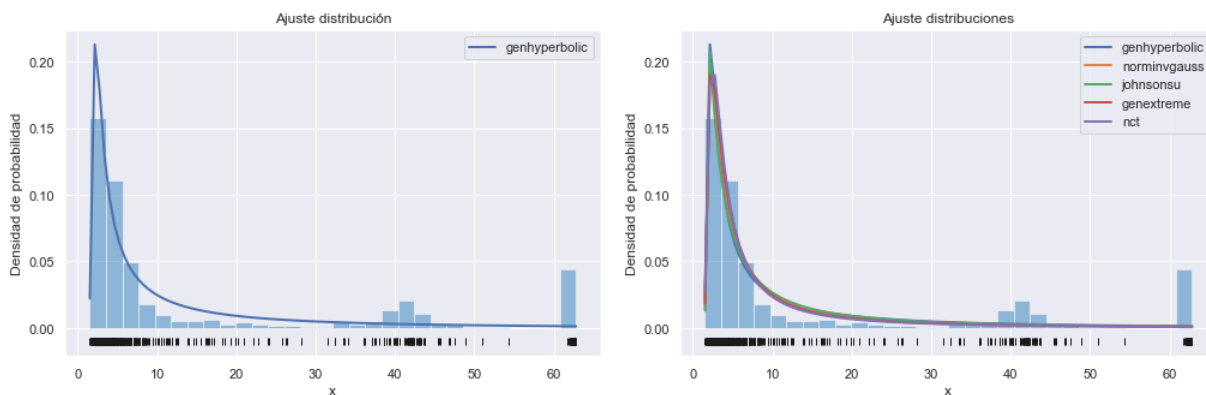
Intervalo Horario	% Fase A	% Fase B	% Fase C
06:00 - 18:00	24.57	17.79	17.79

5.4.2. Modelo de Gaussianas Mixtas

Para seleccionar el modelo de mixtura depende de varios factores que emplean técnicas de agrupamiento, donde cada una utiliza diferentes números de componentes denominado criterios de información, esta investigación considera los de información Akaike (AIC) dada por la ecuación 2.40 y el criterio de información Bayesiano (BIC) dada por la ecuación 2.41.

Sin embargo a manera de información, se realiza una simulación de ajuste de distribuciones, con el fin de obtener un panorama general respecto a cual distribución de probabilidad toman nuestros datos observados.

En la figura 5.22, sobrepone 5 curvas de distribución de densidad de probabilidad para la Fase A que presentan una mayor verosimilitud como los son las genética hiperbólica, la normal gaussiana, johnson, genextreme y la nct.

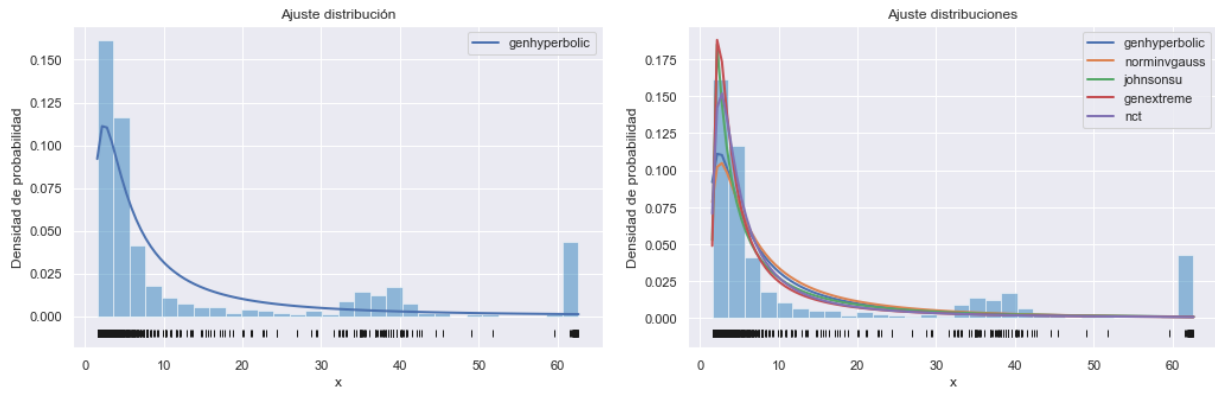


(a) Distribución de datos Fase A.

(b) Distribución de datos Fase A.

Figura 5.22: Ajuste de distribución de datos Fase A.

En la figura 5.23, sobrepone 5 curvas de distribución de densidad de probabilidad para la Fase B que presentan una mayor verosimilitud como los son las genética hiperbólica, la normal gaussiana, johnson, genextreme y la nct.

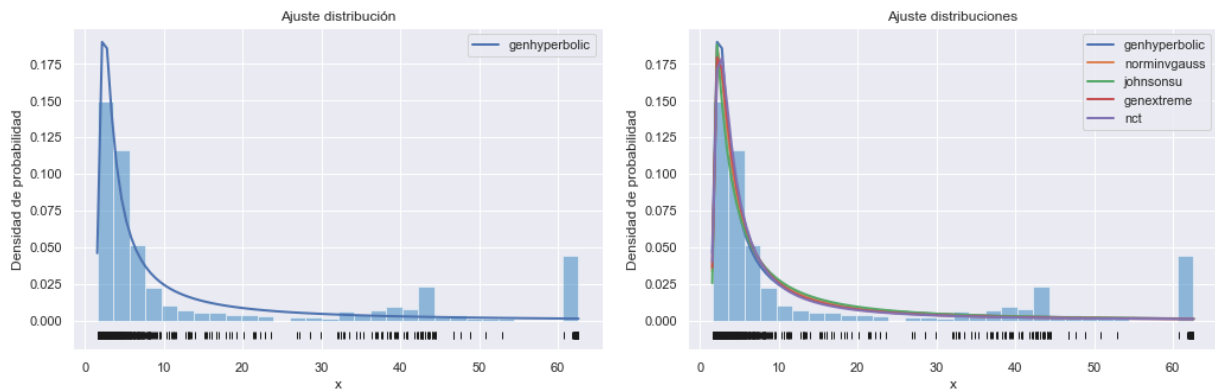


(a) Distribución de datos Fase B.

(b) Distribución de datos Fase B.

Figura 5.23: Ajuste de distribución de datos Fase B.

En la figura 5.24, sobrepone 5 curvas de distribución de densidad de probabilidad para la Fase C que presentan una mayor verosimilitud como los son las genética hiperbólica, la normal gaussiana, johnson, genextreme y la nct.



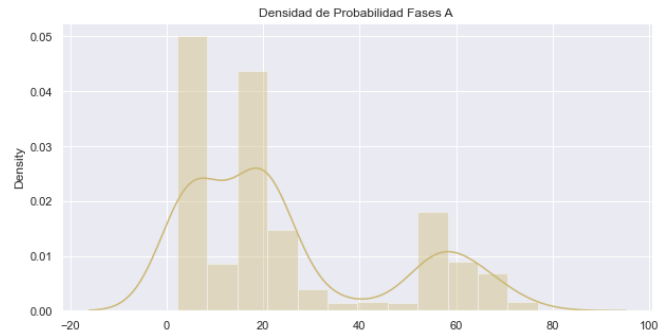
(a) Distribución de datos Fase C.

(b) Distribución de datos Fase C.

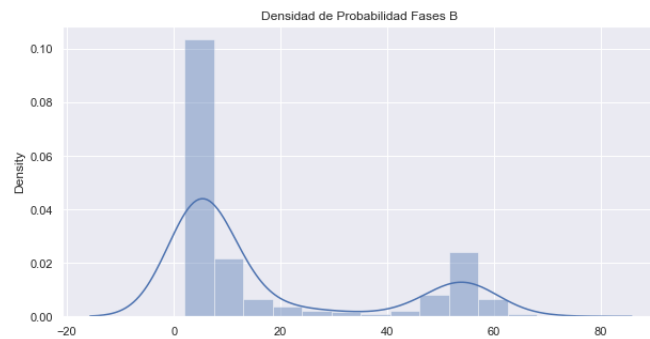
Figura 5.24: Ajuste de distribución de datos Fase C.

En las figuras anteriores se evidencia que en la Fase B se muestra un mejor comportamiento de la curva de distribución, esto es debido a que se recrearon escenarios de conexión y desconexión de cargas de manera aleatoria en cada fase, por ende la distribución de datos es distinta para cada una de las Fase A, B y C.

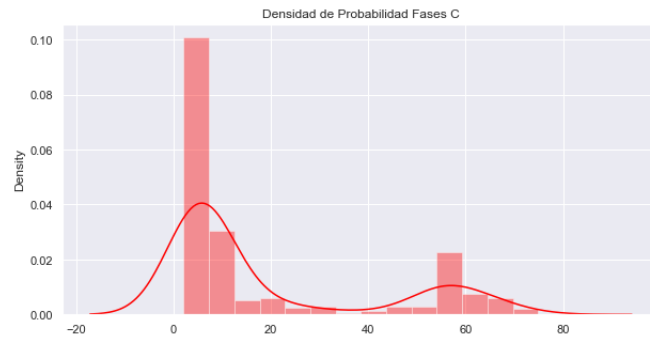
En las figuras 5.25, se muestra la mixtura con 3 componentes gaussianas fase A, B y C, donde posteriormente se estiman los parámetros mediante el algoritmo EM.



(a) Distribución de datos Fase A.



(b) Distribución de datos Fase B.



(c) Distribución de datos Fase C.

Figura 5.25: Distribución de datos.

Como se puede evidenciar las curvas de distribución en cada fase A, B y C presentan un comportamiento de 3 componentes gaussianas.

Una vez realizada la clasificación de los datos, se efectúa la clusterización de 3 componentes gaussianas, seleccionando el mejor modelo que represente los datos se aplica el algoritmo Esperanza y Maximización de modelos gaussianas mixtas.

Cálculo del número de componentes Gaussianas Para asegurar la identificabilidad de Ψ se asume que las medias de las componentes se encuentran en orden ascendente.

$$\mu_1 > \mu_2 > \mu_3$$

Las componentes gaussianas pueden determinarse cuantitativamente a través de la diferencia de cada una de las medias de las componentes

$$\mu_m = \pi_1\mu_1 + \pi_2\mu_2 + \pi_3\mu_3$$

donde para una mezcla de 3 componentes ($g=2$) gaussianas de tamaño $n = n_1 + n_2 + n_3$, el cálculo de los valores iniciales se obtendría:

$$\pi_1^{(0)} = \pi_2^{(0)} = \pi_3^{(0)} = \frac{1}{3}$$

$$\mu_1^{(0)} = \frac{1}{n_1} \sum_{s=1}^{n_1} y_s$$

$$\mu_2^{(0)} = \frac{1}{n_2} \sum_{s=n_1+1}^n y_s$$

$$\mu_3^{(0)} = \frac{1}{n_3} \sum_{s=n_1+n_2+1}^n y_s$$

$$\sigma_1^{(0)} = \left(\frac{1}{n_1 - 1} \sum_{s=1}^{n_1} (y_s - \mu_1^{(0)})^2 \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$\sigma_2^{(0)} = \left(\frac{1}{n_2 - 1} \sum_{s=n_1+1}^n (y_s - \mu_2^{(0)})^2 \right)^{\frac{1}{2}}$$

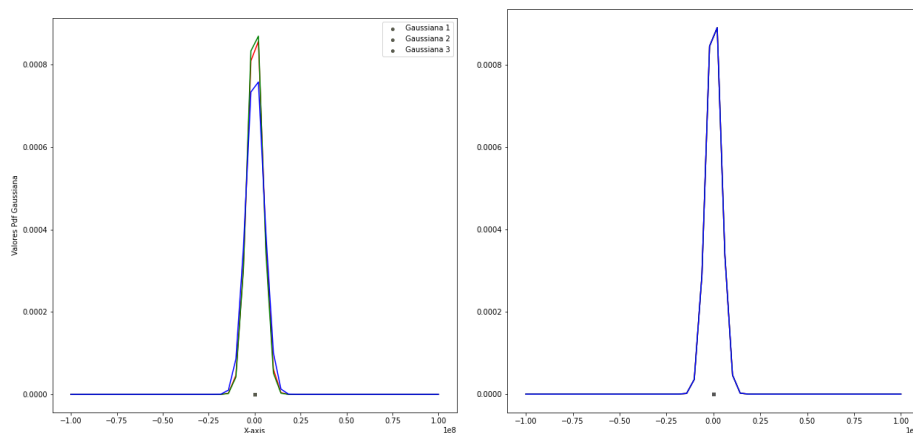
$$\sigma_3^{(0)} = \left(\frac{1}{n_3 - 1} \sum_{s=n_1+n_2+1}^n (y_s - \mu_3^{(0)})^2 \right)^{\frac{1}{2}}$$

A partir de la clusterización de 3 componentes para las Fase A, B y C, la tabla 5.9 consigna los parámetros de arranque para dar inicio al algoritmo EM.

Tabla 5.9: Parámetros iniciales

Fase	π	μ	σ^2	σ
Fase A	0.333	25.244	426.46	20.65
Fase B	0.333	17.793	414.82	20.36
Fase C	0.333	19.164	490.02	22.13

De los anteriores datos de arranque se obtiene las 3 curvas gaussianas mezcladas tal como se observa en la figura 5.26, la curva color rojo corresponde a la fase A, la curva color verde corresponde a la fase B y la curva color azul corresponde a la fase C.



(a) Distribución gaussianas inicial. (b) Distribución gaussiana 5 iteración.

Figura 5.26: Distribución de gaussianas Mixtas.

La tabla 5.10 consolida los resultados de μ y σ , π y numero de cluster después de lograr la convergencia en 5 iteraciones.

Tabla 5.10: Tabla de resultados GMM

Fase	π	g	μ_m	σ^2	σ
Fase A	0.3449	3	20.74	417.9558	20.44
Fase B	0.3448	3	20.72	430.1734	20.74
Fase C	0.3448	3	20.73	364.0245	19.07

5.5. Mitigación de armónicos

Una de las formas de mitigar el fenómeno de armónicos en un sistema de distribución eléctrica es el uso de filtros, los resultados muestran que el sistema de distribución genera una distorsión armónica debido al convertidor de seis pulsos, la cual esta compuesta por corrientes de 300 y 400 Hz que corresponden al 5 y 7 armónico, los datos obtenidos son resultantes de conectar un convertidor de seis pulsos de 2 kVA, las deformaciones de las señales son de naturaleza cíclica siendo así todos los ciclos deformados de la misma forma, [62].

EL fenómeno de armónicos se da con mayor predominio en los múltiplos 5 y 7, por lo cual se considera como manera de mitigación general el cálculo de dos filtros sintonizados a sus frecuencias correspondientes, lo anterior se realiza a manera didáctica y se asume que no se requiere ningún tipo de compensación reactiva a frecuencia fundamental.

Para resonar los armónicos de frecuencia a 300 Hz, se analiza la respuesta del sistema de distribución eléctrica y se escogen los valores inductivos y capacitivos, considerando una tensión línea a línea nominal de 220v en conexión delta con el fin de aprovechar la entrega de potencia reactiva del condensador, adicionalmente se asume que la potencia reactiva para la cual se diseña el filtro es de 365 Var que representa un 55 % de la carga total conectada al sistema de distribución eléctrica, con un factor de sintonía del 95 %.

Para calcular la reactancia del filtro se tiene la ecuación 2.67 y reemplazando los valores se obtiene:

$$X_{filtro} = \frac{(220)^2}{365} = 132\Omega$$

Para evitar resonancia por impedancias propias de la red o de la carga utilizamos un factor de sintonía del 95 % y utilizando la ecuación 2.68 y sustituyendo el orden armónico aplicado al factor de sintonía y la reactancia del filtro calculada anteriormente se obtiene:

$$X_{cap} = \frac{(4,7)^2}{(4,7)^2 - 1} \cdot 132 = 138\Omega$$

Con el valor de la reactancia capacitiva y aplicando la ecuación 2.69, se obtiene el valor del capacitor en faradios.

$$C_{Faradios} = \frac{1}{377 \cdot 138} = 19,22\mu F$$

el valor comercial para este capacitor es de $20\mu F$.

Para calcular la bobina se debe tener en cuenta las siguientes características: conexión trifásica, tensión nominal de 220v y espiras para una capacidad de: $\frac{2kVA}{220v \cdot \sqrt{3}} \cdot 30\%$.

Para el calculo la reactancia inductiva se tiene la ecuación 2.70 y sustituyendo los valores anteriores se obtiene:

$$X_L = \frac{138}{(4,7)^2} = 6,2\Omega$$

Con el anterior valor se puede dimensionar el inductor en henrios usando la ecuación 2.71.

$$L_{henrios} = \frac{6,2}{377} = 16,4mH$$

Aplicando un factor de calidad del 80% se obtiene.

$$Q = \frac{6,2}{R}$$

Despejando la variable R se obtiene.

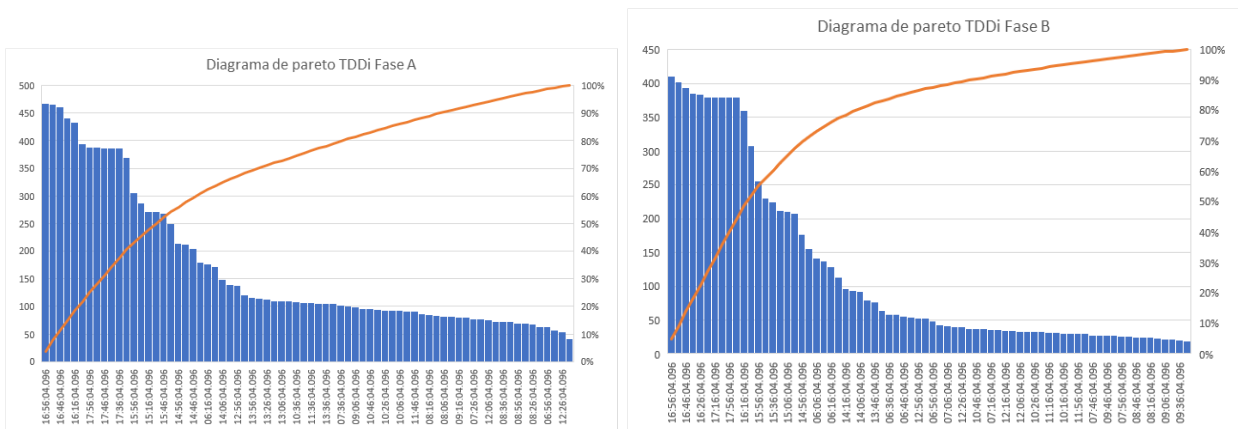
$$R = \frac{6,2}{80} = 77,5m\Omega$$

Realizando el mismo procedimiento de cálculo para el armónico 7 se obtiene una inductancia de 5,22mH, una capacitancia de 30 y una reactancia de 24,3mΩ.

El uso de filtros en sistemas eléctricos con alto contenido de armónico es una forma de mitigarlos, sin embargo, se deben considerar estudios adicionales que establezcan un estado real del comportamiento de la red, por ejemplo una medición de factor de potencia y/o demás parámetros eléctricos, con el fin de lo realizar conexiones de dispositivos auxiliares que generen n mal funcionamiento de equipos o fallas en el sistema.

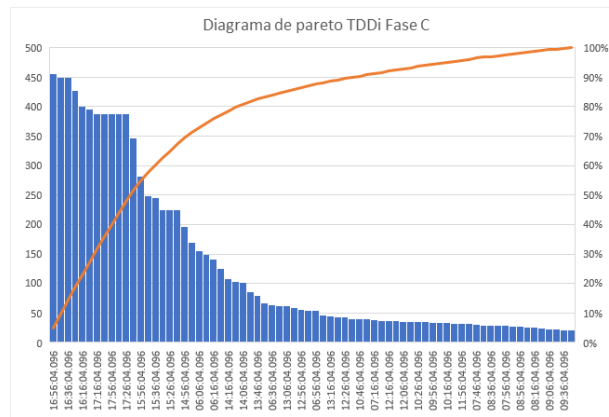
5.6. Resultados adicionales

Las figuras 5.27 muestra el diagrama de pareto que clasifica los resultados del $TDDi$ de las Fases A, B y C respectivamente, esto nos permite visualizar, identificar y reconocer el comportamiento el aporte de armónicas en un sistema de distribución y focalizarlo para la mitigación de dicho fenómeno, se evidencia que el percentil 95 y 99 los valores del $TDDi$ se encuentran dentro de los límites establecidos por la IEEE 519 de 2014, [12].



(a) Diagrama de Pareto TDD FA.

(b) Diagrama de Pareto TDD FB.



(c) Diagrama de Pareto TDD FC.

Figura 5.27: Diagrama de pareto de datos calculados TDD en las fase A, B y C.

Las tablas 5.11, 5.12 y 5.13, consignan los resultados de los calculo realizados en el flujo de cargas armónicas hora a hora para las fase A, B y C respectivamente, se evidencia que el valor de $TDDi$ máximo se presenta en el horario de menor producción de energía, esto como consecuencia de la insuficiencia de luz solar aumenta la frecuencia de conmutaciones del inversor en la búsqueda de su máxima potencia.

Tabla 5.11: Resultados Promedio Flujo de cargas armónicas Fase A

Hora	THDi [%]	Voltaje [V]	Corriente [A]	Potencia [kVA]	TDD [%]
06:00-07:00	9.1871	221.3861	16.4761	6014.2857	17.1940
07:00-08:00	3.9940	223.2770	29.4324	10556.7567	12.2898
08:00-09:00	3.1130	223.0708	36.777	13727.777	12.8836
09:00-10:00	2.8381	222.5802	42.5263	17181.5789	12.3521
10:00-11:00	3.8426	221.11	34.0714	12740.4761	13.3022
11:00-12:00	3.525	221.7230	37.1666	15592.8571	13.2854
12:00-13:00	5.1738	221.6107	31.1666	13121.4285	14.42815
13:00-14:00	6.77	221.1890	24.7380	9961.9047	15.85495
14:00-15:00	14.3495	221.1930	20.3333	7840.4761	26.02094
15:00-16:00	24.6038	221.1092	7.73809	2945.2380	39.41726
16:00-17:00	42.2328	209.2928	3.0952	852.3809	62.83594
17:00-18:00	62.3935	3.69	1	16.6666	55.5389
PROMEDIO	15.1686	202.6027	23.7101	9212.6523	24.6169

Tabla 5.12: Resultados Promedio Flujo de cargas armónicas Fase B

Hora	THDi [%]	Voltaje [V]	Corriente [A]	Potencia [kVA]	TDD [%]
06:00-07:00	9.0697	221.4535	17.9047	6373.8095	12.2326
07:00-08:00	4.0348	223.3772	31.3783	10981.0810	5.3516
08:00-09:00	3.1344	222.9875	38.7777	14150	4.15336
09:00-10:00	2.8163	222.4597	44.4473	17594.7368	3.72970
10:00-11:00	3.7580	221.1054	35.9761	13157.1428	4.91420
11:00-12:00	3.4545	221.6695	39.0952	15990.4761	4.53164
12:00-13:00	5.0392	221.63	32.8571	13530.9523	6.67591
13:00-14:00	6.535	221.186	26.2857	10340.4761	8.68581
14:00-15:00	13.3797	221.1523	21.571	8169.04761	18.3756
15:00-16:00	22.9042	221.1830	8.5	3173.80952	31.8989
16:00-17:00	39.2409	209.2892	3.2619	954.761904	53.7818
17:00-18:00	62.1728	3.596666	1.1428	21.4285714	54.3286
PROMEDIO	14.6283	202.5909	25.0998	9536.47689	17.3883

Tabla 5.13: Resultados Promedio Flujo de cargas armónicas Fase C

Hora	THDi [%]	Voltaje [V]	Corriente [A]	Potencia [kVA]	TDD [%]
06:00-07:00	9.6126	220.6580	16.7380	5985.71428	13.4208
07:00-08:00	4.2210	222.4237	29.7567	10508.1081	5.81726
08:00-09:00	3.2211	222.1758	37.0833	13658.3333	4.45603
09:00-10:00	2.8747	221.7036	42.7894	17089.4736	3.98906
10:00-11:00	3.8619	220.3359	34.3571	12688.0952	5.26934
11:00-12:00	3.5583	220.9952	37.3809	15500	4.86645
12:00-13:00	5.1423	220.9202	31.5	13069.0476	7.07186
13:00-14:00	6.6821	220.5757	25.0476	9933.33333	9.21100
14:00-15:00	14.197	220.6047	20.5476	7823.80952	20.2746
15:00-16:00	23.957	220.6621	7.88095	2950	34.5568
16:00-17:00	42.149	208.9616	3.07142	852.38095	60.2474
17:00-18:00	62.212	3.591666	1	16.66	55.6394
PROMEDIO	15.1409	201.9673	23.9294	9172.91356	18.7350

En la figura 5.28 se muestra el comportamiento de la corriente generada por el sistema fotovoltaico y que a su vez es inyectada al sistema de distribución eléctrica del edificio bloque I.

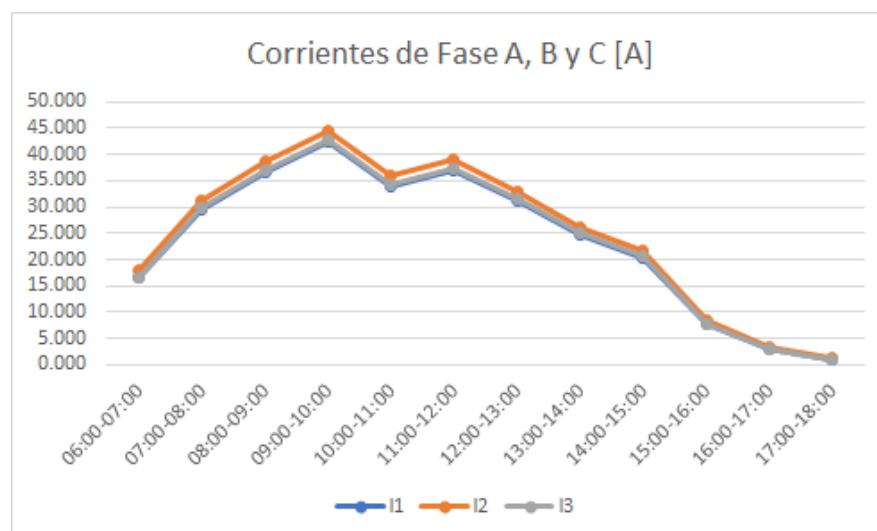


Figura 5.28: Corrientes de Fase A, B y C en el intervalo horario de 06:00 a 18:00

En la figura 5.29 se puede observar que a medida que hay insuficiencia de luz solar el nivel de tensión empieza a caer a 0v.

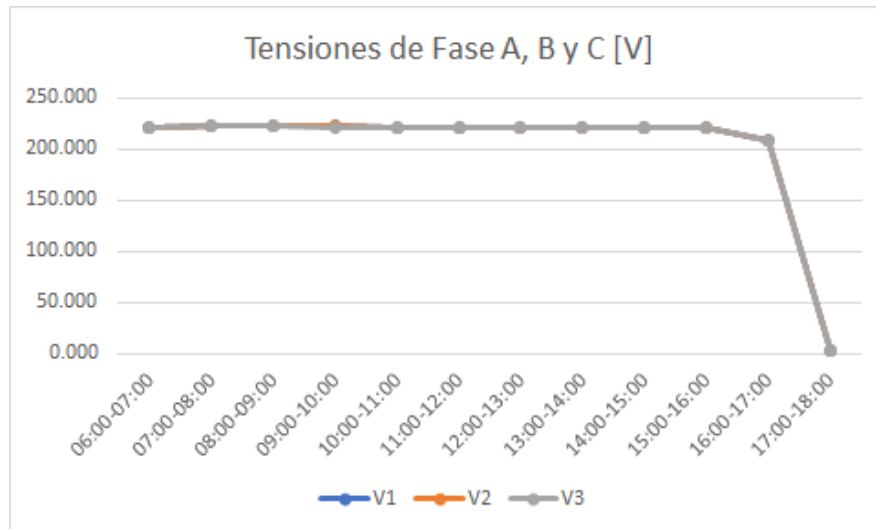


Figura 5.29: Tensiones de Fase A, B y C en el intervalo horario de 06:00 a 18:00

En la figura 5.30 en concordancia con las figuras 5.28 y 5.29 se muestra que la potencia en kVA del sistema de generaci3n fotovoltaica disminuye cuando llega al rango horario de 17:00 a 18:00 horas.

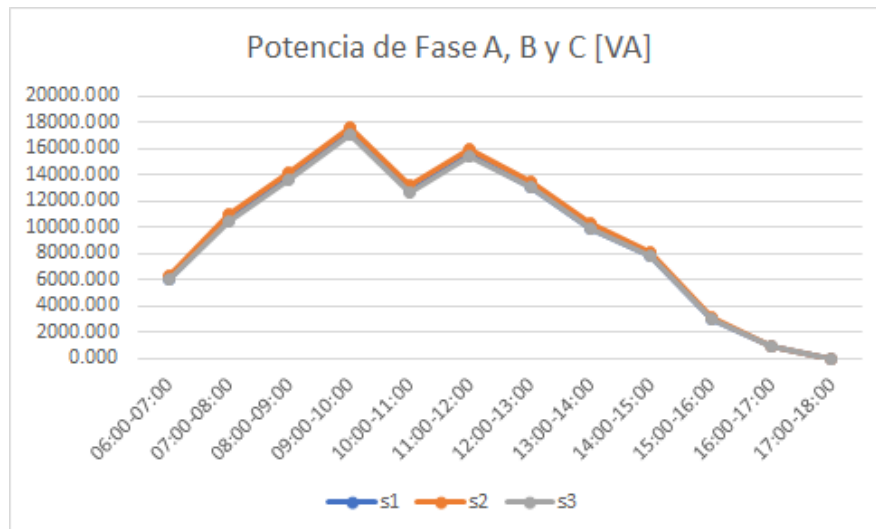


Figura 5.30: Potencias de Fase A, B y C en el intervalo horario de 06:00 a 18:00

La figura 5.31 se puede observar que a medida que disminuye la radiación solar el sistema de generación fotovoltaica aumenta su TDD, esto es debido a que el inversor entra en proceso de conmutaciones de los interruptores en busca de su máxima potencia.

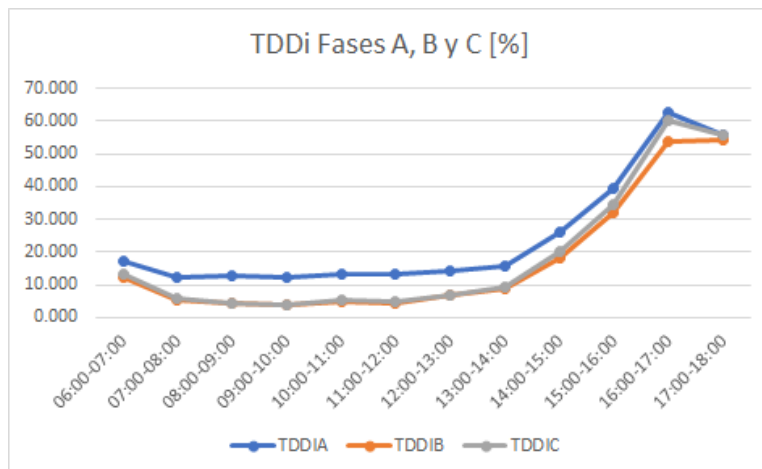


Figura 5.31: TDDi Fase A, B y C en el intervalo horario de 06:00 a 18:00

Analizando de manera macro el comportamiento del sistema fotovoltaico en un periodo temporal de 06:00 a 18:00 horas, en la figura 5.32 se puede observar que el 95% de los valores registrados por el analizador de red están dentro de los umbrales del TDD establecidos menores al 5% por la IEE 519, [12].

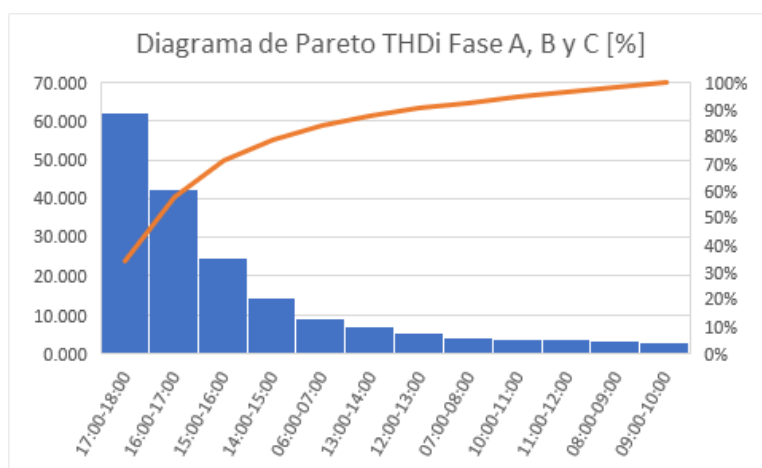


Figura 5.32: Diagrama de Pareto de THDi de Fase A, B y C en el intervalo horario de 06:00 a 18:00 horas.

Las figuras 5.33 y 5.34 muestran el comportamiento horario según la producción de energía del sistema fotovoltaico de la forma de onda resultante entre un inversor, un convertidor de seis pulsos trifásico y una carga monofásica.

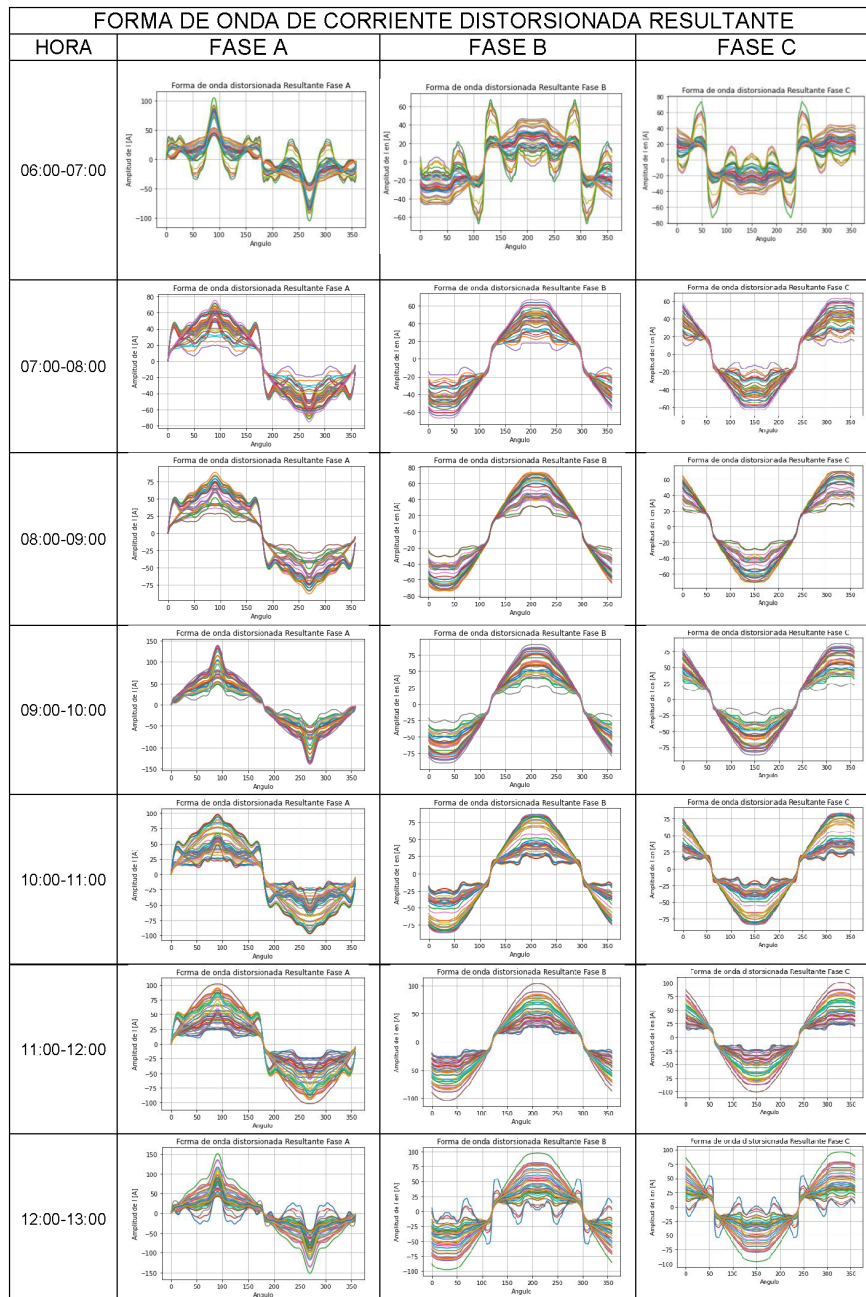


Figura 5.33: Forma de onda distorsionada resultante al conectar el Inversor, la carga 1 y la carga 2 en el intervalo horario de 06:00 a 13:00

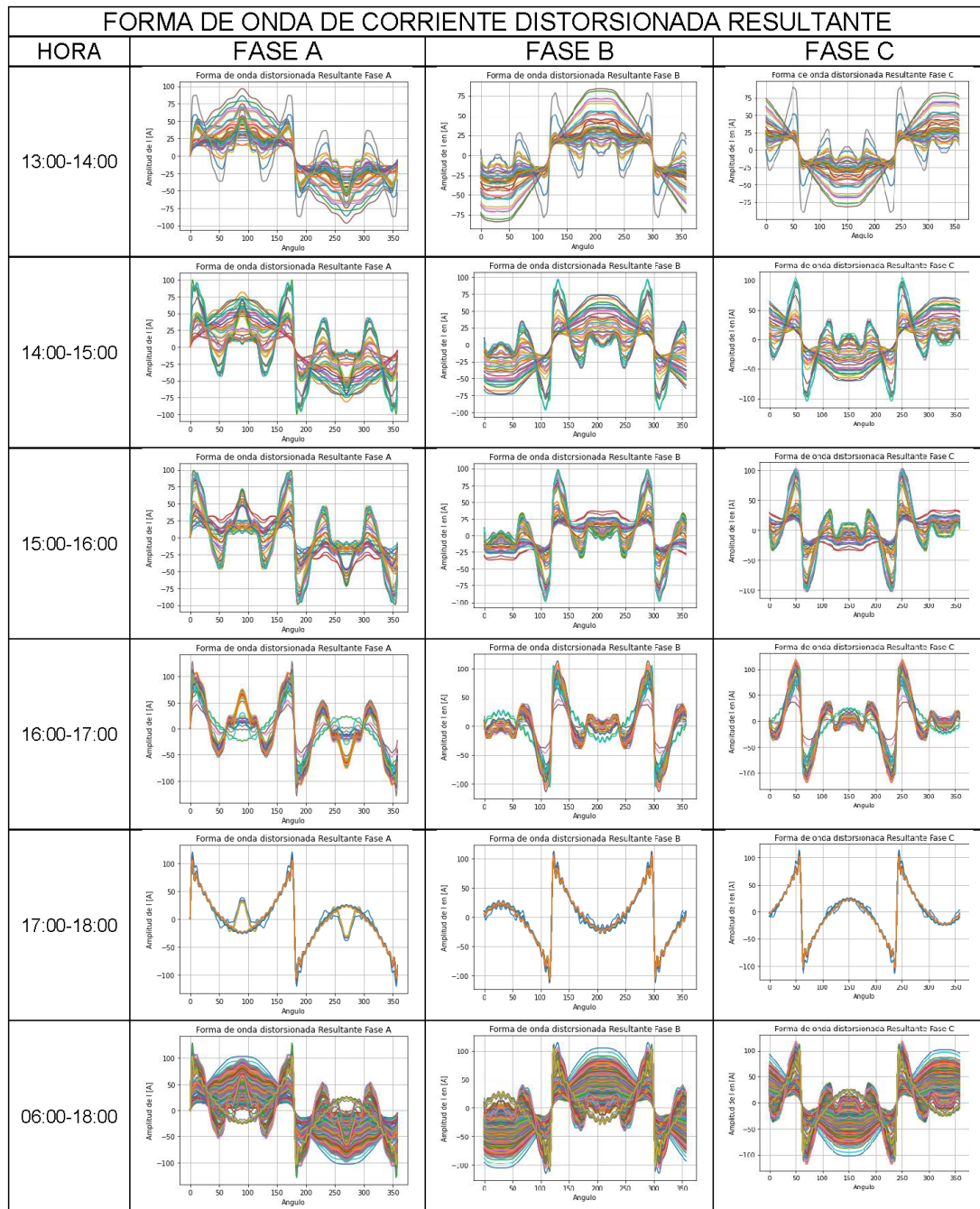


Figura 5.34: Forma de onda distorsionada resultante al conectar el Inversor, la carga 1 y la carga 2 en el intervalo horario de 13:00 a 16:00

como se puede evidencia los armónicos aumentan a medida que disminuye la producción de energía por parte del sistema de generación solar fotovoltaica.

Las figuras 5.35 y 5.36 muestra el comportamiento hora a hora de la señal de salida del inversor en cada una de sus fase A, B y C, se evidencia que el horario de 17:00 a 18:00 horas su señal de salida se distorsiona de manera significativa como consecuencia de las frecuencias de conmutación y a su vez esto es perjudicial para el sistema eléctrico.

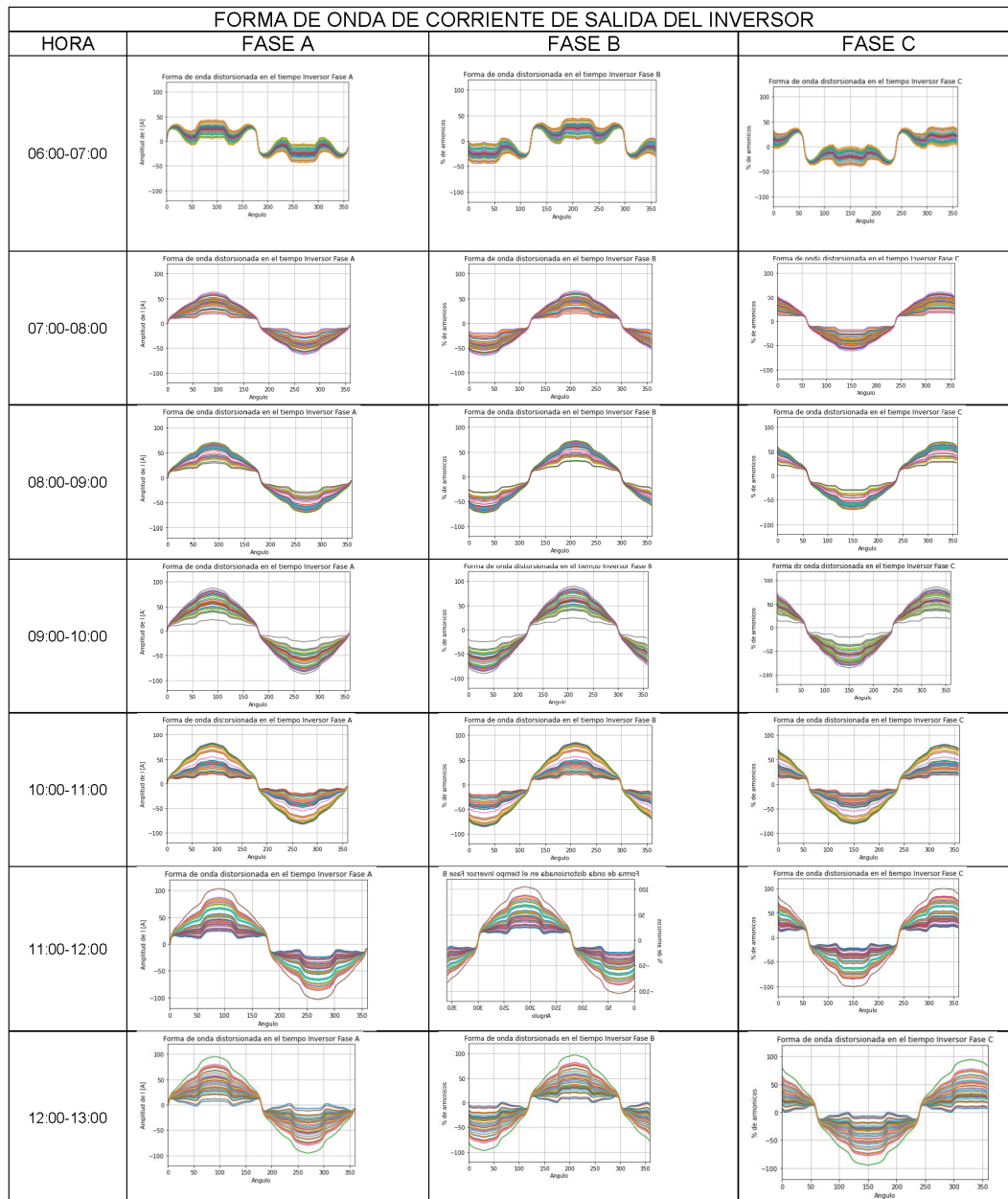


Figura 5.35: Forma de onda distorsionada resultante al conectar el Inversor, la carga 1 y la carga 2 en el intervalo horario de 06:00 a 13:00

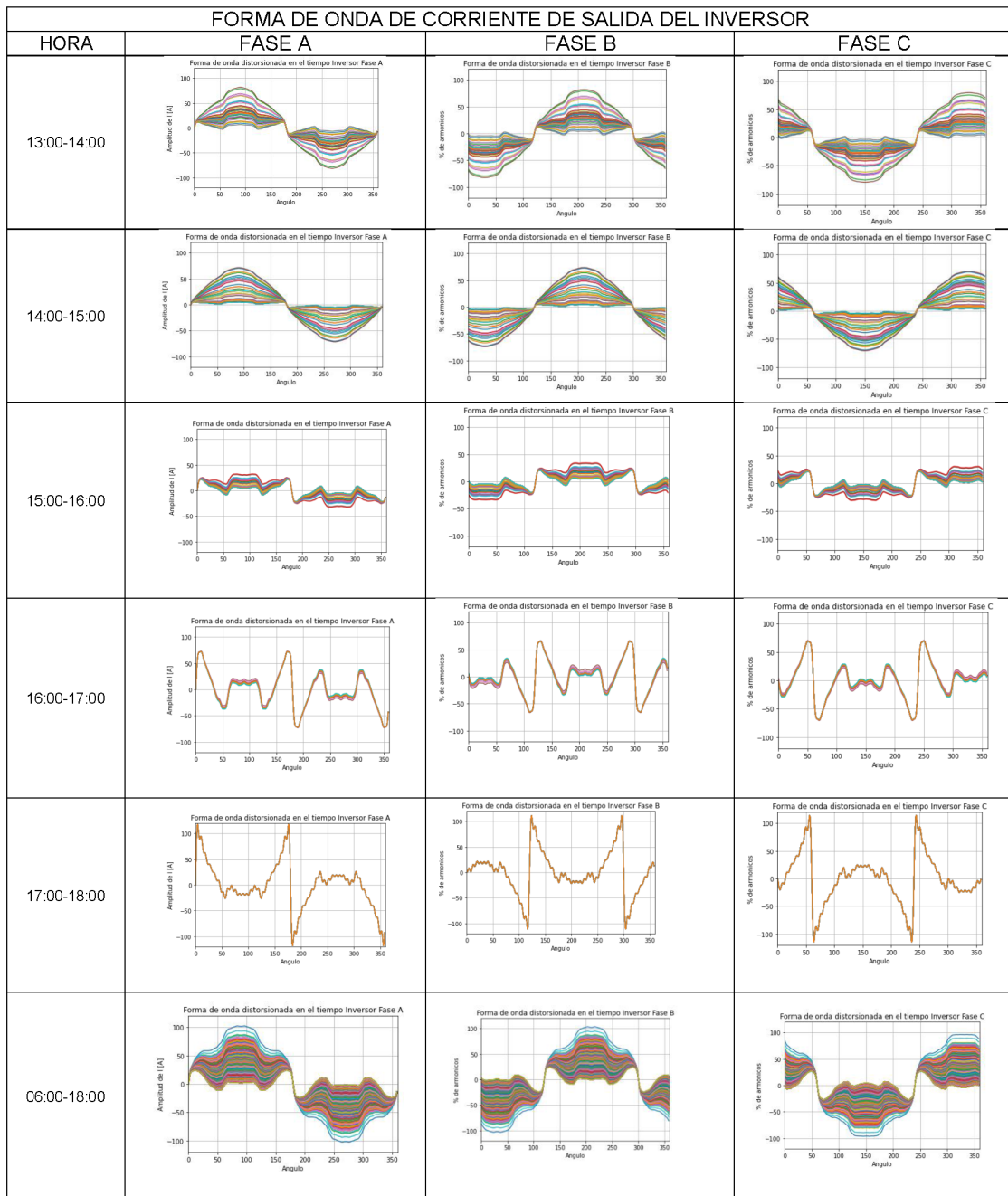


Figura 5.36: Forma de onda distorsionada resultante al conectar el Inversor, la carga 1 y la carga 2 en el intervalo horario de 13:00 a 16:00

Las figuras 5.37, 5.38, 5.39 y 5.40 muestra el comportamiento hora a hora de la señal de salida del neutro para un transformador estrella-estrella y delta-estrella, se evidencia que para un transformador estrella-estrella las corrientes del neutro son mas predominantes y en un transformador delta-estrella su señal de corriente en el neutro es mas estable, esto debido a que los transformadores con conexión delta filtran los armónicos de secuencia cero.

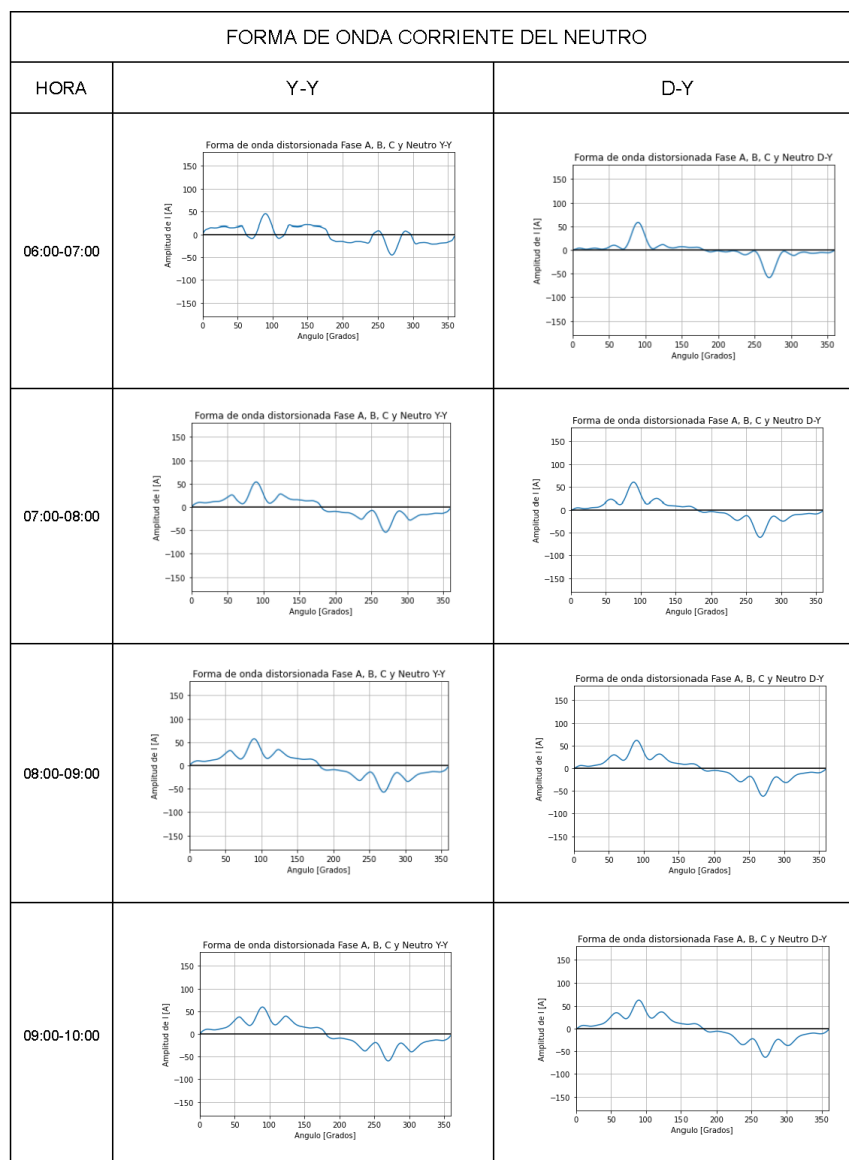


Figura 5.37: Forma de onda distorsionada del neutro en el intervalo horario de 06:00 a 10:00 horas.

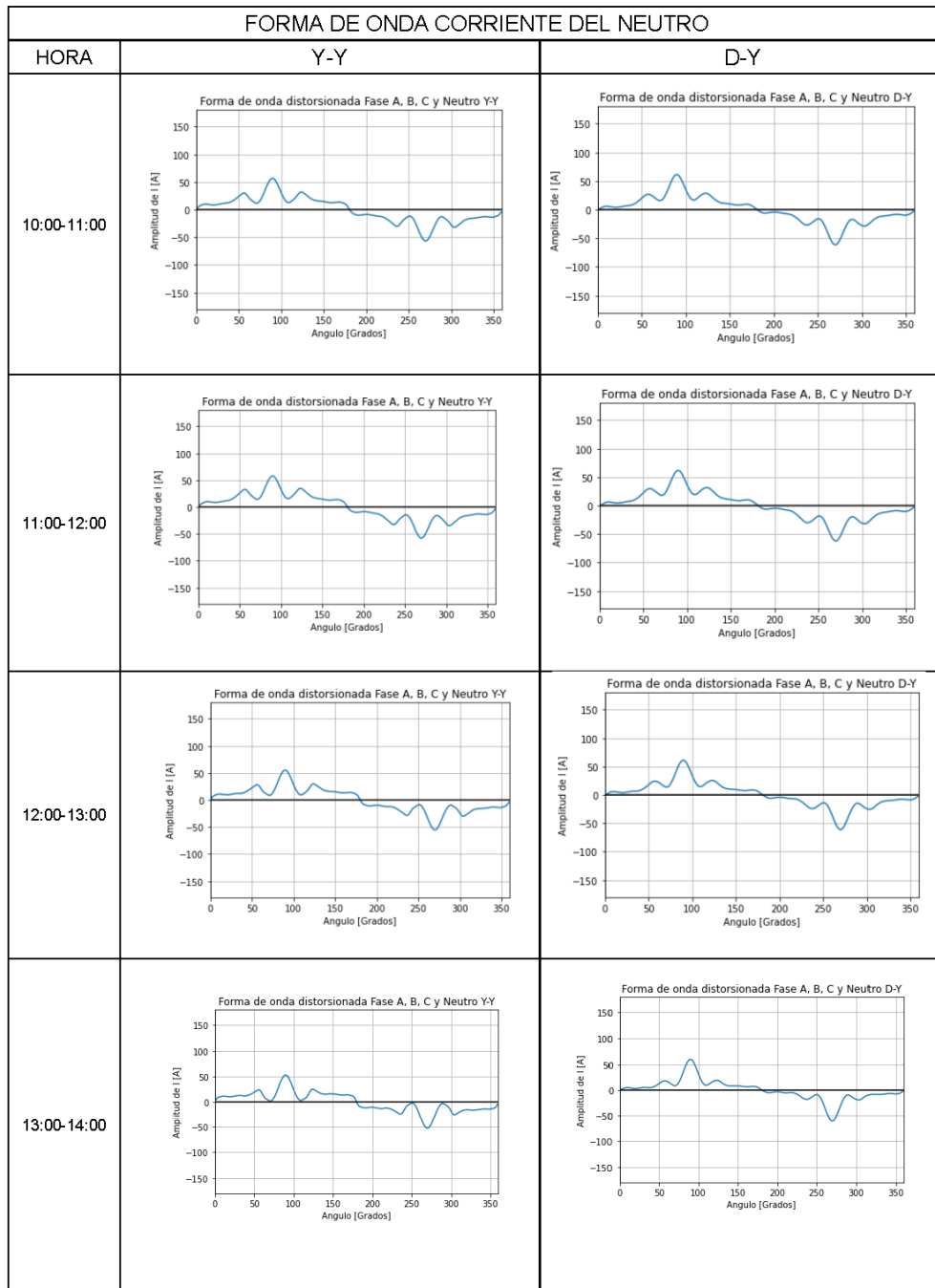


Figura 5.38: Forma de onda distorsionada del neutro en el intervalo horario de 10:00 a 14:00 horas.

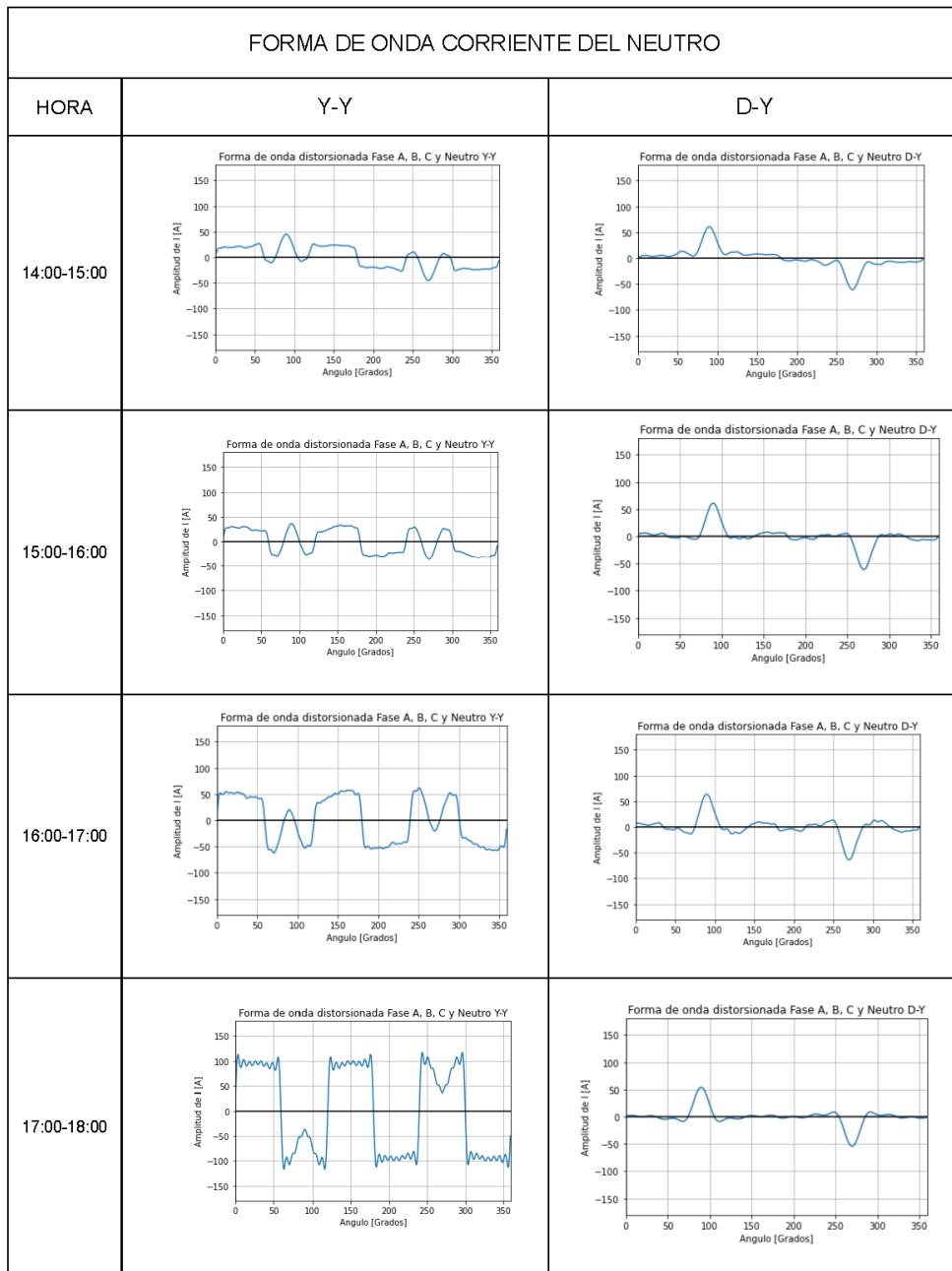


Figura 5.39: Forma de onda distorsionada del neutro en el intervalo horario de 14:00 a 18:00 horas.

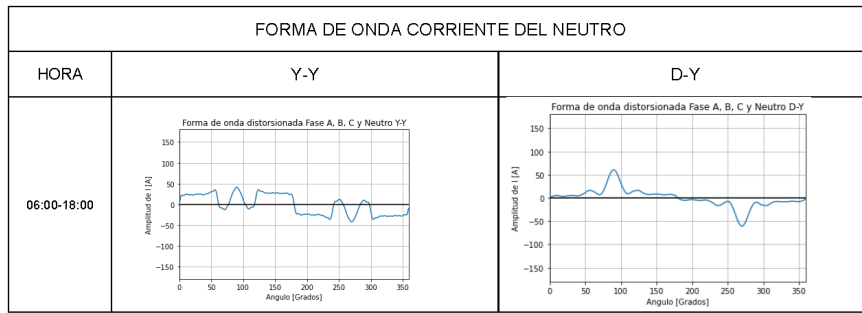


Figura 5.40: Forma de onda distorsionada del neutro en el intervalo horario de 06:00 a 18:00 horas.

Escenario de simulación No. 1 intervalo horario 6:00 a 7:00

La figura 5.41 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 6:00 a 7:00 de la señales de salida del inversor, carga 1 y carga 2 en la fase A, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión y un gran contenido de componentes armónicas debido al tipo de cargas conectadas y a su desbalance de fases.

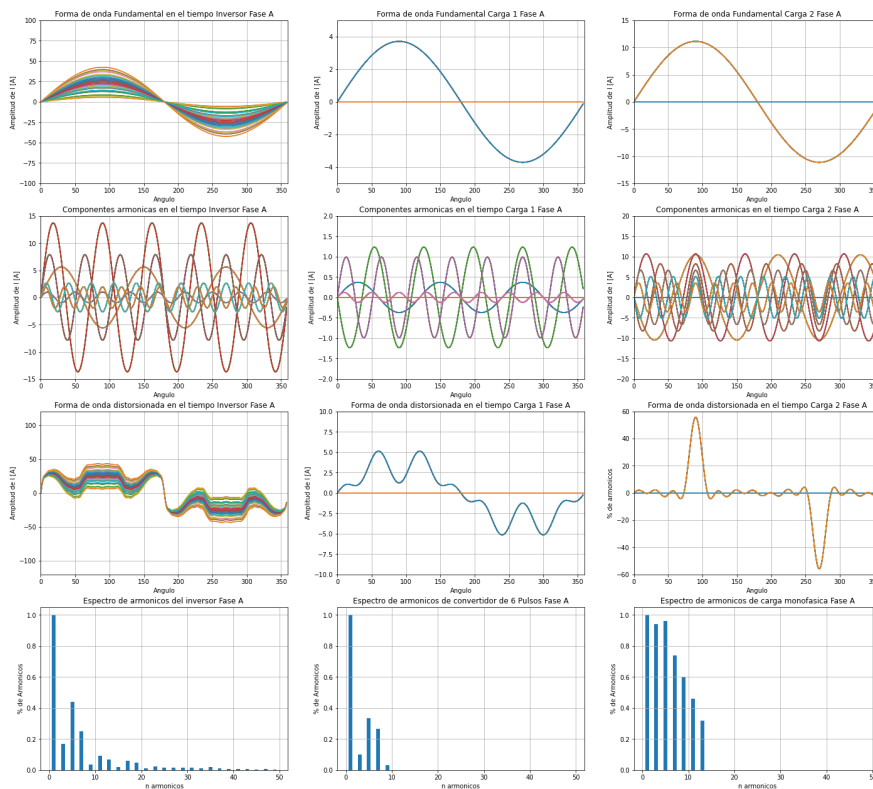


Figura 5.41: Simulación de distorsión armónica entre el Inversor, Carga 1 y Carga 2 de la Fase A para el intervalo horario 6:00 y 7:00.

La figura 5.42 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 6:00 a 7:00 de la señales de salida del inversor y carga 1 en la fase B, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión y un gran contenido de componentes armónicas, sin embargo su espectro armónico evidencia que el aporte de armónicos es menor respecto a la fase A.

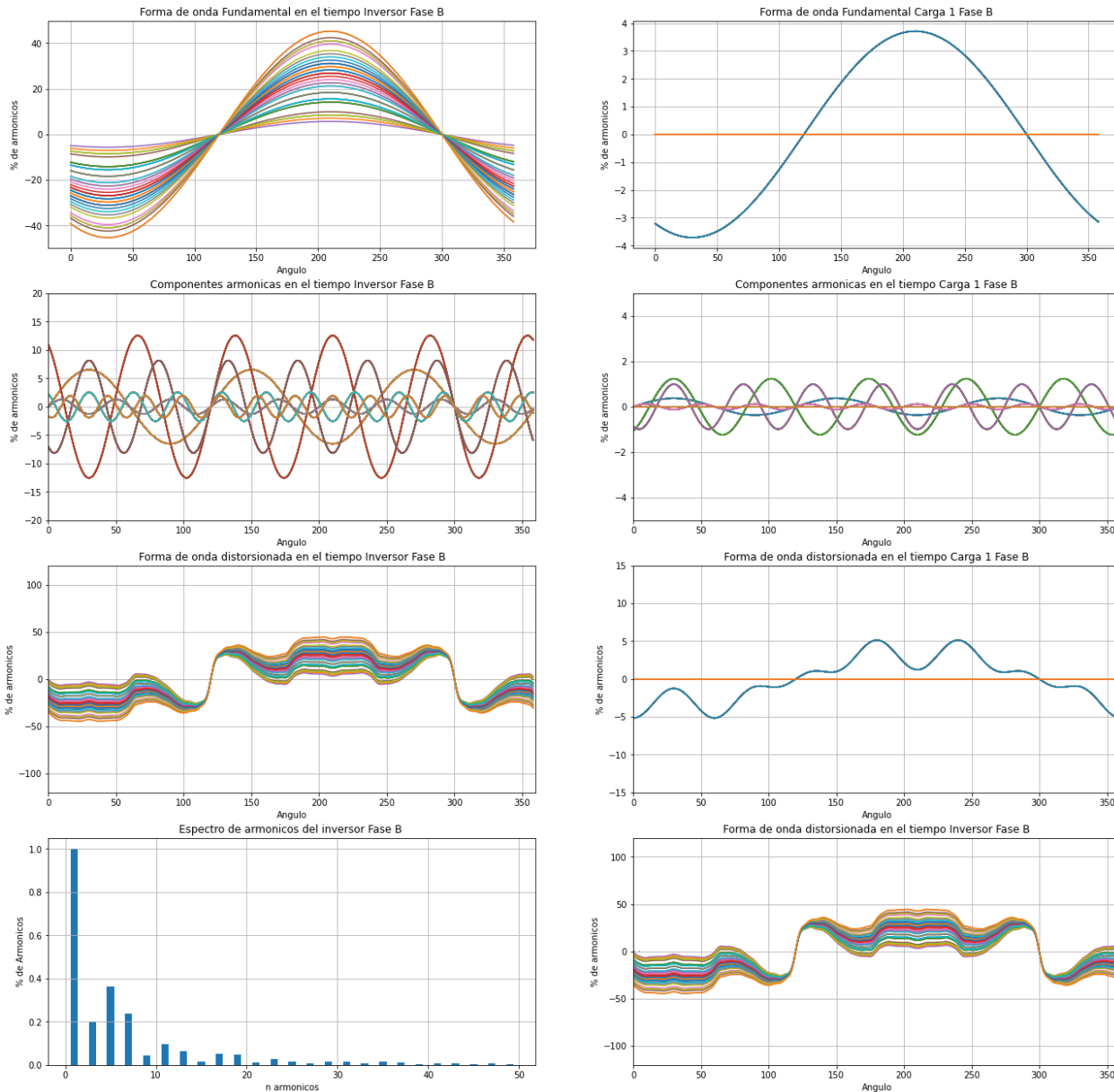


Figura 5.42: Simulación de distorsión armónica entre el Inversor y Carga 1 para el intervalo horario 6:00 y 7:00.

La figura 5.43 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 6:00 a 7:00 de la señales de salida del inversor y carga 1 en la fase C, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión y un gran contenido de componentes armónicas, sin embargo su espectro armónico evidencia que el aporte de armónicos es parecido al de la fase B.

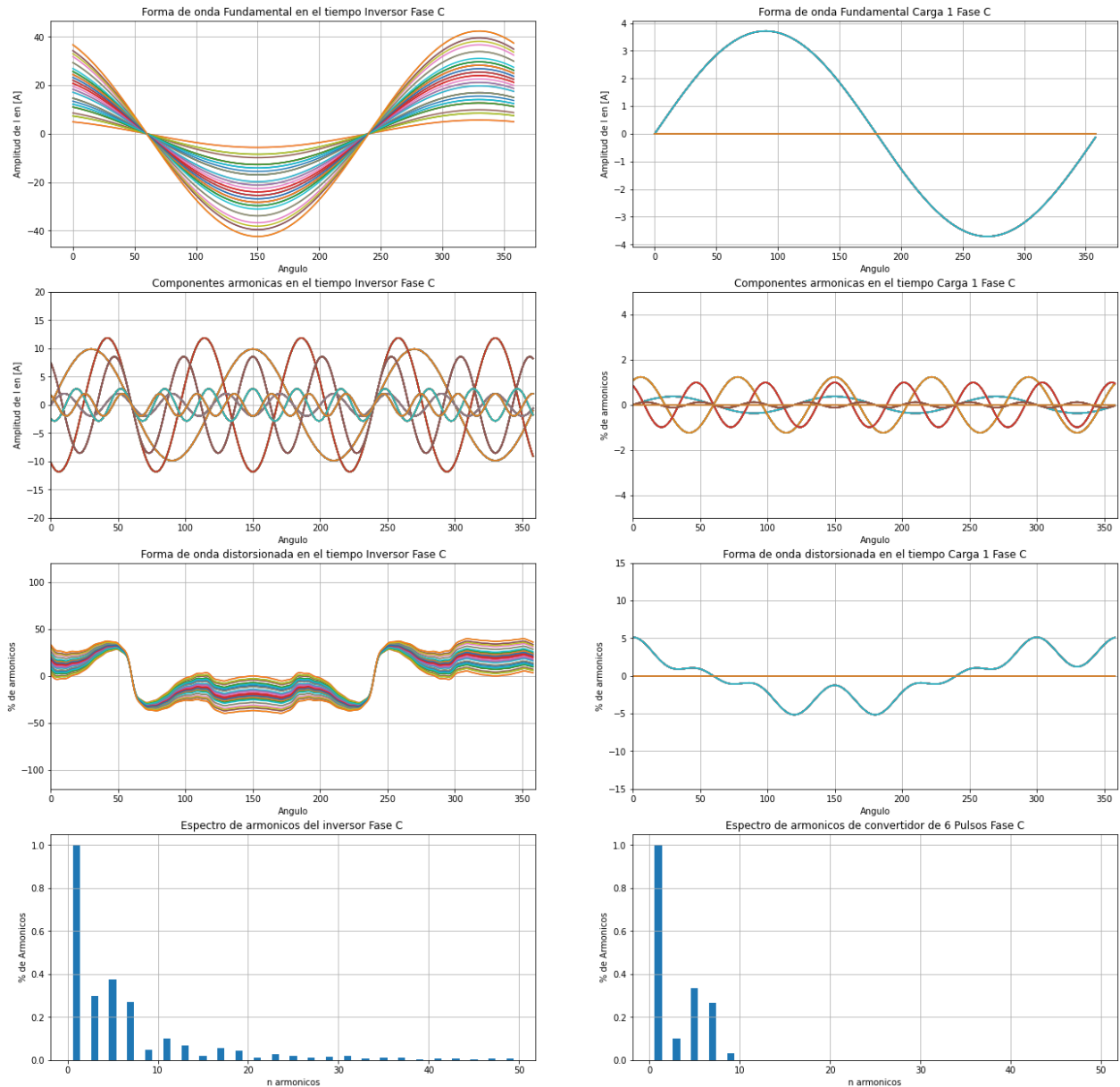


Figura 5.43: Simulación de distorsión armónica entre el Inversor y Carga 1 para el intervalo horario 6:00 y 7:00.

La figura 5.44 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 6:00 a 7:00 de las señales de salida resultante de la combinación entre el inversor, carga 1 y carga 2 en la fase A, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión y un gran contenido de componentes armónicas.

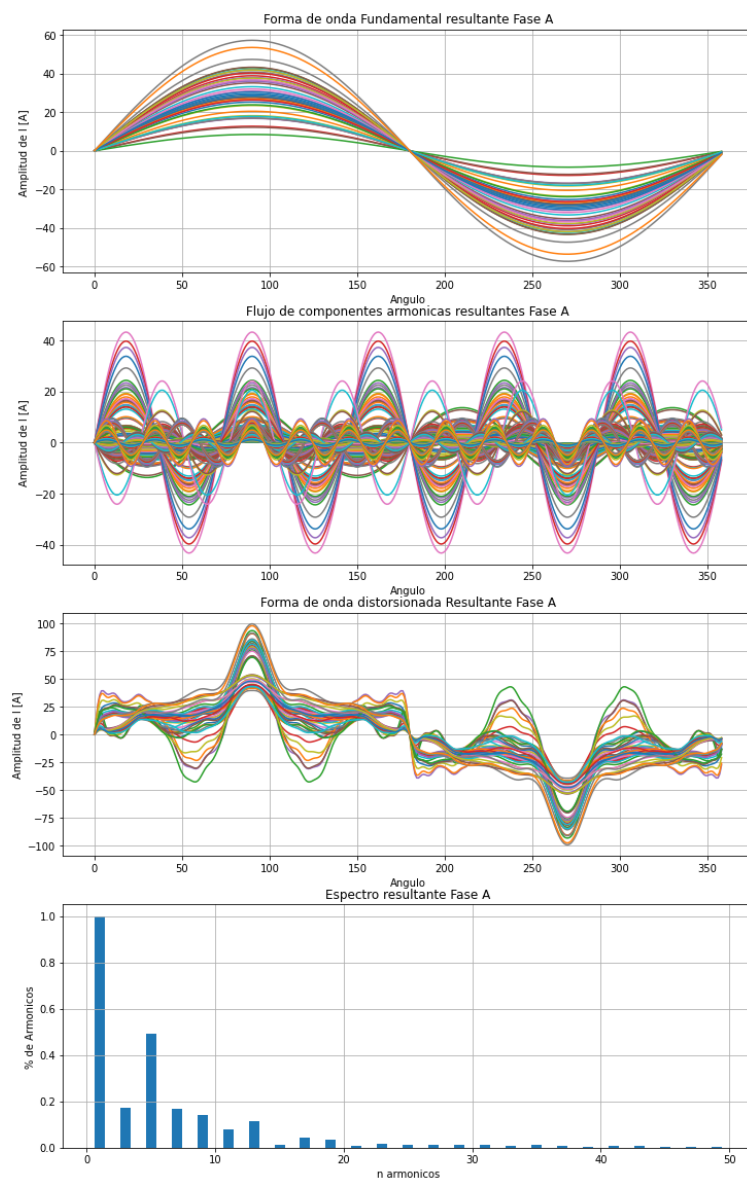


Figura 5.44: Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor, Carga 1 y Carga 2 de la Fase A entre el intervalo horario 6:00 y 7:00.

La figura 5.45 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 6:00 a 7:00 de la señales de salida del inversor y carga 1 en la fase B, se evidencia que la señal de salida distorsionada predominante debido al desbalance de fases y a la insuficiencia de radiación solar.

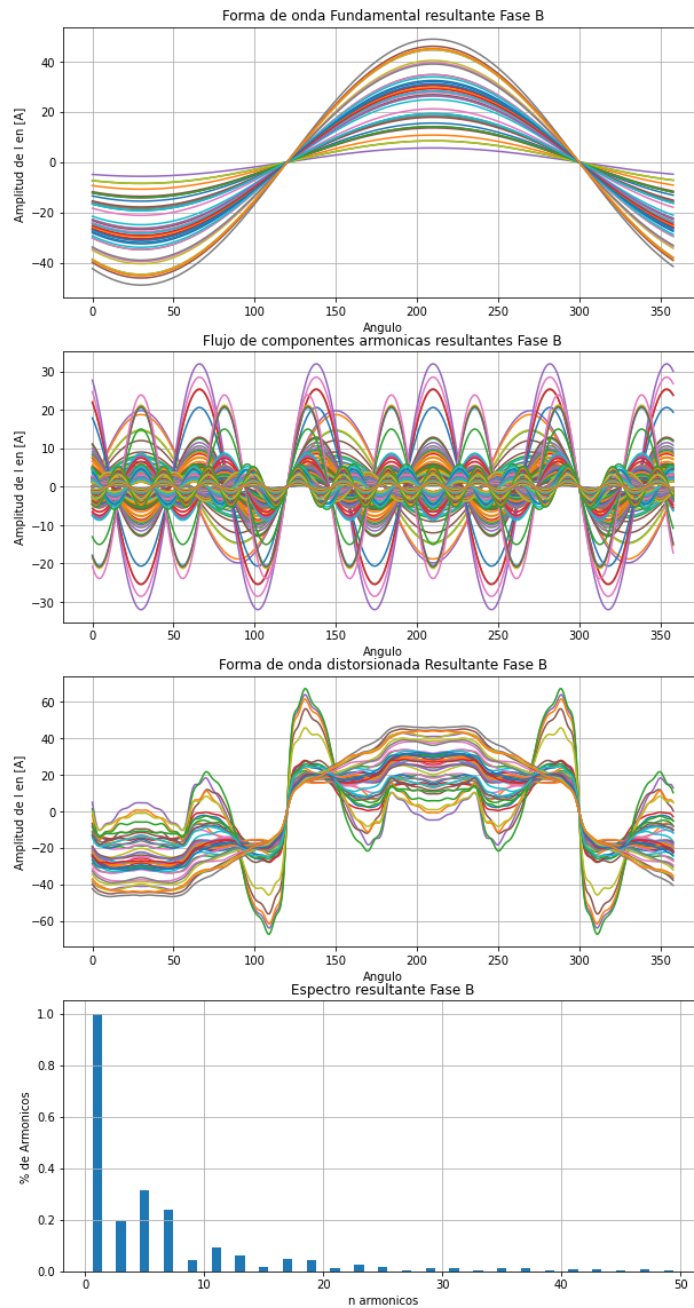


Figura 5.45: Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor y Carga 1 de la Fase B entre el intervalo horario 6:00 y 7:00.

La figura 5.46 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 6:00 a 7:00 de la señales de salida del inversor y carga 1 en la fase C, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión y un gran contenido de componentes armónicas, sin embargo su espectro armónico evidencia que el aporte de armónicos es parecido al de la fase B.

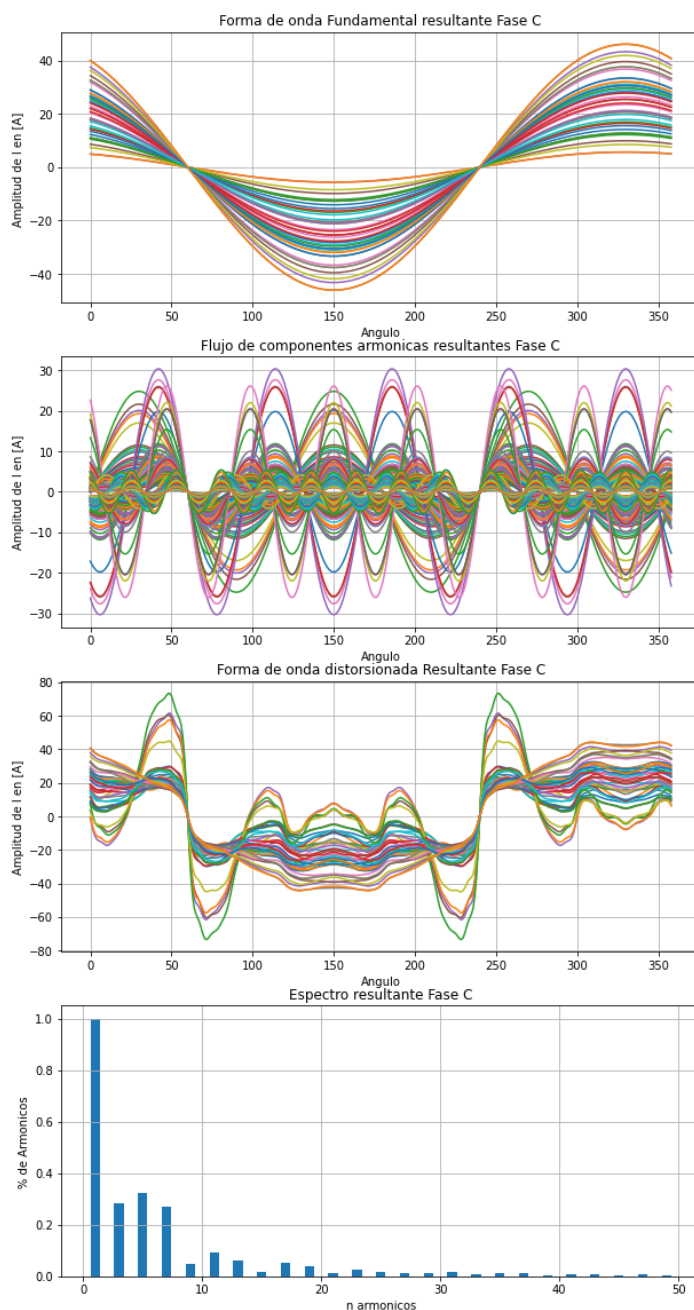


Figura 5.46: Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor y la Carga 1 de la Fase C entre el intervalo horario 6:00 y 7:00.

Escenario de simulación No. 2 intervalo Horario 11:00 a 12:00

La figura 5.47 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 11:00 a 12:00 de la señales de salida del inversor, carga 1 y carga 2 en la fase A, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión menor respecto a la presentada en el escenario No. 1 de 6:00 a 7:00 horas, figura 5.41, esto es debido a que presenta una mayor generación de energía y menor frecuencia de conmutación.

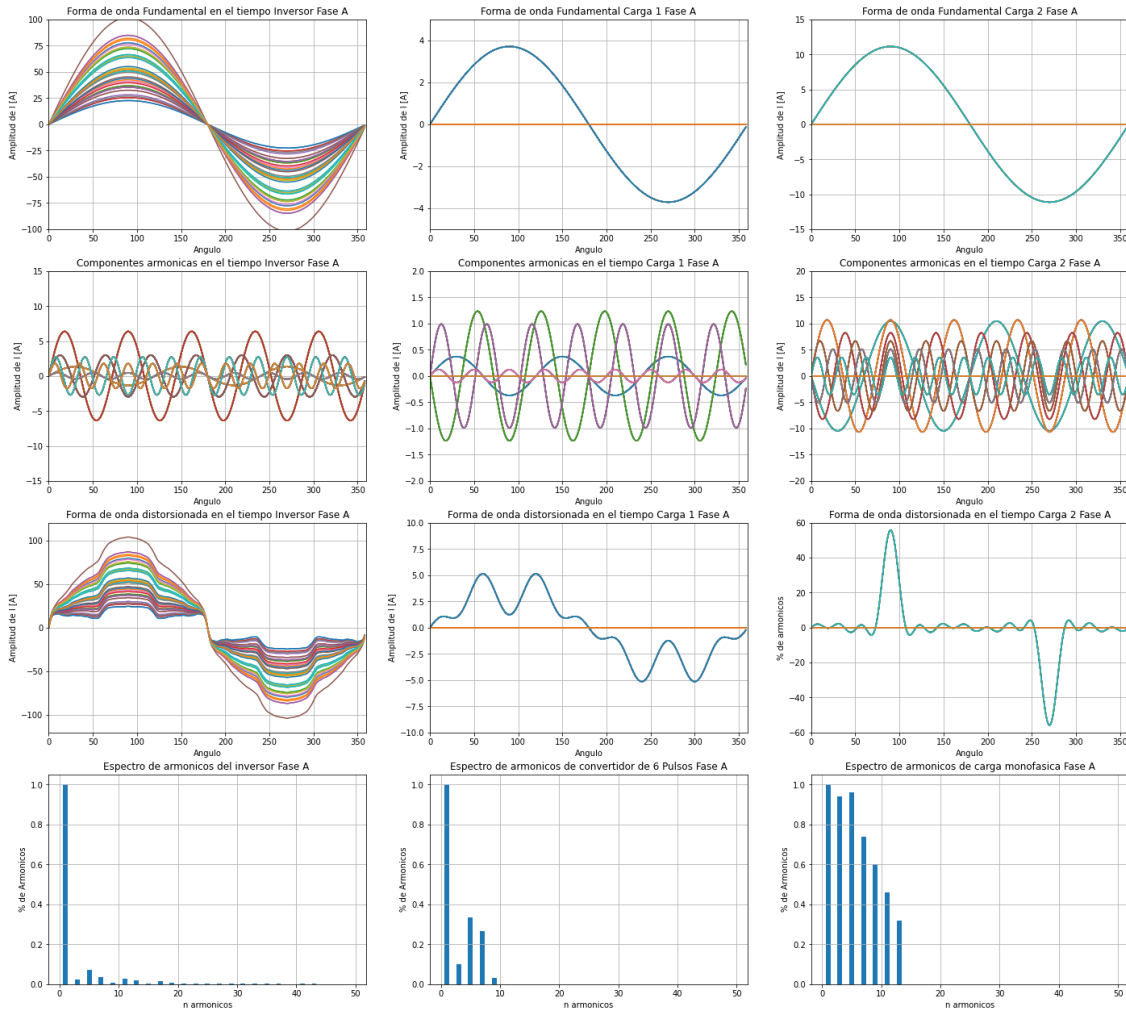


Figura 5.47: Simulación de distorsión armónica entre el Inversor, Carga 1 y Carga 2 de la Fase A entre el intervalo horario 11:00 a 12:00.

La figura 5.48 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 11:00 a 12:00 de la señales de salida del inversor y la carga 1 en la fase B, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión menor respecto a la presentada en el escenario No. 1 de 6:00 a 7:00 horas, figura 5.42, esto es debido a que presenta una mayor generación de energía y menor frecuencia de conmutación.

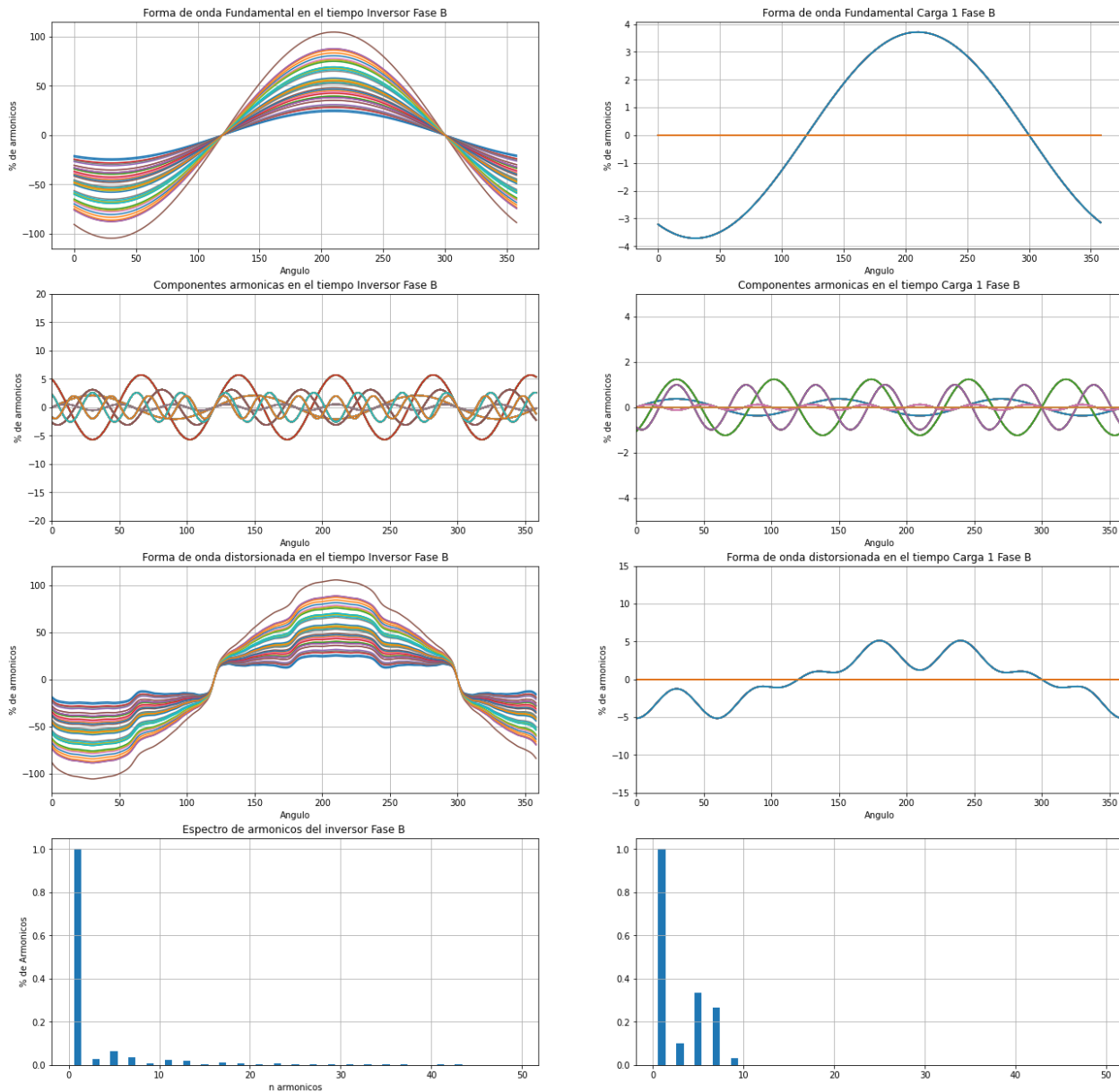


Figura 5.48: Simulación de distorsión armónica entre el Inversor y Carga 1 de la Fase B entre el intervalo horario 11:00 a 12:00.

La figura 5.49 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 11:00 a 12:00 de las señales de salida del inversor y la carga 1 en la fase C, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión menor respecto a la presentada en el escenario No. 1 de 6:00 a 7:00 horas, figura 5.43, esto es debido a que presenta una mayor generación de energía y menor frecuencia de conmutación.

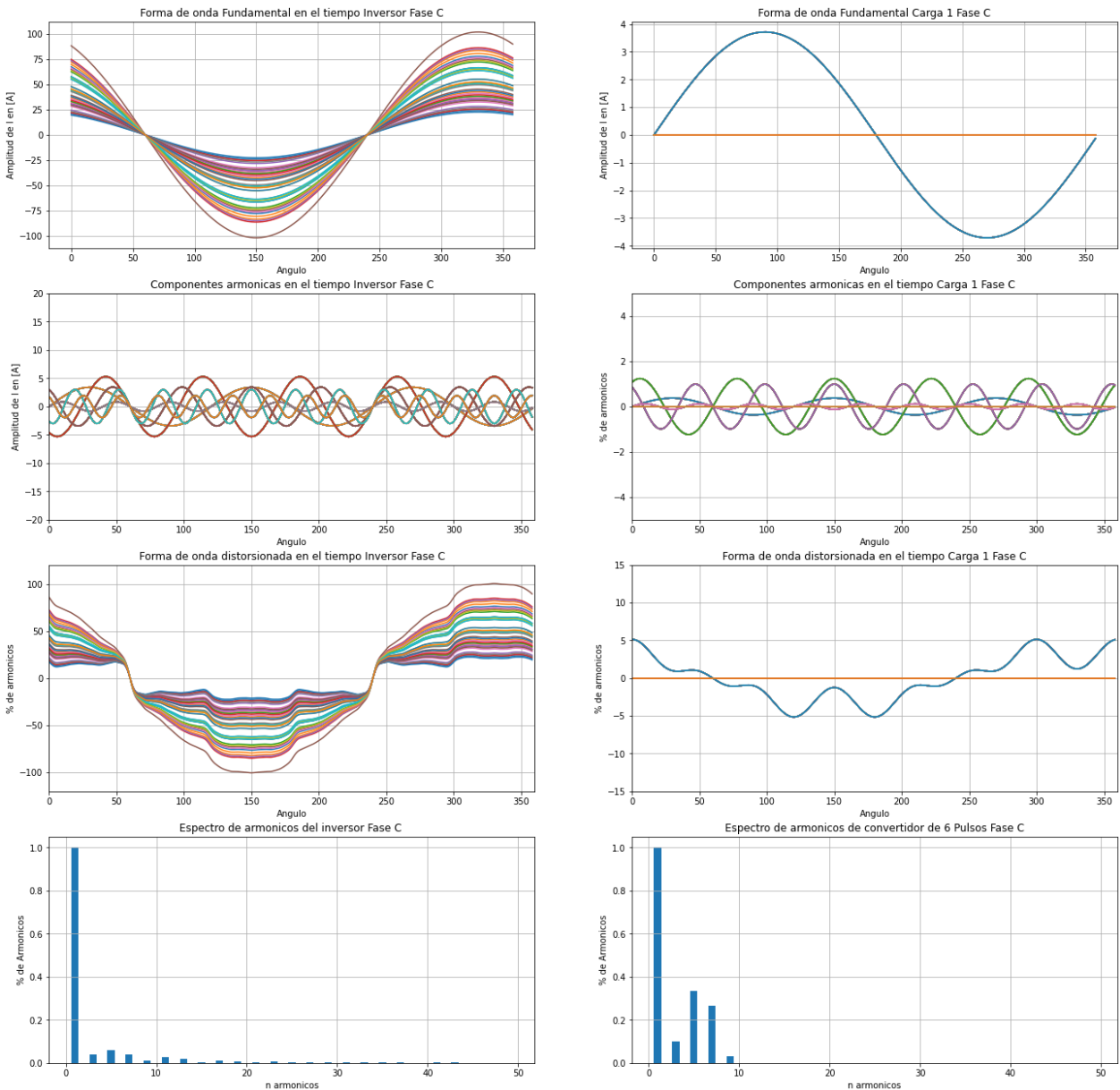


Figura 5.49: Simulación de distorsión armónica entre el Inversor y la Carga 1 de la Fase C entre el intervalo horario 11:00 a 12:00.

La figura 5.50 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 11:00 a 12:00 de las señales de salida del inversor y la carga 1 en la fase A, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión menor respecto a la presentada en el escenario No. 1 de 6:00 a 7:00 horas, figura 5.44, esto es debido a que presenta una mayor generación de energía y menor frecuencia de conmutación.

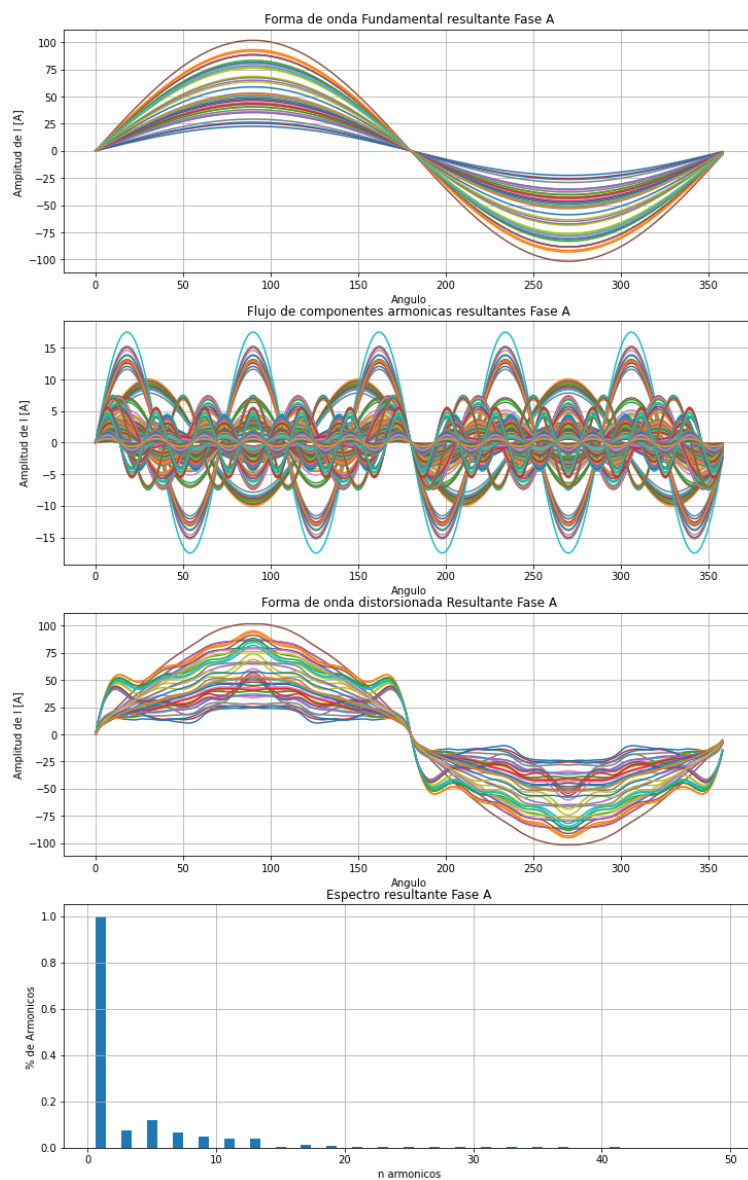


Figura 5.50: Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor, Carga 1 y Carga 2 de la Fase A entre el intervalo horario 11:00 a 12:00.

La figura 5.51 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 11:00 a 12:00 de la señales de salida del inversor y la carga 1 en la fase B, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión menor respecto a la presentada en el escenario No. 1 de 6:00 a 7:00 horas, figura 5.45, esto es debido a que presenta una mayor generación de energía y menor frecuencia de conmutación.

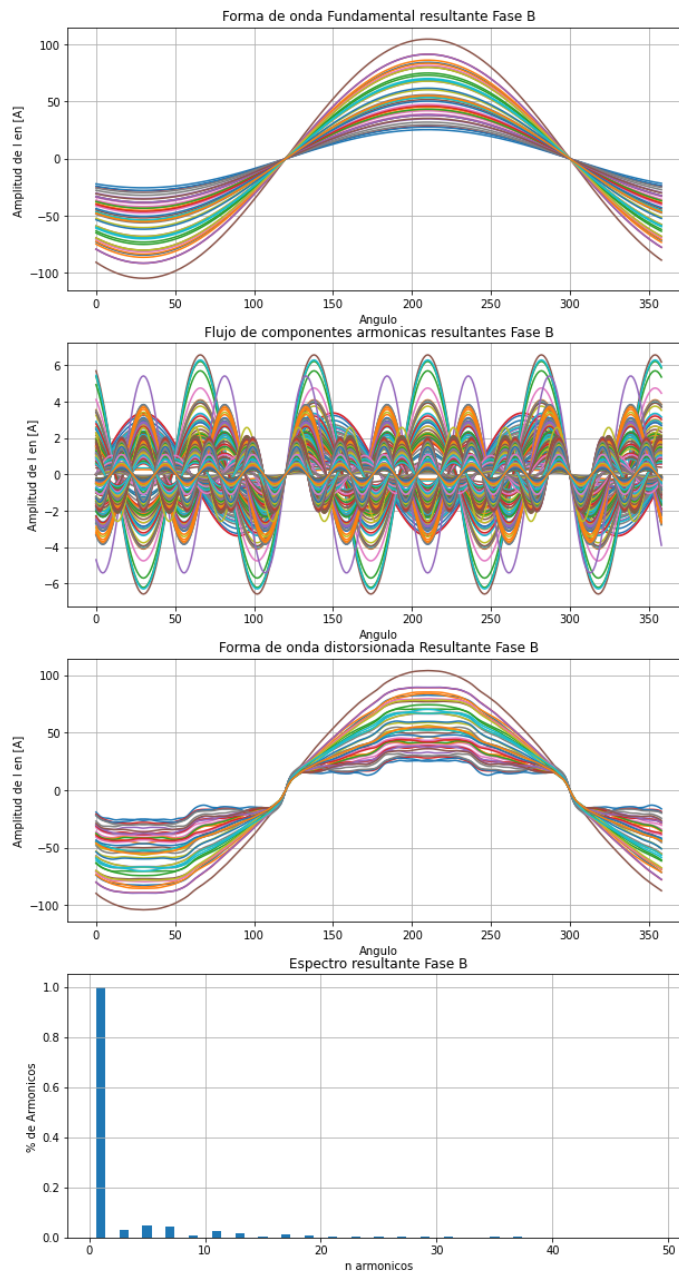


Figura 5.51: Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor y la Carga 1 de la Fase B entre el intervalo horario 11:00 a 12:00.

La figura 5.52 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 11:00 a 12:00 de la señales de salida del inversor y la carga 1 en la fase B, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión menor respecto a la presentada en el escenario No. 1 de 6:00 a 7:00 horas, figura 5.46, esto es debido a que presenta una mayor generación de energía y menor frecuencia de conmutación.

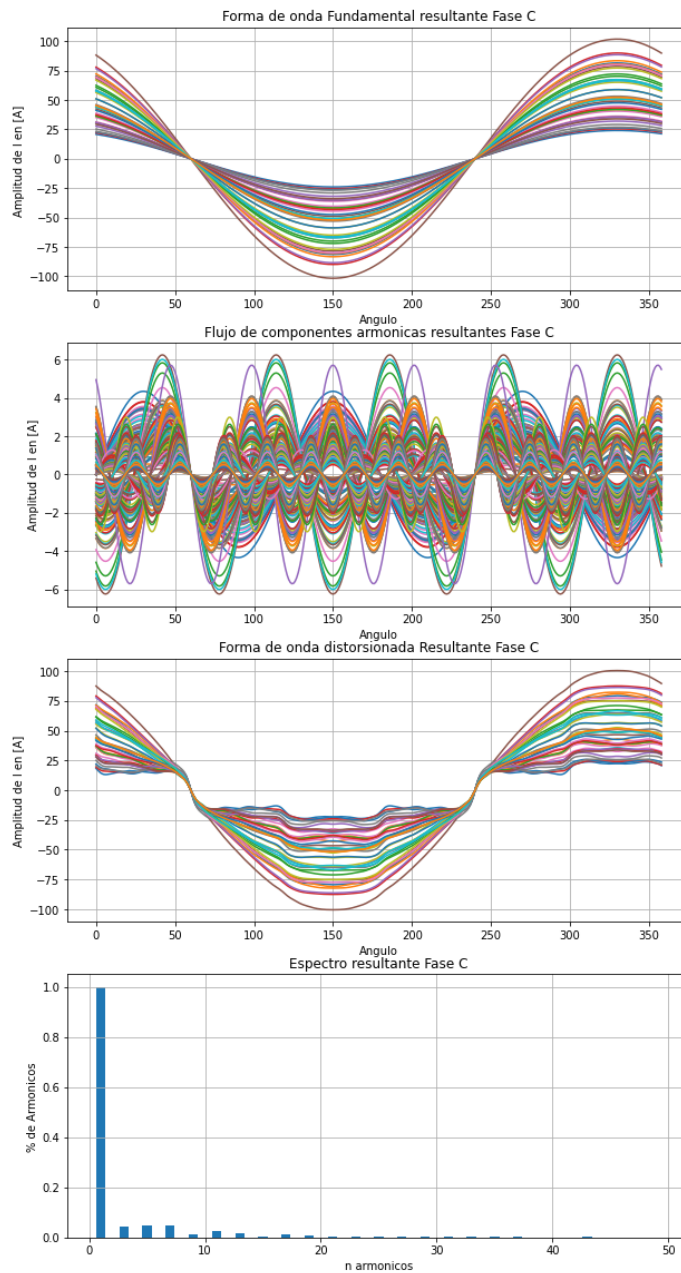


Figura 5.52: Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor y la Carga 1 de la Fase C entre el intervalo horario 11:00 a 12:00.

Escenario de simulación No. 3 intervalo Horario 17:00 a 18:00

La figura 5.53 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 17:00 a 18:00 de la señales de salida del inversor, carga 1 y carga 2 en la fase A, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión significativa respecto a la presentada en el escenario No. 2 de 11:00 a 12:00 horas, figura 5.47, esto es debido a que presenta una mayor frecuencia de conmutación y menor generación de energía.

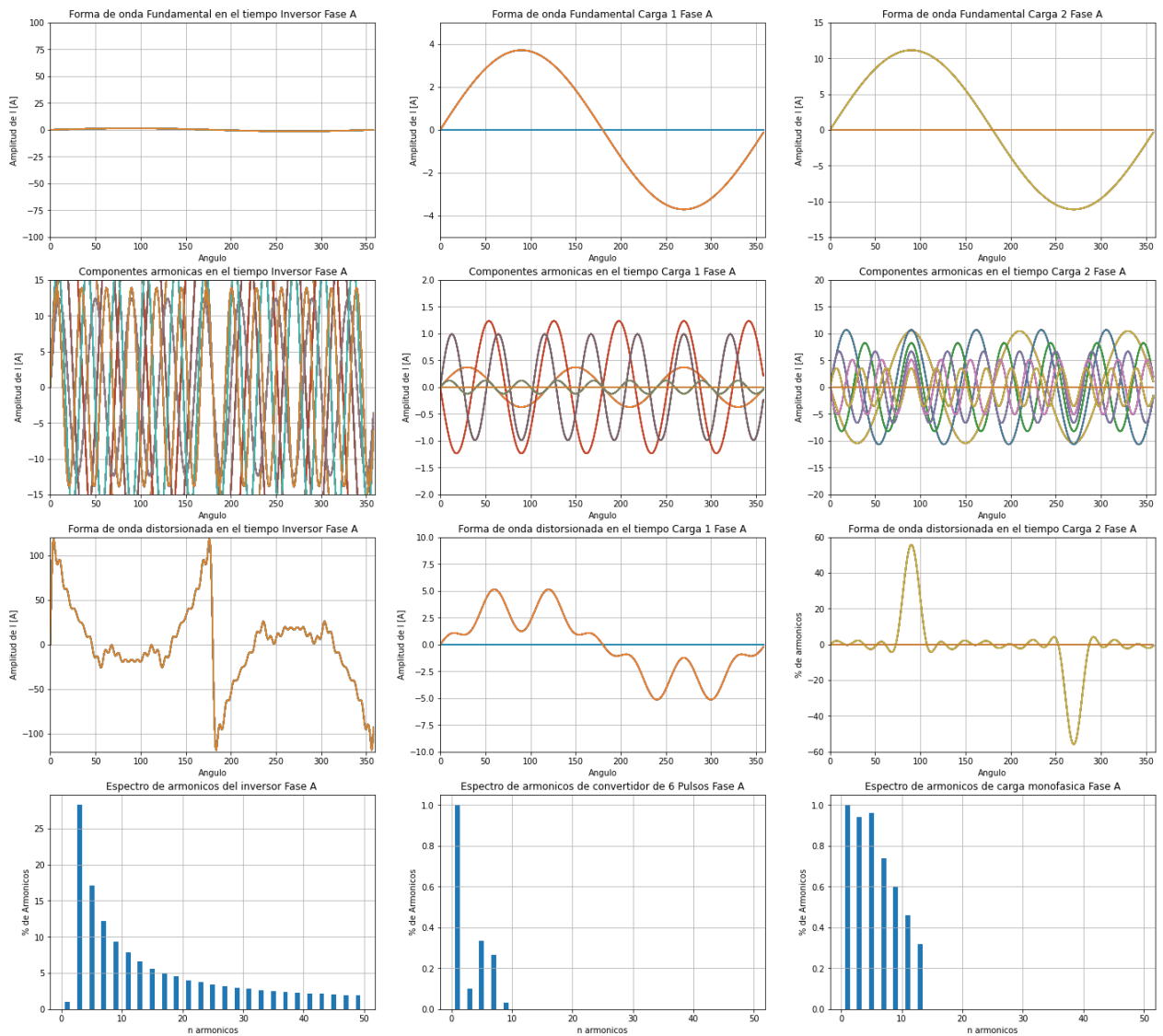


Figura 5.53: Simulación de distorsión armónica entre el Inversor, Carga 1 y Carga 2 de la Fase A entre el intervalo horario 17:00 a 18:00.

La figura 5.54 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 17:00 a 18:00 de la señales de salida del inversor y la carga 1 en la fase B, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión significativa respecto a la presentada en el escenario No. 2 de 11:00 a 12:00 horas, figura 5.48, esto es debido a que presenta una mayor frecuencia de conmutación y menor generación de energía.

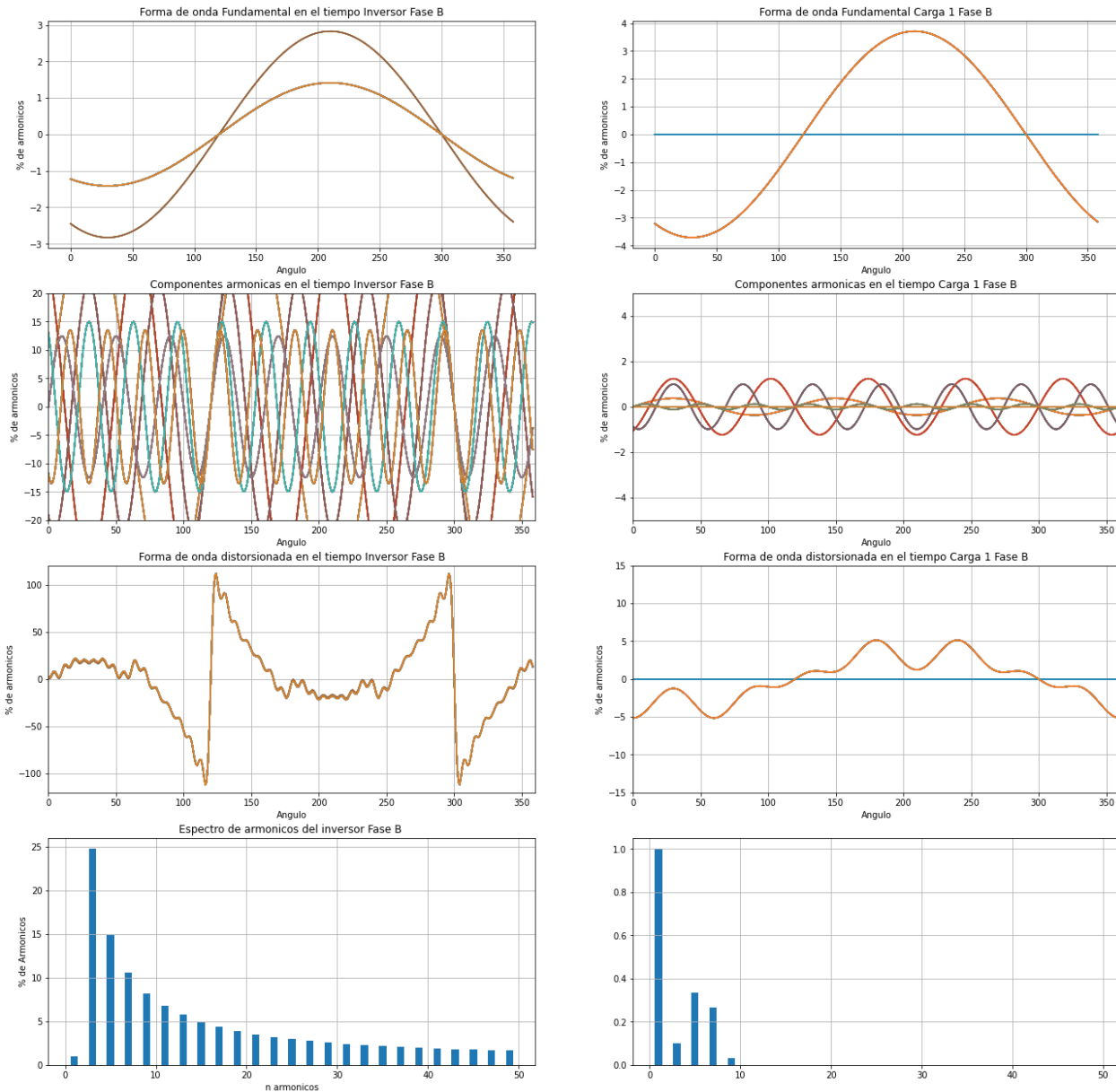


Figura 5.54: Simulación de distorsión armónica entre el Inversor y la Carga 1 de la Fase B entre el intervalo horario 17:00 a 18:00.

La figura 5.55 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 17:00 a 18:00 de la señales de salida del inversor y la carga 1 en la fase C, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión significativa respecto a la presentada en el escenario No. 2 de 11:00 a 12:00 horas, figura 5.49, esto es debido a que presenta una mayor frecuencia de conmutación, menor generación de energía y el desbalance en la fase.

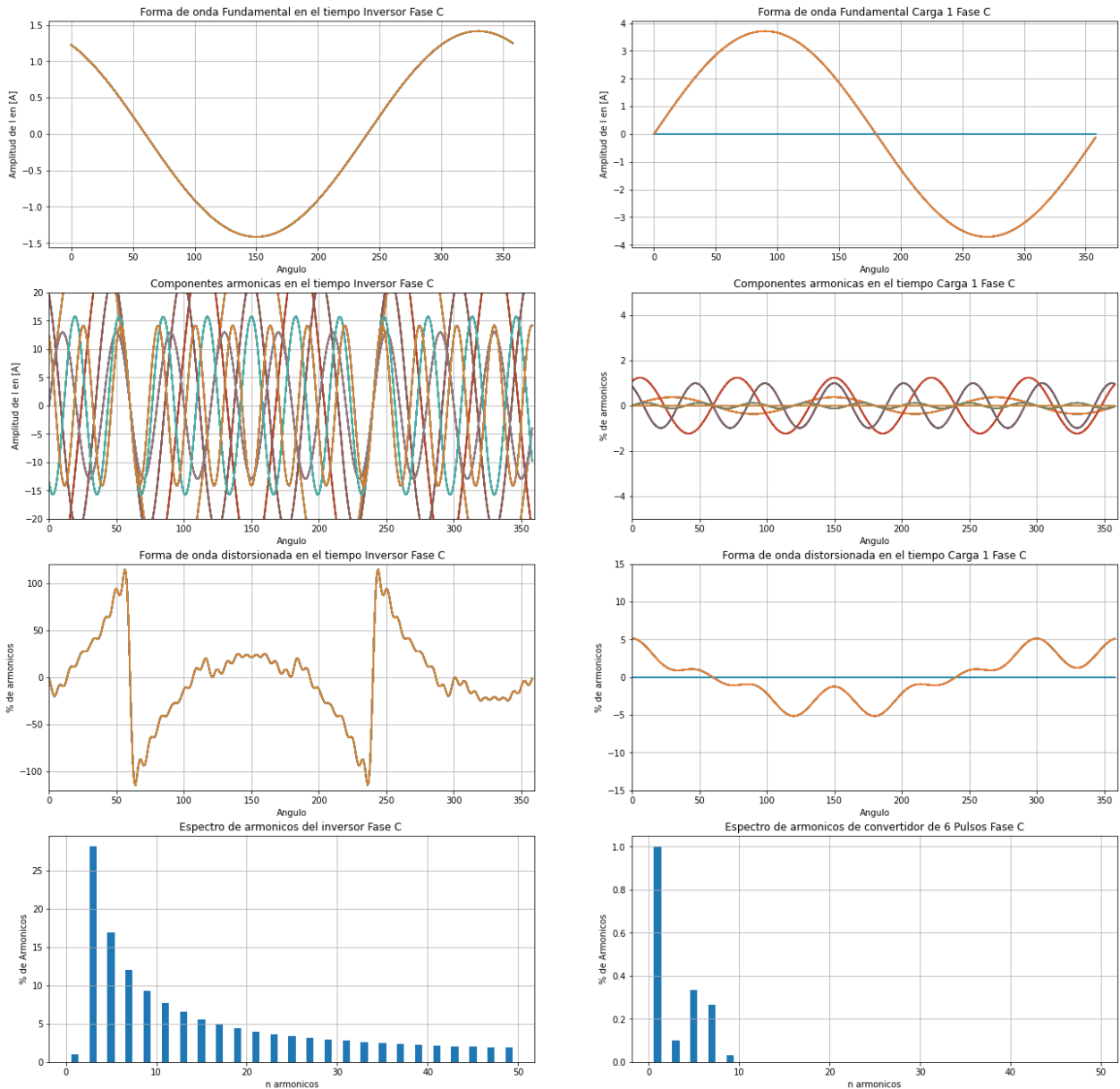


Figura 5.55: Simulación de distorsión armónica entre el Inversor y la Carga 1 de la Fase C entre el intervalo horario 17:00 a 18:00.

La figura 5.56 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 17:00 a 18:00 de la señales de salida resultante de combinar el inversor, la carga 1 y la carga 2 en la fase A, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión significativa respecto a la presentada en el escenario No. 2 de 11:00 a 12:00 horas, figura 5.50, esto es debido a que presenta una mayor frecuencia de conmutación, menor generación de energía y el desbalance en la fase.

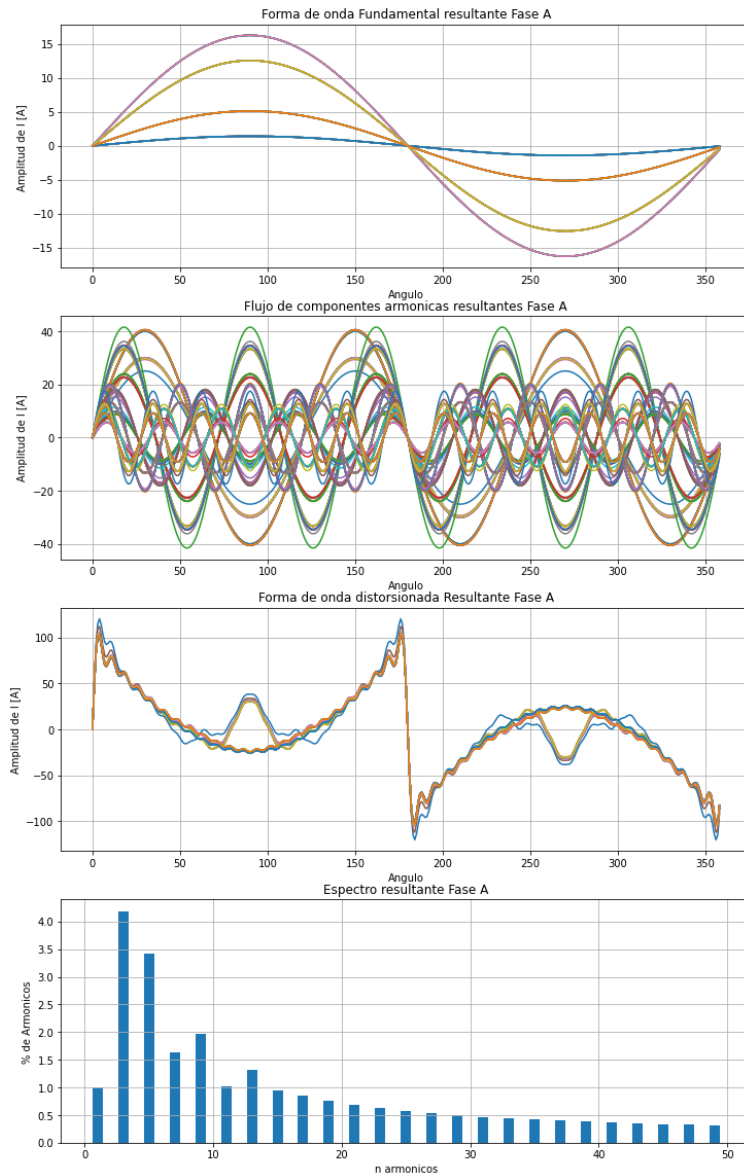


Figura 5.56: Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor, Carga 1 y Carga 2 de la Fase A entre el intervalo horario 17:00 a 18:00.

La figura 5.57 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 17:00 a 18:00 de la señales de salida resultante de combinar el inversor y la carga 1 en la fase B, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión significativa respecto a la presentada en el escenario No. 2 de 11:00 a 12:00 horas, figura 5.51, esto es debido a que presenta una mayor frecuencia de conmutación, menor generación de energía y el desbalance en la fase.

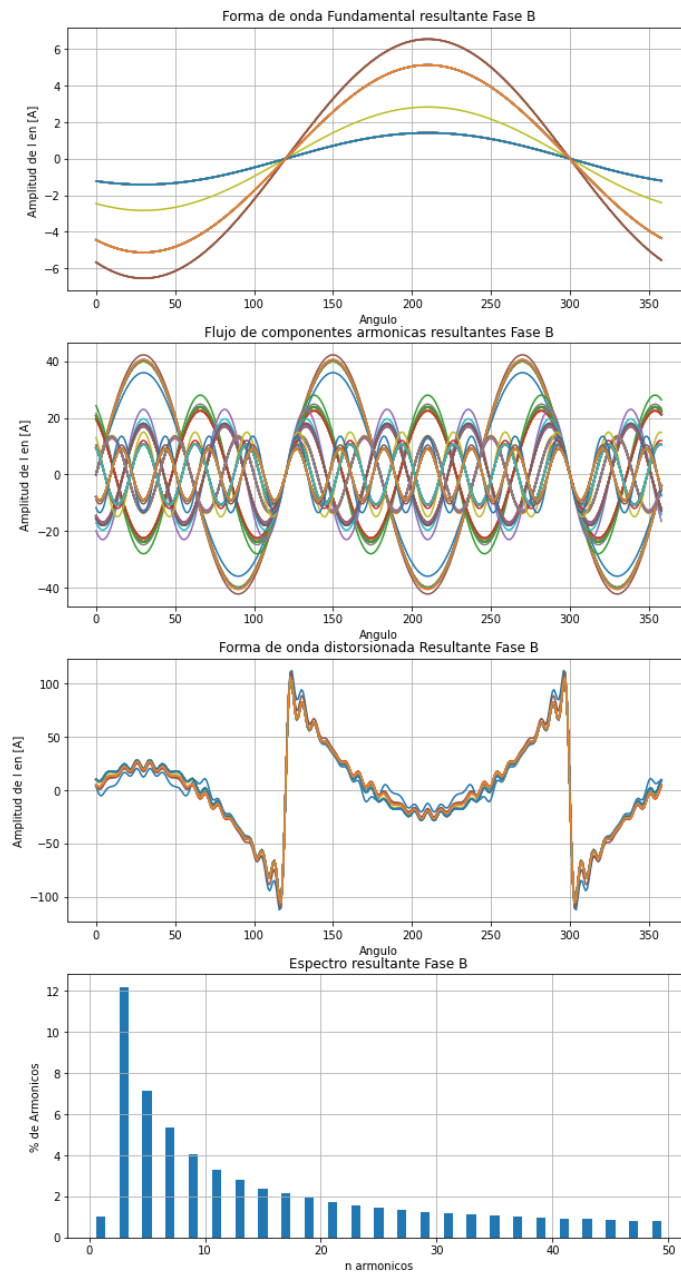


Figura 5.57: Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor y la Carga 1 de la Fase B entre el intervalo horario 17:00 a 18:00.

La figura 5.58 muestra el comportamiento en el intervalo horario de 17:00 a 18:00 de la señales de salida resultante de combinar el inversor y la carga 1 en la fase B, se evidencia que la señal de salida del inversor presenta una distorsión significativa respecto a la presentada en el escenario No. 2 de 11:00 a 12:00 horas, figura 5.52, esto es debido a que presenta una mayor frecuencia de conmutación, menor generación de energía y el desbalance en la fase.

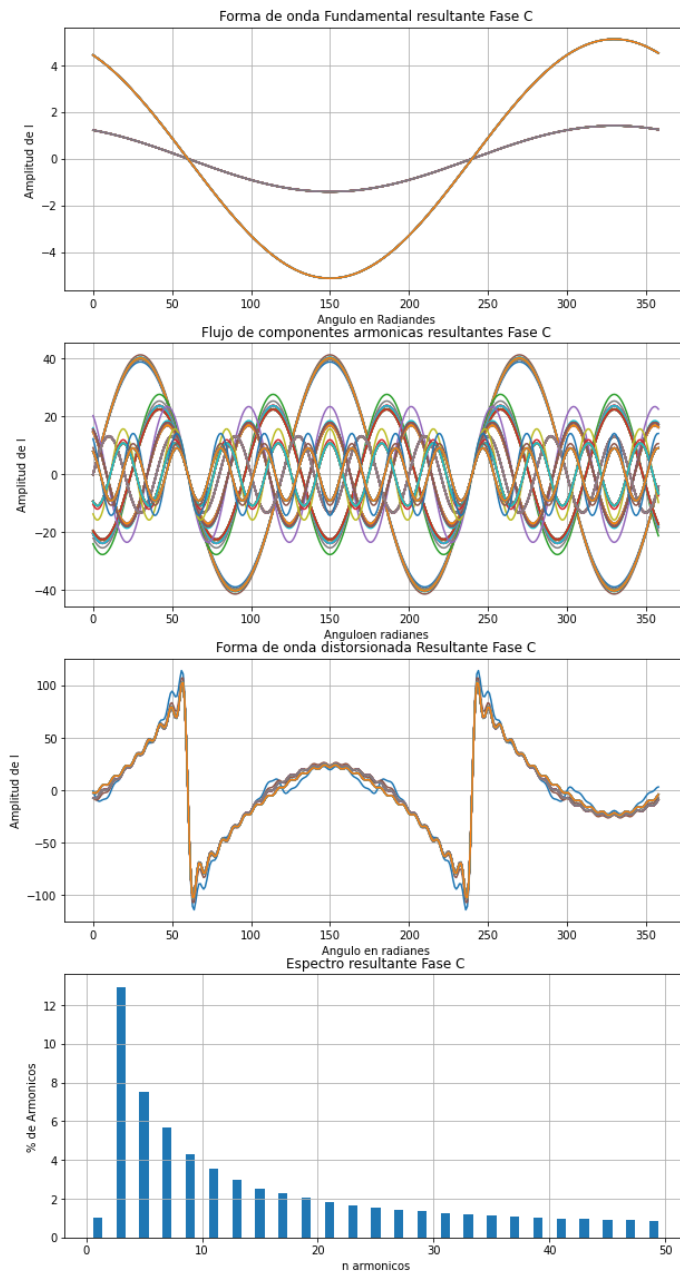


Figura 5.58: Simulación de distorsión armónica resultante de la penetración de armónicos del Inversor y la Carga 1 de la Fase C entre el intervalo horario 17:00 a 18:00.

En La figura 5.59 se puede evidenciar el comportamiento de la señal de salida en la combinación del inversor, la carga 1 y la carga 2 en el intervalo horario de 06:00 a 18:00, se evidencia que durante el 95 % del tiempo se espera que el $TDDi$ sea inferior o igual a 4.97 % para el sistema de eléctrico de baja tensión, lo que indica que el TDD se encuentra dentro los umbrales permitidos por la IEEE 519 de 2014, [12].

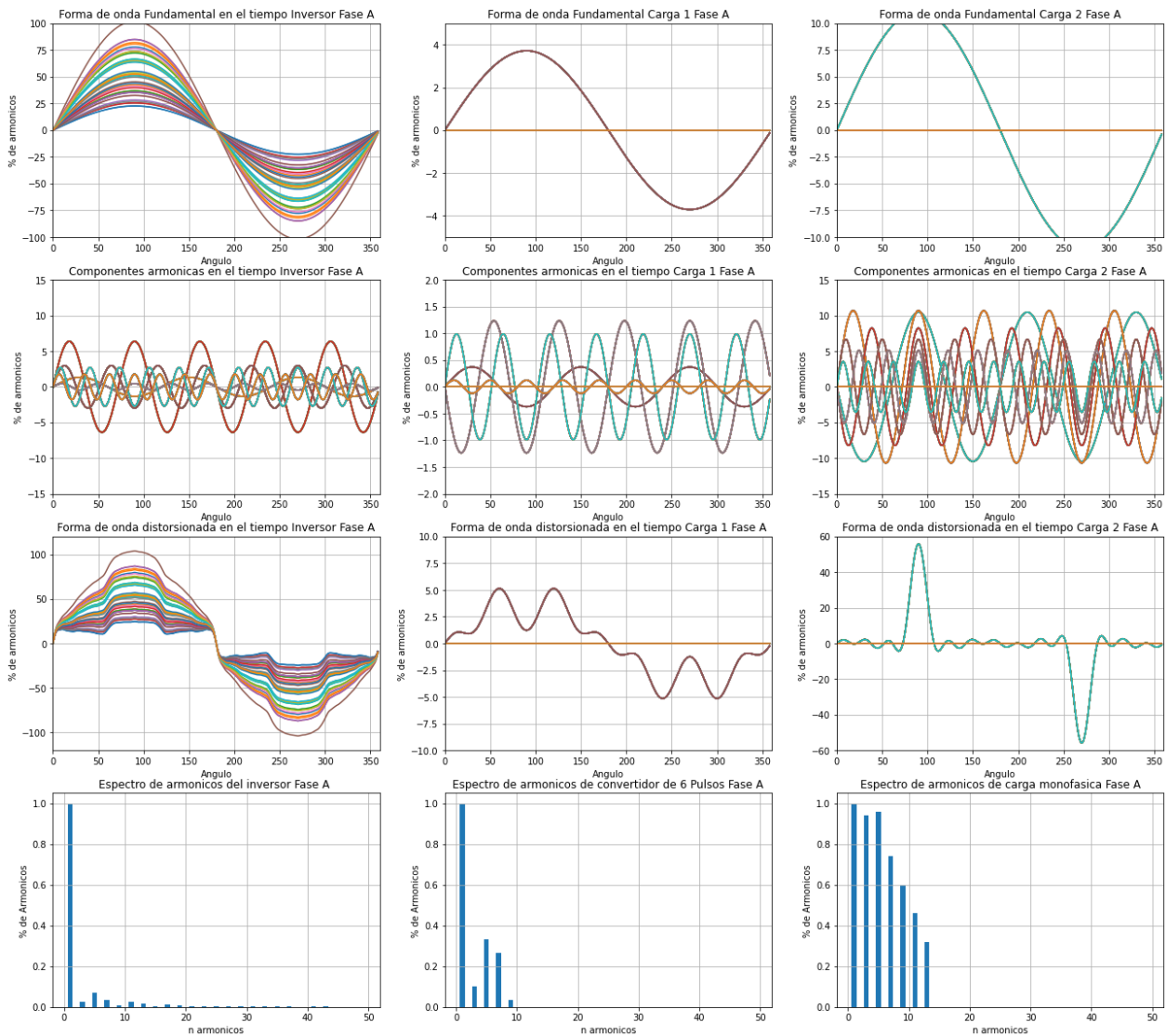


Figura 5.59: Simulación de señales Inversor, Carga 1 y Carga 2 al 100% de la producción de energía Fase A

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Conclusiones generales

El uso del lenguaje de programación Python aplicado a modelos probabilísticos como las cadenas de Markov y GMM para simular el comportamiento y calcular la probabilidad de superar los límites de THD_i en un sistema de generación fotovoltaica conectado directamente a la red para una edificación educativa, permitió caracterizar de forma precisa el aporte de armónicos del inversor, siendo así una herramienta útil para su gestión por su capacidad de procesar datos y comparar las tendencias de las mismas.

De igual forma, se propuso la implementación de una metodología que analiza de manera temporal y estadística el comportamiento del TDD_i en cada instante para las cargas conectadas al sistema eléctrico con generación fotovoltaica, encontrando la probabilidad no de sobrepasar los límites del TDD establecidos por la IEEE 519, ahora bien, a medida que el sistema fotovoltaico aumenta su producción de energía el THD_i alcanzando su máximo en el horario de 12:00 a 13:00 horas, la resultante de THD_i entre el inversor y las dos cargas no lineales, disminuye debido que el aporte de armónicos por parte del inversor se reduce al decrecer las conmutaciones en busca de su máxima potencia, de igual manera se evidencia que la conexión y desconexión individual de cargas no lineales al sistema eléctrico, presentaban un aumento de TDD_i con valores representativos mayor al 50% como lo es la carga monofásica, sin embargo a agrupar las cargas trifásica y monofásicas y conectarla al sistema eléctrico el porcentaje de distorsión armónica de corriente se aminora tomando valores menores al 5%, todo conlleva a que en cualquiera de los dos casos es posible determinar que el sistema fotovoltaico puede considerarse como una solución técnica en busca de la sostenibilidad y mejora del medio ambiente ya que ayuda a preservar los recursos naturales y reducir el impacto negativo de la actividad humana.

Su aplicación en este trabajo supone una aproximación que abre nuevas vías para la caracterización de los modelos mixtos en la disciplina de la ingeniería eléctrica. Aunque una

de las principales ventajas de la aplicación secuencial de estos procesos estocásticos es la de conocer en profundidad el comportamiento de un sistema eléctrico de baja tensión con generación solar fotovoltaica, su aplicación a lo largo del tiempo puede resultar incluso más valiosa.

En el desarrollo de esta investigación, aunque la implementación computacional de las cadenas de markov y del algoritmo EM relacionado a la mezcla de gaussianas mixtas, fueron desarrollados específicamente con el lenguaje de programación Python, existen programas estadísticos comerciales que incorporan la mayoría de las técnicas aquí empleadas, lo que facilita la incorporación de estas técnicas.

6.1.1. Medidas generales

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos de esta investigación, se relacionan a continuación algunas medidas generales de mitigación del fenómeno de armónicos.

Factor K en transformadores: En un sistema de distribución de baja tensión es normal encontrar contenido de armónicos debido a los diversos tipos de cargas que se encuentran conectadas y con el fin de mitigarlas se hace necesario especificar transformadores con un factor K resultante del análisis de armónicos y de esta forma reducir el calentamiento de su núcleo.

Transformadores dedicados: Otras de las formas de mitigar el contenido armónico es agrupar las cargas no lineales mediante un transformador dedicado, la resultante de dicho grupo de cargas tiene como objetivo cancelar armónicas y/o atenuar armónicas, en pocas palabras considerar transformadores delta estrella, en el lado delta desaparecerán las armónicas de secuencia cero relacionadas al neutro, teniendo en cuenta que en edificaciones de uso educativo como lo es el edificio Bloque I de la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito se conforma por equipos electrónicos de última tecnología.

Instalación de filtros: Con el fin de limitar la presencia de armónicos en un sistema de distribución de baja tensión, es posible considerar filtros ya sean activos, pasivos o híbridos, para ello se hace necesario realizar un estudio a profundidad del sistema de distribución en operación normal, realizar un análisis del factor de potencia y un levantamiento equipos especialmente del banco de condensadores, con el fin de conocer las condiciones reales del sistema de distribución eléctrica, es importante conocer la especificación de dicho equipo y de esta forma no generar un resonancia que provoque que el sistema de distribución sea sobre capacitivo y eleve niveles de tensión a los permitidos para el funcionamiento de las cargas conectadas.

Banco de batería: También es posible considerar un banco de baterías que permita

dar suplencia de energía al sistema de distribución de baja tensión cuando el sistema de generación fotovoltaica no encuentra su máxima potencia y no inyecta energía al sistema en forma estable.

6.2. Aportes

- Se estableció una metodología a partir de dos procesos estocásticos para caracterizar los inversores y determinar el aporte de armónicos que se inyectan al sistema eléctrico al que se encuentran conectados.
- Se determinó los valores de TDD_i para el sistema de generación fotovoltaica simulando escenarios temporales que recrean la conexión y desconexión de un número de cargas no lineales aleatorias.
- Se presentaron las medidas generales de mitigación para sistemas que superen los umbrales de TDD_i en armónicos de secuencia negativa.

6.3. Trabajos futuros

- Determinación y caracterización de THD_v , Factor de potencia, Sobre Carga, Flicker entre otras variables que puedan ser medibles en cualquier sistema de distribución en baja tensión y Media tensión.
- Cálculo de filtros para un sistema con alto contenido armónico con generación solar fotovoltaica
- Análisis del factor de potencia en sistemas de generación fotovoltaica
- Para sistemas de generación solar fotovoltaica calcular el factor K en transformadores, calcular las pérdidas en los devanados y consecuencia de conectar cargas que los saturan.
- Mejoramiento de la estabilidad de la inyección de energía al sistema de distribución alimentando por un sistema fotovoltaico.
- Caracterización de los inversores en sistemas de generación eólica.
- Implementar la metodología de caracterización de los inversores en edificaciones de uso hospitalario con generación solar fotovoltaica.

Referencias

- [1] ¿Cómo funcionan las celdas fotovoltaicas? (2016, octubre 25). Iluminet revista de iluminación. <https://www.iluminet.com/funcionamiento-paneles-fotovoltaicos-energia-solar/>
- [2] Martínez, N., Eduardo, A. (2015). Planificación y modelación de sistemas de generación fotovoltaica como alternativa para la iluminación en edificaciones educativas.
- [3] Rojas Cubides, H. E., Rivas Trujillo, E., Jaramillo Matta, A. A. (2014). Aspectos técnicos y normativos para el monitoreo y medición de armónicos. *Ingeniería*, 19(2), 1. <https://doi.org/10.14483/udistrital.jour.reving.2014.2.a07>
- [4] IRENA – International Renewable Energy Agency. (s/f). [Irena.org](http://irena.org). Recuperado el 8 de diciembre de 2022, de <https://www.irena.org/>
- [5] Congreso de la república, “Por la cual se dictan disposiciones para el fomento de la investigación científica y el desarrollo tecnológico y se otorgan facultades extraordinarias”, pp. 1-4. [En línea]. Disponible en <https://minciencias.gov.co/sites/default/files/upload/reglamentacion/ley-29-1990.pdf>
- [6] Congreso de la república, “Por el cual se dictan normas sobre asociación para actividades científicas y tecnológicas, proyectos de investigación y creación de tecnologías”, pp. 1-4. [En línea]. Disponible en <https://minciencias.gov.co/sites/default/files/upload/reglamentacion/decreto-393-1991.pdf>
- [7] Congreso de la república, “Ley 1715 Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”, pp. 1-16. [En línea]. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview=>
- [8] “Comisión de regulación de energía y gas, “CREG 098 Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el

- Sistema Interconectado Nacional”, pp. 1-22, 30 AGOSTO DE 2019, [En línea]. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview=>
- [9]] K. Rahini, S. Mohajeryami, A. Majzoobi, “Effects of Photovoltaic Systems on Power Quality”, IEEE 2016 North American Power Symposium (NAPS), pp. 1-6. [En línea]. Disponible en <https://doi.org/10.1109/NAPS.2016.7747955>.
- [10] P. B. Demerval, J.E. Pessanha, “Monitoring and Simulation of Power Quality Problems: A Case Study”, IEEE 2018 International Conference on Power Energy, Environment and Intelligent Control (PEEIC), pp.1-5.[En línea].Disponible en <https://doi.org/10.1109/PEEIC.2018.8665626>
- [11] H. Ibrahim, D. M. Yehia, A. M. Azmy, “Power Quality Investigation of Distribution Networks with High Penetration of Solar Energy”, IEEE 2019 21 st International Middle East Power Systems Conference (MEPCOM), pp. 1-6. [En línea]. Disponible en <https://doi.org/10.1109/MEPCON47431.2019.9008226>
- [12] “IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems”, in IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992) , vol., no., pp.1-29, 11 June 2014, <https://doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6826459>.
- [13] Muñoz, O. A. (2019, marzo 8). Diferencias entre los reguladores de carga solar PWM y MPPT. Atersa.shop. <https://atersa.shop/diferencias-entre-los-reguladores-de-carga-solar-pwm-y-mppt/>
- [14] Fernández, D. C. (2022). ESTUDIO Y OPTIMIZACIÓN DE UNA INSTALACIÓN HÍBRIDA DE AUTOCONSUMO EN ESPAÑA (Solar FV + Solar Térmica + Bomba de calor) [Universidad Politécnica de Madrid]. https://oa.upm.es/72148/3/TFM_DANIEL_CANDELERO_FERNANDEZ.pdf
- [15] ABB, ”string inverters - TRIO 20/27.6.”, URL=https://library.e.abb.com/public/72b3af94435e7255c1257ccf004de9cc/TRIO-20.0-27.6-W_BCD.00471_EN.pdf
- [16] Campos-Rojas, J. (2017). Sistema para la evaluación de parámetros eléctricos de micro inversores de sistemas fotovoltaicos. Instituto Tecnológico de Costa Rica.
- [17] Hart, W Daniel. (2011). Power Electronics.Mc Graw Hill.
- [18] M. Johansson and T. Olofsson, “Bayesian Model Selection for Markov, Hidden Markov, and Multinomial Models”, in IEEE Signal Processing Letters, vol. 14, no. 2, pp. 129-132, Feb. 2007, doi: 10.1109/LSP.2006.882094.

- [19] E. Gassiat and S. Boucheron, “Optimal error exponents in hidden Markov models order estimation”, in *IEEE Transactions on Information Theory*, vol. 49, no. 4, pp. 964-980, April 2003, doi: 10.1109/TIT.2003.809574.
- [20] Mei Chen, Yan Liu and Mingguang Zhuang, “High dimension finite mixture Gaussian model estimation for short time Fourier decomposition by EM-algorithm,” 2008 International Conference on Information and Automation, 2008, pp. 686-691, doi: 10.1109/ICINFA.2008.4608086.
- [21] Mei Chen, Yan Liu and Mingguang Zhuang, “High dimension finite mixture Gaussian model estimation for short time Fourier decomposition by EM-algorithm,” 2008 International Conference on Information and Automation, 2008, pp. 686-691, doi: 10.1109/ICINFA.2008.4608086.
- [22] Instituto colombiano de normas técnicas y certificaciones, ICONTEC 2008, “NTC 5001, Calidad de la potencia eléctrica límites y metodología de evaluación en puntos de conexión común”, I.C.S.:29240.20, pp.1-60
- [23] H. Daniel “Power electronics”, 2011, pp. 1-494
- [24] C. C. Ahmed, M. Cherkaoui and M. Mokhlis, “MPPT Control for Photovoltaic System using hybrid method under variant weather condition”, 2019 International Conference on Wireless Technologies, Embedded and Intelligent Systems (WITS), 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/WITS.2019.8723854.
- [25] “IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, in *IEEE Std 1547.2-2008* , vol., no., pp.1-217, 15 April 2009, doi: 10.1109/IEEESTD.2008.4816078.
- [26] R.Nian, G. Ji and M. Verleysen, “An Unsupervised Gaussian Mixture Classification Mechanism Based on Statistical Learning Analysis”, 2008 Fifth International Conference on Fuzzy Systems and Knowledge Discovery, 2008, pp. 14-18, doi: 10.1109/FSKD.2008.333.
- [27] J. D. Tucker, J. T. Cobb and M. R. Azimi-Sadjadi, “Generalized likelihood ratio test for finite mixture model of K-distributed random variables”, 2011 Digital Signal Processing and Signal Processing Education Meeting (DSP/SPE), 2011, pp. 443-448, doi: 10.1109/DSP-SPE.2011.5739255.
- [28] Y. Ephraim and W. J. J. Roberts, “An EM Algorithm for Markov Modulated Markov Processes ”, in *IEEE Transactions on Signal Processing*, vol. 57, no. 2, pp. 463-470, Feb. 2009, doi: 10.1109/TSP.2008.2007919.

- [29] C. Biernacki, G. Celeux and G. Govaert, "Assessing a mixture model for clustering with the integrated completed likelihood," in *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, vol. 22, no. 7, pp. 719-725, July 2000, doi: 10.1109/34.865189.
- [30] F. D. Irimia, A. Baraboi, M. Andrusca and M. Adam, "About some quality aspects regarding the renewable energy installations voltage", 11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, 2011, pp. 1-6, [https://doi: 10.1109/EP-QU.2011.6128808](https://doi.org/10.1109/EP-QU.2011.6128808).
- [31] P. B. Borase and S. M. Akolkar, "Energy management system for microgrid with power quality improvement", 2017 International conference on Microelectronic Devices, Circuits and Systems (ICMDCS), 2017, pp. 1-6, [https://doi: 10.1109/ICMDCS.2017.8211710](https://doi.org/10.1109/ICMDCS.2017.8211710).
- [32] P. Lezhnyuk, V. Komar, S. Kravchuk and O. Nanaka, "Providing fixed level of electric energy supply quality in conditions of renovation of power distribution electrical networks with renewable energy sources", 2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON), 2017, pp. 379-383, [https://doi: 10.1109/UKRCON.2017.8100514](https://doi.org/10.1109/UKRCON.2017.8100514).
- [33] X. Liu, H. Wang and C. Wang, "T-S Fuzzy Maximum Power Point Tracking Control of Z-source Photovoltaic Inverter," 2018 IEEE 4th International Conference on Control Science and Systems Engineering (ICCSSE), 2018, pp. 150-153, doi: 10.1109/CCSSE.2018.8724842.
- [34] Ingelibre. (2014, noviembre 9) <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>
- [35] (S/f). Edu.ar. Recuperado el 8 de diciembre de 2022, de [http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/93306/Documento_completo.pdf - PDFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/93306/Documento_completo.pdf-PDFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [36] R. Singh, B. Pal and R. Jabr, "Statistical representation of distribution system loads using Gaussian Mixture Model," IEEE PES General Meeting, 2010, pp. 1-1, doi: 10.1109/PES.2010.5588085.
- [37] A. Tejada, A. Llamas, "Efectos de las armónicas en los sistemas eléctricos", M.S. Tesis, ITESM, Mexico, 1997
- [38] Instituto colombiano de normas técnicas y certificaciones, ICONTEC 2008, "NTC 5000, Calidad de la potencia eléctrica definiciones y términos fundamentales", I.C.S.:33.100, pp.1-16, 18 septiembre 2002

- [39] Comisión de regulación de energía y gas, “CREG 024 por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de distribución de energía eléctrica”, pp. 1-10, 26 abril 2005, [En línea]. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview=>
- [40] Comisión de regulación de energía y gas, “CREG 016 por la cual se modifican parcial la revolución CREG 024 de 2005 que establece las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a la distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”, pp. 1-6. 26 febrero 2007, [En línea]. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview=>
- [41] Comisión de regulación de energía y gas, “CREG 108 Por la cual se señalan criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones..”, pp. 1-36. [En línea]. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview=>
- [42] Ministerio de minas y energía, MINENERGIA, “RETIE, Reglamento técnico de instalaciones eléctricas”, pp.1-208, 30 agosto 2013
- [43] K. Hall, “EN/IEC 61000-3-2 harmonic analyzer evaluations,” 2004 International Symposium on Electromagnetic Compatibility (IEEE Cat. No.04CH37559), 2004, pp. 153-156 vol.1, <https://doi: 10.1109/ISEMC.2004.1350016>.
- [44] K. N. Sakthivel, S. K. Das and K. R. Kini, “Importance of quality AC power distribution and understanding of EMC standards IEC 61000-3-2, IEC 61000-3-3 and IEC 61000-3-11”, 8th International Conference on Electromagnetic Interference and Compatibility, 2003, pp. 423-430, <https://doi: 10.1109/ICEMIC.2003.238094>.
- [45] A. Alduraibi, J. Yaghoobi, H. Rathnayake, F. Zare and R. Sharma, “Dynamic Analysis of a Modular Three-Phase Rectifier System with Harmonic Mitigation Function: Addressing IEC 61000-3-12”, 2019 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), 2019, pp. 1235-1240, <https://doi: 10.1109/ICIT.2019.8755236>.
- [46] “IEEE Recommended Practice for Power Quality Data Interchange Format (PQDIF), in IEEE Std 1159.3-2019 (Revision of IEEE Std 1159.3-2003)”, vol., no., pp.1-185, 1 May 2019, <https://doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8697192>.
- [47] J. Rens, J. de Kock, W. van Wyk and J. van Zyl, “The effect of real network phase disturbances on the calculation of IEC 61000-4-30 parameters,” 2014 16th International

- Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2014, pp. 303-306, [https://doi:10.1109/ICHQP.2014.6842886](https://doi.org/10.1109/ICHQP.2014.6842886).
- [48] S. Cunningham and A. Nasiri, "Control and implementation of back to back grid converters utilizing IEEE 519", 2017 IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA) , 2017, pp. 345-347, [https://doi: 10.1109/ICRERA.2017.8191083](https://doi.org/10.1109/ICRERA.2017.8191083).
- [49] "ANSI/ASHRAE/IES Standard 90.1-2010, Energy standard for buildings except low-rise residential buildings as mandated by the Texas Administrative Code", Title 34, Part 1, Chapter 19, Subchapter C, Rule 19.32.
- [50] "Instituto colombiano de normas técnicas y certificaciones, ICONTEC 2008, "NTC 5001, Calidad de la potencia eléctrica límites y metodología de evaluación en puntos de conexión común", I.C.S.:29240.20, pp.1-60
- [51] "IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications," in IEEE Std 446-1995 [The Orange Book] , vol., no., pp.1-320, 3 July 1996, doi: 10.1109/IEEESTD.1996.85950.
- [52] "Comisión de regulación de energía eléctrica y gas". <https://www.creg.gov.co/>
- [53] JH Enslin, "Impactos de red de alta penetración de sistemas de energía solar fotovoltaica", en IEEE PES General Meeting, 2010, pp. 1-5: IEEE.
- [54] (S/f-b). Ugr.es. Recuperado el 26 de octubre de 2022, https://digibug.ugr.es/bitstream/handle/10481/39658/GomezLosada_MixturasFinitas.pdf
- [55] Van Long Pham, Kit Po Wong, N. Watson and J. Arrillaga, "Sub-harmonic state estimation in power systems", 2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37077), 2000, pp. 1168-1173 vol.2, doi: 10.1109/PESW.2000.850111.
- [56] P. Moya, *Series and Systems. Fundamentals Mathematics*. Pablo Alvarado Moya
- [57] "IEEE Recommended Practice for Power Quality Data Interchange Format (PQDIF)," in IEEE Std 1159.3-2019 (Revision of IEEE Std 1159.3-2003) , vol., no., pp.1-185, 1 May 2019, doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8697192.
- [58] "Evaluación del esquema de coordinación de protecciones ante la inclusión de energía fotovoltaica en Bogotá", pp. 1-170. <https://catalogo.escuelaing.edu.co/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=22386>

- [59] Fotovoltaica - Los efectos de la temperatura en la producción de las instalaciones fotovoltaicas - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. (2015). <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/los-efectos-de-la-temperatura-en-la-20150713>
- [60] Parra Narváez, R. (2015). Evaluación preliminar del rendimiento energético y de la reducción de emisiones atmosféricas por la generación eléctrica del Sistema de Paneles Solares del Campus de la Universidad San Francisco de Quito en San Cristóbal - Galápagos - Ecuador. *Avances en Ciencias e Ingeniería*, 7(1). <https://doi.org/10.18272/aci.v7i1.231>
- [61] (S/f). www.uv.es. Recuperado el 26 de octubre de 2022, de https://www.uv.es/emaset/iep00/descargas/inversores_modulados.pdf
- [62] (S/f). Edu.co. Recuperado el 27 de octubre de 2022, de https://ciencia.lasalle.edu.co/cgi/viewcontent.cgi?article=1020context=ing_electrica
- [63] T. A. Papadopoulos, G. C. Christoforidis, K. C. Chatzisavvas and G. K. Papagiannis, "Harmonic level measurements and analysis at higher education buildings," 8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MED-POWER 2012), Cagliari, 2012, pp. 1-6, doi: 10.1049/cp.2012.2031.
- [64] Jamal, A., Suropto, S., Wiyagi, R. O., Wijayanto, D. B., Jusman, Y., Prasetyo, T. I. (2019). Auditing of Power Quality on Building G5 of Universitas Muhammadiyah Yogyakarta. *Journal of Electrical Technology UMY*, 3(3), 106–116. <https://doi.org/10.18196/jet.3361>