

**ESTUDIO DE LA VARIACIÓN DE PARÁMETROS DE LA CALIDAD DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA RED DE BAJA TENSIÓN DEL EDIFICIO DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA DEBIDO A LA INYECCIÓN DE ENERGÍA DE UN
SISTEMA FOTOVOLTAICO**

**MARÍA TERESA GARCÍA RODRÍGUEZ
JEISSON SNEIDER MORENO VARGAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2018

**ESTUDIO DE LA VARIACIÓN DE PARÁMETROS DE LA CALIDAD DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA RED DE BAJA TENSIÓN DEL EDIFICIO DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA DEBIDO A LA INYECCIÓN DE ENERGÍA DE UN
SISTEMA FOTOVOLTAICO**

**MARÍA TERESA GARCÍA RODRÍGUEZ
JEISSON SNEIDER MORENO VARGAS**

Trabajo de grado para optar por el título Ingeniero Electricista

**Director:
GERMAN ALFONSO OSMA PINTO
Doctor en Ingeniería**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2018

AGRADECIMIENTOS

A la familia en primer lugar por todo el apoyo y comprensión brindados, a los profesores por la paciencia, tolerancia y vocación, y por último a los compañeros y demás personas hicieron de mi estancia en la universidad un segundo hogar.

Jeisson Sneider Moreno

Agradezco profundamente a toda mi familia por su apoyo incondicional en cada momento.

A esas personas especiales por enseñarme a ser mejor cada día con tanto amor.

A mis amigos, a aquellos con los que vivo momentos gratos y con los que puedo compartir mis pensamientos.

Al Doctor German Osma, por su orientación en el desarrollo de este trabajo, y su exigencia.

Y a todos los que directa o indirectamente aportaron en este proceso.

María Teresa García

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. CALIDAD DE POTENCIA ELÉCTRICA	21
1.1 GENERALIDADES DE LA CPE	21
1.2 DOCUMENTOS DE REFERENCIA	22
1.2.1 Institutos internacionales de normalización que intervienen en la CPE	23
1.2.2 IEC	24
1.2.3 IEEE	25
1.2.4 Regulación nacional	27
1.3 CPE EN REDES ELÉCTRICAS CON INYECCIÓN FOTOVOLTAICA	30
2. INDICADORES DE CPE	32
2.1 GENERALIDADES DE LOS INDICADORES DE CPE	32
2.1.1 Variaciones de frecuencia	33
2.1.2 Distorsión armónica	33
2.1.3 Parpadeos de corta duración Pst	36
2.1.4 Desbalance de tensión	37
2.1.5 Factor de potencia	38
2.1.6 Variaciones del valor eficaz de tensión de corta duración	39
2.1.7 Variaciones del valor eficaz de tensión de larga duración	40
2.2 SELECCIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE ENERGÍA	42
2.3 INTERVALO DE MEDICIÓN	44
3. MEDICIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CPE	46
3.1 SFV DEL EDIFICIO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA (UIS)	46
3.2 GENERALIDADES Y CONFIGURACION DEL MEDIDOR PQUBE 3	48
3.3 GENERALIDADES Y CONFIGURACIÓN DEL MEDIDOR ACUVIM IIR	57
3.4 SINCRONIZACIÓN DE LOS MEDIDORES	63

3.5 DESARROLLO DEL ESTUDIO.....	65
3.6 ADQUISICIÓN DE DATOS.....	68
3.7 MATRIZ DE ESCENARIOS.....	68
3.8 ESTADÍSTICA INFERENCIAL APLICADA.....	76
3.9 TRATAMIENTO DE DATOS.....	79
3.10 HERRAMIENTA AUXILIAR PARA ANÁLISIS DE DATOS.....	81
4. RESULTADOS.....	85
4.1 ANÁLISIS DE PROBABILIDAD.....	85
4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA PRUEBA NO PARAMÉTRICA DE WILCOXON.....	89
4.2.1 Tensión RMS.....	90
4.3 EVALUACIÓN DE CPE.....	96
5. CONCLUSIONES.....	102
6. RECOMENDACIONES.....	105
BIBLIOGRAFÍA.....	106
ANEXOS.....	110

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Estándares de referencia.	23
Tabla 2. Límites de distorsión armónica de tensión.	35
Tabla 3. Límites de distorsión armónica de corriente y TDD.	36
Tabla 4. Fenómenos que afectan la tensión RMS.	41
Tabla 5. Indicadores CPE seleccionados aplicando la normativa vigente.	43
Tabla 6. Indicadores CPE seleccionados aplicando la normativa proyectada.	43
Tabla 7. Límites para armónicos individuales de tensión y corriente.	44
Tabla 8. Configuración del medidor PQube 3.	53
Tabla 9. Periodos de medición para el PCC entre el SFV y el Edificio de Ingeniería Eléctrica durante el año 2018.	68
Tabla 10. Selección de potencias base para la Fase A.	70
Tabla 11. Intervalos de potencia FV para la Fase A.	71
Tabla 12. Intervalos de carga para la Fase A.	71
Tabla 13. Intervalos finales de carga para la Fase A.	74
Tabla 18. Suma total de las frecuencias en cada línea con y sin inyección.	85
Tabla 19. Probabilidad para los escenarios entre 0% - 40% y 40% - 100% de la carga.	88
Tabla 20. Escenarios con mayor probabilidad con y sin inyección FV en las tres fases.	88
Tabla 22. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para cada indicador.	92
Tabla 23. Resumen de los intervalos de carga más afectados en cada indicador.	95
Tabla 24. Escenarios evaluados.	97

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Resumen de la normatividad que se toma como referencia en el CREG 070 de 1998.	28
Figura 2. Modificaciones a los numerales 6.2.1.1 y 6.2.1.2 del Reglamento de Distribución.	29
Figura 3. Representación unifilar de la red eléctrica de BT, SFV y equipos de medición.	48
Figura 4. Flujograma de la utilización del medidor PQube 3.	50
Figura 5. Interfaz del configurador versión 3.5.2.3 del PQube 3.	51
Figura 6. Block de notas para configuración PQube 3.	52
Figura 7. Formatear memoria USB.	52
Figura 8. Configuración almacenada en la memoria USB.	53
Figura 9. Descripción gráfica del procedimiento para la descarga de datos empleando dispositivo USB - PQube 3.	55
Figura 10. Organización de datos por día del mes - PQube 3.	56
Figura 11. Hojas de cálculo generadas por el PQube 3 con la información recolectada durante la medición.	56
Figura 12. Hoja de cálculo obtenida a partir de las mediciones del PQube 3.	57
Figura 13. Flujograma de la utilización del medidor Acuvim IIR.	59
Figura 14. Configuración general ACUVIM IIR	60
Figura 15. Configuración de Data Log 1 - Acuvim IIR.	61
Figura 16. Configuración de Data Log 2 - Acuvim IIR.	61
Figura 17. Configuración de Data Log 3 - Acuvim IIR.	62
Figura 18. Archivos generados al descargar la información del Acuvim IIR.	62
Figura 19. Visualización de un fragmento del archivo Data Log 1 en Microsoft Excel.	63

Figura 20. Configuración de la hora en el Acuvim IIR.	64
Figura 21. Configuración de la hora PQube 3.	65
Figura 22. Diagrama de la metodología empleada para el desarrollo del trabajo de grado.	67
Figura 23. Perfil de demanda para un miércoles con y sin inyección FV.	69
Figura 24. Matriz de escenarios con 10 intervalos de carga.	72
Figura 25. THID de la Fase A en función de la corriente fundamental.	72
Figura 26. THID de la Fase A en función de la corriente fundamental para valores eficaces de corrientes entre 0 A y 1 A.	73
Figura 27. Matriz de escenarios con 14 intervalos de carga.	73
Figura 28. Intervalos de potencia de carga e inyección FV de la Matriz de Escenarios.	75
Figura 29. Ejemplo de matriz de frecuencia.	75
Figura 30. Esquema del tratamiento de los datos.	80
Figura 31. Matriz del promedio del indicador de CPE.	81
Figura 32. Matriz de varianza.	82
Figura 33. Menú para la selección del escenario	82
Figura 34. Cálculo de los indicadores de CPE.	83
Figura 35. Gráfica indicadores de CPE con inyección FV.	83
Figura 36. Gráfica indicadores de CPE sin inyección FV.	84
Figura 37. Matriz de frecuencias con y sin inyección FV para la Fase A.	86
Figura 38. Matriz de probabilidad de cada escenario para la Fase A.	86
Figura 39. Matriz de frecuencias con y sin inyección FV para la Fase B.	86
Figura 40. Matriz de probabilidad de cada escenario para la Fase B.	87
Figura 41. Matriz de frecuencias con y sin inyección FV para la Fase C.	87
Figura 42. Matriz de probabilidad de cada escenario para la Fase C.	87
Figura 43. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión V_{rms} en la Fase A.	90
Figura 44. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión V_{rms} en la Fase B.	91

Figura 45. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión Vrms en la Fase C.	91
Figura 46. Porcentaje de indicadores afectados por fase.	93
Figura 47. Escenarios totales afectados por fase.	94
Figura 48. Indicadores generales de CPE con inyección FV.	98
Figura 49. Indicadores generales de CPE sin inyección FV.	98
Figura 50. Armónicos de tensión con inyección FV.	100
Figura 51. Armónicos de tensión sin inyección FV.	100
Figura 52. Armónicos de corriente con inyección FV.	101
Figura 53. Armónicos de corriente sin inyección FV.	101

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. TRATAMIENTO DE DATOS	110
ANEXO B. DESCRIPCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA E INYECCIÓN EN EL PCC	114
ANEXO C. ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE WILCOXON POR INDICADOR	125

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE LA VARIACIÓN DE PARÁMETROS DE LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA RED DE BAJA TENSIÓN DEL EDIFICIO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DEBIDO A LA INYECCIÓN DE ENERGÍA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO*

AUTORES: MARÍA TERESA GARCÍA RODRÍGUEZ, JEISSON SNEIDER MORENO VARGAS**

PALABRAS CLAVE: Sistema fotovoltaico, calidad de potencia eléctrica, distorsión armónica, distorsión total de demanda

DESCRIPCIÓN:

Atendiendo al evidente crecimiento exponencial de los sistemas de energía renovable para satisfacer la demanda con un bajo impacto ambiental, se ha conectado un sistema fotovoltaico (SFV) de 10 kW a la red de baja tensión en el Edificio de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander. El objetivo de este trabajo es estimar la variación en la calidad de potencia eléctrica (CPE) de la red con penetración FV. Los datos han sido almacenados cada 10 minutos por un analizador de calidad de potencia (PQube 3) en el punto de conexión común (PCC) y para monitorizar la potencia fotovoltaica se ha instalado un sistema de medición adicional (ACUVIM IIR). La medición se realizó bajo dos condiciones: con inyección FV durante cuatro semanas y sin inyección FV durante 2 semanas. Se propuso una metodología para clasificar y analizar los datos recopilados, y se aplicó estadística inferencial. Los parámetros de calidad de potencia analizados son: distorsión total de tensión, distorsión total de demanda, variaciones de tensión en estado estable, distorsiones armónicas individuales de tensión y corriente, factor de potencia, desbalance de tensión. Estos parámetros fueron seleccionados a partir de las regulaciones y normativas nacionales e internacionales, tales como CREG 070 de 1998, CREG 024 de 2005, CREG 016 de 2007 CREG 065 de 2012, IEEE 519, IEEE 1159, IEC 61000-4-30 y IEC 61000-4-15.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: German Alfonso Osma Pinto, Doctor en Ingeniería

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF THE VARIATION OF ELECTRIC POWER QUALITY PARAMETERS IN THE LOW VOLTAGE NETWORK OF THE ELECTRICAL ENGINEERING BUILDING DUE TO THE INJECTION OF ENERGY FROM A PHOTOVOLTAIC SYSTEM*

AUTHORS: MARÍA TERESA GARCÍA RODRÍGUEZ, JEISSON SNEIDER MORENO VARGAS**

KEYWORDS: Photovoltaic system, power quality, harmonic distortion, total harmonic distortion.

DESCRIPTION:

Due to the exponential growing of renewables energy systems to supply the demand with a low environmental impact, a 10 kW photovoltaic (PV) system has been connected to low voltage network at Universidad Industrial de Santander. The aim of this work is to estimate the variation on the grid's power quality with penetration of photovoltaic (PV). The data has been stored every 10 minutes by a power quality analyzer (PQube 3) at the point of common coupling (PCC) and to monitor the PV power an additional metering system (ACUVIM IIR) has been installed. The measurement was affected under two conditions: with PV for four weeks and without PV for 2 weeks. A methodology was proposed to classify and to analyze the data collected and inferential statistics was applied. The power quality parameters analyzed are: total harmonic distortion of voltage, total demand distortion, steady state voltage variations, individual harmonic distortion of voltage and current, power factor, voltage unbalance. These parameters have been selected by taking into account national and international standards about power quality, such as CREG 070 - 1998, CREG 024 - 2005, CREG 016 - 2007 CREG 065 - 2012, IEEE 519, IEEE 1159, IEC 61000-4-30 and IEC 61000-4-15.

* Bachelor Thesis

** Physical-Mechanical Engineering Faculty. Electric, Electronic and Telecommunications School. Director: PhD. German Alfonso Osma Pinto.

INTRODUCCIÓN

Las fuentes de energía renovable son una alternativa limpia y sostenible que, al no producir gases de efecto invernadero, contribuyen a la protección del medio ambiente y resultan una buena elección para afrontar el aumento mundial de demanda energética¹. Uno de estos tipos de energía no convencional es la energía solar fotovoltaica (FV), que permite la obtención de energía eléctrica a partir de la irradiación solar; por medio de paneles FV que se encargan de la transformación energética².

Los sistemas fotovoltaicos (SFV) pueden implementarse como sistemas de generación distribuida, es decir, a pequeña o mediana escala instalados cerca del lugar de consumo, que al no estar conectado a las líneas de transmisión pueden llegar a mitigar los impactos económicos y sociales de un apagón³. Sin embargo, pueden ocasionar perturbaciones y distorsiones de las ondas de tensión y corriente, afectando la calidad de potencia eléctrica de la red a la que se conectan. Esto es consecuencia de la naturaleza intermitente, irradiancia solar, baja eficiencia de conversión, los dispositivos de electrónica de potencia que gestionan el sistema y los problemas de compatibilidad electromagnética que pueden causar, entre otros⁴
⁵.

¹ CRESPO MARTINEZ A., GARCIA A. D. F., FERNÁNDEZ GONZÁLEZ J., HERRERO GARCÍA M. Á., DE-JUANA SARDÓN J. M., and SANTOS GARCÍA F., Energías renovables para el desarrollo, Paraninfo., no. 31. Madrid: Paraninfo, 2003

² PAREJA APARICIO M., Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada. S.A. MARCOMBO, 2009

³ CARVAJAL QUINTERO S. X. and MARÍN JIMÉNEZ J. D., "Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico," *Tecnura*, vol. 17, no. 35, pp. 77–89, 2013

⁴ MURCIA RODRÍGUEZ H., "Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas," *Rev. Ing.*, vol. 28, pp. 83–89, 2009

⁵ KUANG H., LI S., and WU Z., "Discussion on advantages and disadvantages of distributed generation connected to the grid," 2011 Int. Conf. Electr. Control Eng. ICECE 2011 - Proc., pp. 170–173, 2011

Debido a los problemas en la calidad del suministro eléctrico que afectan cada vez más a las aplicaciones modernas de ingeniería eléctrica, es fundamental, tanto para los usuarios como para los operadores de red, que se garantice la continuidad de las señales de tensión y corriente, además, que la amplitud, frecuencia, forma de onda se encuentren dentro de unos límites establecidos por estándares nacionales o internacionales⁶. Por lo anterior, resulta importante el estudio de la variación de los parámetros de Calidad de Potencia Eléctrica (CPE) en sistemas híbridos, alimentados con fuentes convencionales y SFV.

El estudio de la variación de los parámetros de CPE resulta importante debido a que los problemas de calidad de suministro afectan cada vez más a las aplicaciones modernas de la ingeniería eléctrica. Por esto, es fundamental, tanto para los usuarios como para los operadores de red, que se garantice que la amplitud, frecuencia, forma de onda y continuidad de las señales de tensión y corriente, cumplan las características y se encuentren dentro de unos límites establecidos por estándares nacionales o internacionales⁷.

Atendiendo a la incursión de los SFV en las redes eléctricas de BT y MT, la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones de la Universidad Industrial de Santander, instaló un SFV de 37 paneles FV de entre 255 Wp y 270 Wp cada uno, con una capacidad instalada de aproximadamente 10 kW, que inyecta su potencia generada en la red de baja tensión del Edificio de Ingeniería Eléctrica. La instalación de este SFV proporciona un escenario favorable para estudiar el impacto del SFV en la CPE de la red eléctrica de BT de la edificación.

Actualmente, el grupo de investigación GISEL lidera el proyecto de investigación titulado VIABILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS

⁶ DUGAN R. C., McGRANAGHAN M. F., SANTOSO S., and BEATY H. W., "Electrical Power Systems Quality," Digit. Eng. Libr., vol. 2, p. 525, 2004

⁷ Ibíd.

FOTOVOLTAICOS (FV) INTEGRADOS CON VEGETACIÓN COMO ESTRATEGIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y HORTICULTURA EN ENTORNOS URBANOS DE CLIMA CÁLIDO TROPICAL (Aprobado en la Convocatoria 745 de 2016 de COLCIENCIAS)⁸. Uno de los alcances de este proyecto es estudiar la variación de los parámetros de CPE con inyección FV en la red de BT del Edificio de Ingeniería Eléctrica.

Como apoyo a este proyecto macro, se desarrolló este trabajo de grado, cuyo objetivo principal fue cuantificar la variación de los parámetros técnicos de CPE de la red de BT del Edificio de Ingeniería Eléctrica ante la inyección de energía del SFV instalado en éste, a partir de la monitorización en el punto de conexión común (PCC), ubicado en el Tablero de Distribución del Piso 4 (TDP4). Para ello, se seleccionó un conjunto de indicadores de evaluación del comportamiento de los parámetros de CPE con base en la normatividad vigente y proyectada en Colombia. Además, se configuraron dos analizadores de redes para la monitorización de los parámetros técnicos de la CPE. Posteriormente, se monitorizaron las señales eléctricas de tensión y corrientes en el PCC. Por último, se cuantificó la variación de los parámetros de calidad de la energía a partir de la aplicación del conjunto de indicadores seleccionado.

En definitiva, se realizó un análisis sobre la variación de los parámetros CPE en la red de baja tensión del Edificio de Ingeniería Eléctrica con y sin inyección FV para diferentes escenarios de cargabilidad y de potencia inyectada. El análisis se apoya en la normativa colombiana vigente (CREG 070 de 1998, CREG 024 de 2005 Y CREG 016 de 2007) y en la proyectada (CREG 065 de 2012), teniendo en cuenta los parámetros y respectivos límites que se proponen en éstas, los cuales se basan principalmente en estándares internacionales como la IEEE 519 e IEC 61000-4-30.

⁸ En este proyecto también participan profesores y estudiantes de los grupos de investigación GIEMA (Ingeniería Mecánica), GIEFIVET (Escuela de Biología) y Radio GIS (E3T).

Los datos analizados fueron obtenidos a través de los equipos PQube 3 y Acuvim IIR. Las mediciones se llevaron a cabo tanto con el SFV activo como con el SFV inactivo durante periodos de tiempo mayores a una semana. Se hizo uso de herramientas computacionales como *Microsoft Excel* y *Matlab* para organizar y clasificar los datos en escenarios de carga e inyección FV; además, se aplicó estadística inferencial para determinar la existencia o no de la influencia del SFV en cada parámetro de CPE estudiado.

Este documento muestra el estudio desarrollado en un total de seis capítulos. El Capítulo 1 aborda las generalidades e importancia de la CPE y se presentan los documentos de normativa y regulación consultados para la selección de los parámetros de CPE. El Capítulo 2 expone las definiciones de los indicadores de CPE y aquellos que fueron seleccionados para este estudio, así como, la selección del intervalo de medición, con base en las normativas y regulaciones consultadas.

El Capítulo 3 presenta los aspectos relacionados con los medidores utilizados, como generalidades, ubicación, configuración y obtención de datos. El Capítulo 4 contiene la metodología y procedimientos empleados en el estudio de los datos, la creación y aplicación de la *Matriz de Escenarios*, los análisis estadísticos y las herramientas auxiliares creadas para gestión y análisis de datos.

El Capítulo 5 expone los resultados obtenidos y se estima la probabilidad de ocurrencia de cada escenario y de los resultados arrojados por las pruebas de hipótesis aplicadas para la tensión eficaz. Además, para el escenario con mayor probabilidad de ocurrencia se hace un diagnóstico de CPE con y sin inyección FV. El Capítulo 6 presenta las conclusiones y observaciones resultantes del desarrollo de este trabajo.

Por otro lado, el Anexo A contiene el paso a paso con el que se desarrolló el tratamiento de datos. El Anexo B presenta una descripción del comportamiento de

la demanda e inyección en el PCC. El Anexo C sintetiza los resultados obtenidos de la prueba no paramétrica de Wilcoxon para algunos de los indicadores más relevantes. El Anexo D es un documento de *Microsoft Excel* en el que se encuentra la base de datos con todos los registros con y sin inyección FV; además, contiene los resultados de la prueba no paramétrica de Wilcoxon para la totalidad de los indicadores, así como la herramienta auxiliar para el análisis de datos que permite realizar una evaluación de CPE para los escenarios estudiados.

1. CALIDAD DE POTENCIA ELÉCTRICA

Este capítulo está conformado por tres secciones. Inicialmente, se mencionan algunas generalidades de la CPE (sección 1.1); luego, se abordan las normativas internacionales (IEC 61000-4-30, IEC 61000-4-15, IEEE 1159 e IEEE 519) y regulaciones nacionales (CREG 070 de 1998, CREG 024 de 2005, CREG 016 de 2007 y CREG 065 de 2012) de referencia consultadas para el desarrollo de este trabajo (sección 1.2). Por último, se contextualiza sobre algunos impactos de la inyección FV en la CPE en redes de baja tensión (sección 1.3).

1.1 GENERALIDADES DE LA CPE

El concepto de calidad de potencia eléctrica (de ahora en adelante CPE) es un término amplio y puede tener definiciones diferentes dependiendo del marco de referencia; puede variar entre la confiabilidad del servicio de energía eléctrica y las características de las fuentes de alimentación que permiten a los equipos trabajar correctamente. Específicamente, en este trabajo se considera que la CPE se asocia a las características de las ondas de tensión y corriente, como amplitud, frecuencia, forma de onda, continuidad, distorsión y desbalance, que alimentan las cargas⁹ ¹⁰

11 .

⁹ TERCIYANLI A. et al., "A current source converter-based active power filter for mitigation of harmonics at the interface of distribution and transmission systems," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 48, no. 4, pp. 1374–1386, 2012

¹⁰ PRABAAKARAN K., CHITRA N., and KUMAR A. S., "Power quality enhancement in microgrid - A survey," Proc. IEEE Int. Conf. Circuit, Power Comput. Technol. ICCPCT 2013, pp. 126–131, 2013

¹¹ COMMITTEE D., POWER I., and SOCIETY E., IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. 1995

Algunos de los efectos negativos más relevantes de una baja CPE son: mal funcionamiento de los equipos de medición de energía y sistemas de protección y control, interrupciones no programadas del servicio, pérdida de información de los dispositivos informáticos y aumento en las temperaturas de los equipos, que puede reducir su vida útil¹². Todos estos efectos representan pérdidas económicas, tanto para los clientes como para las empresas prestadoras de servicio; por esta razón, entre otros, se presta tanta atención a la CPE¹³.

1.2 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

Los estándares de calidad de energía son esenciales para establecer los límites permitidos de las perturbaciones eléctricas en tensión y corriente. Éstos contribuyen a que: los operadores de red entreguen y reciban la CPE que necesitan, la industria pueda producir tanto equipos electrónicos sensibles como los dispositivos de protección para estos equipos, las cargas conectadas a la red funcionen adecuadamente, entre otros¹⁴.

Por lo tanto, organismos como IEEE e IEC han desarrollado unas recomendaciones sobre indicadores y límites que permiten tener un control sobre la CPE en los sistemas de potencia.

Las regulaciones colombianas de CPE se basan principalmente en los estándares de los organismos mencionados. La Tabla 1 muestra los documentos de referencia consultados para el desarrollo de este trabajo y sus aportes al mismo.

¹² ROJAS CUBIDES H. E., RIVAS TRUJILLO E., and JARAMILLO MATTA A. A., “Aspectos técnicos y normativos para el monitoreo y medición de armónicos,” *Ingeniería*, vol. 19, no. 2, pp. 6–11, 2014

¹³ DUGAN R. C., McGRANAGHAN M. F., SANTOSO S., and BEATY H. W., *Op. Cit.*

¹⁴

Tabla 1. Estándares de referencia.

Publicación	Emisor	Objeto	Tópicos de aplicación para este trabajo	
61000-4-30	IEC	Técnicas de ensayo y medición – Métodos de medición de calidad de potencia	Límites para indicadores de la normativa nacional proyectada	
61000-4-15	IEC	Flickermeter (medición de flicker) – Especificaciones de diseño y funciones	Cálculo del P _{st}	
1159	IEEE	Práctica recomendada para el monitoreo de Calidad de Energía Eléctrica	Transitorios electromagnéticos rápidos y fluctuantes de tensión. Aplicados a lo normativo vigente	
519	IEEE	Recomendaciones prácticas y requerimientos para el control de armónicos en Sistemas Eléctricos de Potencia	Distorsión armónica de tensión y corriente; y flicker. Aplicados en la normativa nacional vigente	
Resolución 070 de 1998	CREG	Reglamento de Distribución	Normativa vigente	nacional
Resolución 024 de 2005	CREG	Modificar el Reglamento de Distribución	Normativa vigente	nacional
Resolución 016 de 2007	CREG	Modificar la Resolución CREG 024 de 2005	Normativa vigente	nacional
Resolución 065 de 2012	CREG	Proyecto de resolución que establece las normas de CPE para el SIN	Normativa proyectada	nacional

A continuación, se abordan las normativas y regulaciones de la Tabla 1 más específicamente.

1.2.1 Institutos internacionales de normalización que intervienen en la CPE

Una norma internacional es elaborada con el aval de los organismos nacionales de normalización que pertenecen a la organización internacional (ISO, IEC, UIT). En

Colombia, las regulaciones nacionales de CPE se basan principalmente en las normas IEC 61000-4-30, IEC 61000-4-15, IEEE 519 e IEEE 1159, como se menciona en el Numeral 1.2.4 de este documento.

1.2.2 IEC¹⁵ Las regulaciones colombianas sobre CPE se basan en las siguientes normas IEC.

IEC 61000-4-30 Técnicas de ensayo y medición – Métodos de medición de calidad de potencia

Esta norma hace parte de la Norma IEC 61000-4 y se aplica a las redes de suministro de energía eléctrica con frecuencias de 50 Hz o 60 Hz. Define los métodos de medida *in situ*, para la obtención de datos fiables e interpretación de resultados para cada tipo de parámetros de CPE relevantes.

La norma IEC 61000-4-30 tiene en cuenta los siguientes aspectos: amplitud de la tensión de alimentación, flicker, huecos de tensión, sobretensiones, interrupciones de tensión, tensiones transitorias, desequilibrio de tensión, armónicos e interarmónico de tensión, señales de transmisión por la red, variaciones rápidas de tensión y mediciones de corriente¹⁶.

¹⁵ La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, *International Electrotechnical Commission*) es una de las organizaciones líderes a nivel mundial en la preparación y publicación de estándares internacionales para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas y relacionadas. Entre sus objetivos está promover el uso de sus normas y esquemas de aseguramiento a nivel mundial y asegurar e implementar la calidad de producto y servicios mediante sus normas

¹⁶ EN N. E., IEC N. I., and UNE-EN N., “Compatibilidad electromagnética (CEM) Parte 4-30: Técnicas de ensayo y de medida Métodos de medida de la calidad de suministro Octubre,” 2018

IEC 61000-4-15 Flickermeter (medición de flicker) – Especificaciones de diseño y funciones

Los medidores de *flicker* deben indicar el nivel correcto de percepción de parpadeo para todas las formas de onda de tensión con fluctuaciones. La IEC 61000-4-15 hace parte de la Norma IEC 61000 y especifica las características funcionales y de diseño para estos dispositivos de medición. También, contiene un método para la evaluación de la severidad del parpadeo dependiendo de los datos recolectados por el medidor, sin especificar valores límites tolerables de severidad de *flicker*. Se aplica a redes con tensiones de 120 V y 230 V a frecuencias de 50 Hz y 60 Hz.

1.2.3 IEEE¹⁷ Los estándares IEEE 519 e IEEE 1159 están relacionados con la CPE y tienen gran influencia en la normativa colombiana¹⁸.

IEEE 1159 – Práctica recomendada para el monitoreo de Calidad de Energía Eléctrica

Este estándar es una guía de medición de CPE para sistemas de corriente alterna monofásicos y polifásicos. Describe las condiciones nominales de la fuente de alimentación y las desviaciones de estas condiciones que pueden presentarse, así como los fenómenos electromagnéticos que se producen en el sistema de energía¹⁹. Comprende una serie de ítems para una adecuada monitorización y para ayudar a facilitar el análisis de CPE en la red eléctrica, se resumen a continuación²⁰:

¹⁷ El Instituto de Ingenierías Eléctrica y Electrónica (IEEE, *Institute of Electrical and Electronics Engineers*), es una organización sin ánimo de lucro que se dedica a la estandarización y el desarrollo de áreas técnicas. Sus miembros son ingenieros, científicos y profesionales aliados con intereses técnicos alrededor del mundo. Además de los estándares, este instituto desarrolla conferencias, publicaciones y actividades que hacen aportaciones constantes a los campos técnicos que abarca.

¹⁸ ROJAS CUBIDES H. E., RIVAS TRUJILLO E., and JARAMILLO MATTA A. A., Op. Cit.

¹⁹ COMMITTEE D., POWER I., and SOCIETY E., Op. Cit.

²⁰ CERVANTES O., "Metodología de medición de calidad de energía eléctrica en base a normas nacionales e internacionales para la Universidad de la Costa - CUC," Universidad de la Costa CUC, 2014

- Determinación objetivos de la medición
- Localización de los puntos a monitorear
- Reconocimiento del sistema eléctrico a medir (Diagramas unifilares y parámetros eléctricos del sistema)
- Detección de las fuentes generadoras de distorsiones
- Recopilación toda la información relevante del sistema eléctrico
- Determinación límites y umbrales de medición
- Establecimiento del tiempo de la medición
- Interpretación de datos

Además, el Estándar IEEE 1159 establece límites para los fenómenos y electromagnéticos y los clasifica en las siguientes categorías:

- Transitorios
- Variaciones corta duración
- Variaciones de larga duración
- Desequilibrio de tensión
- Distorsión de la forma de onda
- Fluctuaciones de tensión
- Variaciones de la frecuencia

IEEE 519 – Recomendaciones prácticas y requerimientos para el control de armónicos en sistemas eléctricos de potencia

El uso y las aplicaciones de cargas no lineales en sistemas eléctricos son amplios y variados. Sin embargo, cambian la naturaleza sinusoidal de la corriente de alimentación, lo que resulta en el flujo de corrientes distorsionadas en el sistema de alimentación de CA, el cual tiene una capacidad limitada para absorber armónicos.

El Estándar IEEE 519 es una guía para los sistemas eléctricos con cargas no lineales. Establece unos límites recomendados para los parámetros de CPE monitorizados en el punto de conexión común (PCC), entre el operados de red y el usuario. Propone límites para:

- La distorsión de tensión en la frontera con el usuario.
- La distorsión de corriente que el usuario puede inyectar al sistema.
- La calidad de tensión, en lo que se refieren a armónicos, que la empresa de servicio de energía eléctrica debe suministrar al usuario.

Este estándar establece los niveles máximos de distorsión armónica en corriente para diferentes niveles de tensión y la distorsión total de demanda TDD, los límites dependen de la relación I_{sc}/I_L , donde I_{sc} representa la corriente de cortocircuito e I_L representa la máxima corriente de demanda máxima.

1.2.4 Regulación nacional²¹ Para el estudio de CPE desarrollado en este trabajo se tuvieron en cuenta principalmente las resoluciones CREG vigentes (070 de 1998, 024 de 2005, 016 de 2007), así como la resolución CREG proyectada (CREG 065 de 2012).

Resolución CREG 070 de 1998

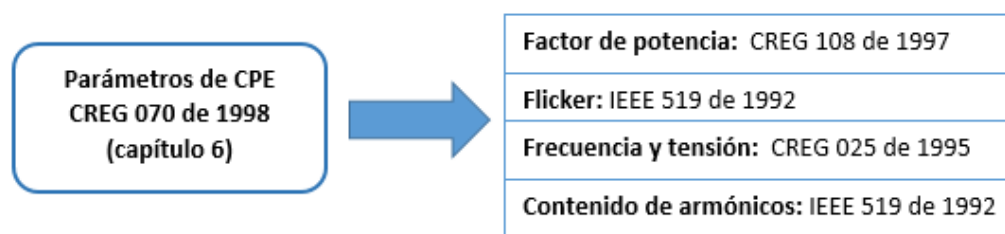
Corresponde al Reglamento de Distribución que regula la actividad de Transmisión Regional y/o Distribución Local de Energía Eléctrica, que define y hace operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio. Contiene las normas de diseño para el plan de expansión y establece criterios y procedimientos

²¹ La regulación nacional sobre CPE es establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas es una entidad técnica que tiene como objetivo que la prestación de servicios públicos de energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos se preste garantizando calidad, cobertura y expansión. Las resoluciones expedidas por esta entidad son de obligatorio cumplimiento.

para la medición de consumo energético, entre otros aspectos relacionados con alumbrado público y remuneraciones.

El Capítulo 6 de esta resolución se denomina “Calidad del servicio en los STR y SDL”, propone una metodología para la clasificación de las interrupciones del servicio de energía eléctrica y define los indicadores de calidad de servicio, tomando como base otras normativas y resoluciones²². La Figura 1 relaciona las normas por las que se definen los parámetros de CPE en la Resolución CREG 070 de 1998.

Figura 1. Resumen de la normatividad que se toma como referencia en el CREG 070 de 1998.



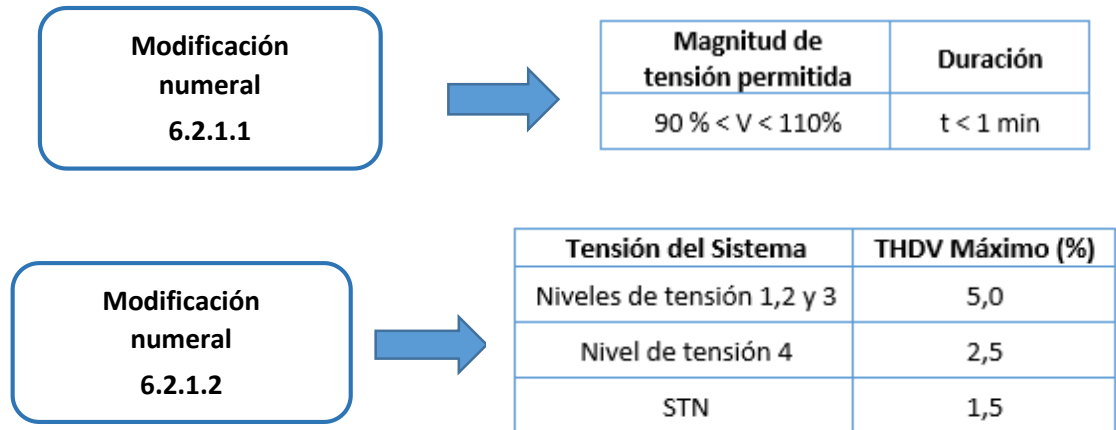
Resolución CREG 024 de 2005

Esta resolución modifica los numerales 6.2.1.1 y 6.2.1.2 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998²³, que se aplican a los servicios de distribución de energía eléctrica vigentes hasta el año 2005, los cuales corresponden a las desviaciones de frecuencia y magnitud de la tensión estacionaria y la distorsión armónica de la onda de tensión, como se muestra en la Figura 2.

²² CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución CREG 070 de 1998.” p. 63, 1998

²³ CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución CREG 024 de 2005,” Resolución CREG-024, p. 10, 2005

Figura 2. Modificaciones a los numerales 6.2.1.1 y 6.2.1.2 del Reglamento de Distribución.



Resolución CREG 016 de 2007

Esta resolución modifica algunos de los artículos de la CREG 024 de 2005 como²⁴:

- Especificaciones de los equipos de medición.
- Plan para instalar el sistema de medición y registro.
- Almacenamiento de las fluctuaciones estacionarias de tensión, interrupciones y eventos.
- Límites del PST.

Resolución CREG 065 de 2012

Corresponde a un proyecto de resolución presentado por la CREG en el año 2012 que pretende establecer las normas de CPE aplicables en el Sistema Interconectado Nacional. Establece los siguientes parámetros técnicos como referencia para la evaluación de la CPE²⁵:

²⁴ CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución CREG 016 de 2007.” p. 6, 2007

²⁵ CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución CREG 065 de 2012.” p. 34, 2012

- Desviación de la frecuencia
- Desviación estacionaria de la tensión eficaz
- Severidad del parpadeo de corta duración – PST
- Relación de tensión de secuencia negativa y positiva – V_2/V_1
- Distorsión armónica total de tensión – THDV
- Distorsión armónica total de corriente – THDI
- Distorsión total de demanda – TDD

1.3 CPE EN REDES ELÉCTRICAS CON INYECCIÓN FOTOVOLTAICA

La afectación de la CPE de una red eléctrica con inyección de potencia de un SFV tiene relación directa con la capacidad del SFV, es decir que entre mayor sea la capacidad del SFV en relación con la capacidad de la red, mayor es la complejidad de los fenómenos de CPE.

Los SFV puede afectar la CPE de diversas maneras. Por ejemplo, Cammaño-Martin *et al*²⁶ y Eftekhanejad²⁷ consideran que las sombras sobre los paneles FV debido al paso de las nubes pueden ocasionar huecos de tensión en la red, dependiendo de la duración y del área sombreada. La aparición de los huecos de tensión también puede depender del nivel de penetración del SVF; para niveles de penetración de más del 50% se ve un impacto mayor en la CPE de la red²⁸.

Respecto a la inyección de corriente distorsionada, se considera que es ocasionada por los inversores debido a que la señal generada no es perfectamente sinusoidal.

²⁶ CAMMAÑO-MARTIN E. *et al.*, “Interaction Between Photovoltaic Distributed Generation and Electricity Networks,” *J. Optoelectron. Adv. Mater.*, vol. 15, no. 3–4, pp. 1–15, 2008

²⁷ EFTEKHARNEJAD S., “The Impact of Increased Penetration of Photovoltaic Generation on Smart Grid,” *Arizona State Univ.*, vol. 1, no. December, p. 248, 2012

²⁸ ELTAWIL M. A. and ZHAO Z., “Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems-A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 112–129, 2010

No obstante, los inversores modernos cuentan con una distorsión armónica total (THD, por sus siglas en inglés) inferior al 3%, que no afectaría significativamente a las THD de la red eléctrica²⁹.

²⁹ *Ibíd.*

2. INDICADORES DE CPE

Para determinar si el SFV afecta la CPE de la red de baja tensión del Edificio de Ingeniería Eléctrica, se evaluaron parámetros técnicos de CPE (indicadores) que permitieron realizar tal estudio. Inicialmente, este capítulo presenta definiciones de los indicadores más relevantes junto con algunas de sus causas y límites permisibles. Posteriormente, se relacionan los indicadores de CPE seleccionados para el estudio realizado y los límites aplicados según la normativa nacional vigente y la proyectada; por último, se hace referencia al intervalo de tiempo de medición.

2.1 GENERALIDADES DE LOS INDICADORES DE CPE

Como se mencionó en el Capítulo 1, existen una serie de indicadores que permiten la evaluación de CPE, los estándares se encargan de establecer límites para tales indicadores. Los indicadores más relevantes que se definen en este capítulo son:

- Variaciones de frecuencia
- Armónicos de tensión
- Armónicos de corriente
- TDD
- Flicker-Pst
- Factor de potencia
- Desbalance de tensión $V2/V1$
- Elevaciones
- Huecos
- Sobretensiones
- Subtensiones

- Interrupciones de corta y larga duración

2.1.1 Variaciones de frecuencia Las variaciones de frecuencia son las desviaciones en la frecuencia fundamental del sistema de potencia. La frecuencia es un parámetro propio de los sistemas de corriente alterna y expresa el número de ciclos de la onda en un segundo, este es un valor relacionado directamente con la velocidad de los generadores que alimentan al sistema³⁰. En Colombia, la frecuencia fundamental es 60 Hz el rango de variación permitido es de 59,8 a 60,2 Hz³¹.

Las variaciones de frecuencia ocurren debido a los cambios de carga en el sistema, la duración y magnitud de estas desviaciones dependen de las características de la carga y de lo robusto que sea el sistema de potencia. Existen continuas conmutaciones de carga en el sistema que producen continuas variaciones de frecuencia; sin embargo, éstas suelen ser variaciones menores y el sistema de generación en general no reacciona ante ellas.

2.1.2 Distorsión armónica Los armónicos son la principal fuente de distorsión de la onda sinusoidal, son tensiones o corrientes que tienen frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental del sistema de potencia. Las cargas y equipos no lineales pueden distorsionar la forma de onda de corriente, ocasionando armónicos que se propagan por las líneas del sistema de potencia afectando otras cargas conectadas a éste³². Los tensiones armónicos son el resultado de las corrientes armónicas que interactúan con las impedancias del sistema de potencia.

Se han establecido una serie de indicadores para evaluar y cuantificar los armónicos de tensión y corriente:

³⁰ CERVANTES O., Op. Cit.

³¹ CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, "Resolución CREG 070 de 1998." p. 63, 1998

³² SUPRIYA P. and NAMBIAR P., Review of harmonic source identification techniques, vol. 7. 2012

Distorsión armónica individual:

La distorsión armónica individual (IHD por *Individual Harmonic Distortion*) se define como el porcentaje de armónicos para el orden h con respecto al fundamental como muestra (1).

$$IHD_h = \frac{V_h}{V_1} * 100 (\%) \quad (1)$$

Donde:

V_h =Componente armónica de tensión o corriente

V_1 =Componente fundamental de tensión o corriente

Distorsión armónica total:

La distorsión armónica total (THD por *Total Harmonic Distortion*), puede ser empleada para caracterizar la distorsión de corriente o tensión, y se calcula a partir de las ecuaciones (2) y (3).

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum V_h^2}}{V_1} * 100 (\%) \quad (2)$$

Donde:

V_h =Componente armónica de tensión

V_1 =Componente fundamental de tensión

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum I_h^2}}{I_1} * 100 (\%) \quad (3)$$

Donde:

I_h =Componente armónica de corriente

I_1 =Componente fundamental de corriente

Distorsión total de demanda:

La TDD por *Total Demand Distortion* también es empleada para caracterizar la distorsión armónica de tensión. Esta distorsión se expresa como un porcentaje respecto a la corriente de demanda máxima, tal como muestra (4), y no respecto a la componente fundamental de corriente como en la THD.

$$TDD_I = \frac{\sqrt{\sum I_h^2}}{I_{\text{Demanda máxima}}} * 100 (\%) \quad (4)$$

Las tablas 2 y 3 presentan los límites de distorsión armónica de tensión, corriente y TDD.

Tabla 2. Límites de distorsión armónica de tensión. Fuente: IEEE 519 – 2014.

Tensión de barra en el punto de conexión común (PCC)	Distorsión individual de tensión THD (%)	Distorsión total de tensión THD (%)
Menor a 69 kV	3,0	5,0
De 69 kV a 137,9 kV	1,5	2,5
Mayor a 138kV	1,0	1,5

Tabla 3. Límites de distorsión armónica de corriente y TDD. Fuente: IEEE 519 – 2014.

Caso - sistemas de distribución (120 V < V_n ≤ 69 kV)						
Relación I _{sc} /I _L	<11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	h ≥ 35	TDD
<20	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
Caso - sistemas de subtransmisión (69 kV < V_n ≤ 161 kV)						
Relación I _{sc} /I _L	<11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	h ≥ 35	TDD
<20	2,0	2,0	1,0	0,3	0,15	2,5
20 < 50	3,5	3,5	1,75	0,5	0,25	4,0
50 < 100	5,0	4,5	2,25	0,75	0,35	6,0
100 < 1000	6,0	5,5	2,75	1,0	0,5	7,5
> 1000	7,5	7,0	3,5	1,25	0,7	10,0
Caso - sistemas de transmisión (V_n > 161 kV), generación distribuida y cogeneración						
Relación I _{sc} /I _L	<11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	h ≥ 35	TDD
<25	1,0	0,5	0,38	0,15	0,1	1,5
25 < 50	2,0	1,0	0,75	0,75	0,15	2,5
≥ 50	3,0	1,5	1,15	1,15	0,22	3,75

2.1.3 Parpadeos de corta duración Pst El Pst (flicker) es una impresión de inestabilidad de la sensación visual causada por un estímulo luminoso, cuya luminosidad o distribución espectral fluctúa en el tiempo. Entre las fuentes de flickers están³³:

- Transitorios debidos a maniobras
- Arranque de grandes motores
- Trenes de laminación (proceso de laminación)

³³ CERVANTES O., Op. Cit.

- Trituradores para procesos mineros
- Generación distribuida
- Soldadores eléctricos (máquinas de soldadura)
- Hornos de inducción (0.5 a 30 Hz)

El límite de tolerancia para el parpadeo de corta duración se presenta en la expresión (5)³⁴.

$$P_{st} \leq 1 \quad (5)$$

2.1.4 Desbalance de tensión El desbalance en un sistema trifásico se define empleando el método de las componentes simétricas. Corresponde a la relación entre la magnitud del componente de secuencia negativa y la magnitud del componente de secuencia positiva, expresada como un porcentaje, como muestra (6).

$$\% \text{ Desbalance} = \left| \frac{V_2}{V_1} \right| * 100 (\%) \quad (6)$$

Donde:

V_2 = componente de secuencia negativa de la tensión

V_1 = componente de secuencia positiva de la tensión

Entre las causas de desbalance se encuentran:

- Cargas desequilibradas
- Cargas monofásicas conectadas en circuitos trifásicos
- Componentes de corriente continua en el sistema

³⁴ COMMITTEE D., POWER I., and SOCIETY E., "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems IEEE Power and Energy Society," ANSI/IEEE Std. 519, vol. 2014, 2014

- Los transformadores conectados en delta abierto
- Fallas de aislamiento en conductores no detectadas

El límite de tolerancia para el desbalance de tensión es mostrado por la expresión (7)³⁵.

$$\left| \frac{V_2}{V_1} \right| * 100 \leq 2,0\% \quad (7)$$

2.1.5 Factor de potencia El factor de potencia verdadero es el producto entre el factor de potencia de desplazamiento y el factor de potencia de distorsión, tal como muestran las expresiones (8), (9) y (10).

$$fp_{desplazamiento} = \frac{P}{S} \quad (8)$$

$$fp_{distorsión} = \frac{1}{\sqrt{1 + THD^2}} \quad (9)$$

$$fp_{verdadero} = fp_{desplazamiento} * \frac{1}{\sqrt{1 + THD^2}} \quad (10)$$

El límite permitido para el factor de potencia verdadero está establecido en la Resolución CREG 108 de 1997 y es mostrado por (11)³⁶.

$$fp_{verdadero} \geq 0,9 \quad (11)$$

³⁵ IEEE and Institute of Electrical and Electronic Engineers, IEEE Std 1159 - IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality., vol. 2009, no. June. 2009

³⁶ CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, "Resolución CREG 108 de 1997." p. 8, 1997

2.1.6 Variaciones del valor eficaz de tensión de corta duración Este tipo de variaciones suelen ser causadas principalmente por condiciones de falla, energización de grandes cargas que requieren de una gran corriente de arranque, malas conexiones en el alambrado del sistema de potencia, etc.³⁷. En general, son eventos con una duración menor a un minuto y dependiendo de sus características son clasificados como elevaciones, huecos o interrupciones.

Elevaciones (Swells)

Una elevación es un aumento en la tensión eficaz (rms) por encima de 1,1 p.u. para duraciones de 0,5 ciclos a 1 minuto. Las magnitudes típicas están entre 1,1 p.u. y 1,2 pu. Las principales causas de este fenómeno son³⁸:

- Falla línea-tierra
- Deslastre de carga³⁹
- Desconexión de una gran carga
- Encendido de un gran banco de condensadores

Huecos (Sags)

Un hueco es una disminución en el tensión rms entre 0,1 p.u. y 0,9 p.u. para duraciones de 0,5 ciclos a 1 minuto. Son más comunes que las elevaciones de corta duración y se asocian principalmente a⁴⁰:

³⁷ DELGADO PELAEZ D. and OSORIO VELEZ O. J., "Evaluación de la calidad de energía en la Universidad Tecnológica de Pereira," Universidad Tecnológica de Pereira, 2008

³⁸ IEEE and Institute of Electrical and Electronic Engineers, Op. Cit.

³⁹ Desconexión deliberada de ciertas cargas de un sistema eléctrico de forma manual o automática, como consecuencia de condiciones anormales de funcionamiento, para preservar la integridad de dicho sistema y minimizar las interrupciones masivas del servicio a los consumidores.

Fuente: <http://diccionario.raing.es/es/lema/deslastre-de-cargas>

⁴⁰ Ibíd.

- Falla línea-tierra
- Conmutación de cargas
- Arranque de grandes motores

Interrupciones momentáneas y temporales

Se produce una interrupción cuando el tensión de suministro disminuye a menos de 0,1 p.u. durante lapso que no excede 1 minuto. Las principales causas de este fenómeno son⁴¹:

- Fallas en el sistema de energía
- Fallas de los equipos
- Mal funcionamiento de los sistemas de control

En caso de falla en el sistema, la duración de este tipo de interrupciones depende del tiempo de operación de los equipos de protección.

2.1.7 Variaciones del valor eficaz de tensión de larga duración Son variaciones del valor rms de la tensión durante un intervalo de tiempo mayor a 1 minuto. Se clasifican en sobretensiones, subtensiones e interrupciones sostenidas y son causadas principalmente por la conmutación de cargas.

Sobretensiones

Una sobretensión es un aumento del tensión rms superior a 1,1 en pu. Los valores típicos de este fenómeno están entre 1,1 y 1,2 en pu. Algunas de sus causas son⁴²:

⁴¹ Ibíd

⁴² Ibíd.

- Conmutación de cargas
- Variaciones en la compensación de potencia reactiva del sistema
- Sistemas de regulación de tensiones deficientes
- Configuración incorrecta de los taps de los transformadores

Subtensiones

Una subtensión es una disminución de la tensión eficaz inferior a 0,9 p.u. durante un tiempo superior a 1 minuto. Los valores típicos están entre 0,8 p.u. y 0,9 pu. Algunas de sus causas incluyen⁴³:

- Circuitos sobrecargados
- Desconexión de un banco de condensadores
- Conmutación de cargas

Interrupciones sostenidas

La disminución de la tensión de suministro a menos 0,1 en p.u. durante un período de tiempo superior a 1 minuto se considera una interrupción sostenida. En el contexto del monitoreo de la calidad de la energía no tiene relación con la confiabilidad u otras estadísticas de continuidad del servicio⁴⁴. La Tabla 4 muestra fenómenos que afectan la tensión RMS.

Tabla 4. Fenómenos que afectan la tensión RMS.

Categorías	Duración típica	Magnitud de tensión típica
1. Variaciones de corta duración		
1.1 Instantáneas	0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9 pu

⁴³ Ibíd.

⁴⁴ Ibíd.

Categorías	Duración típica	Magnitud de tensión típica
1.1.1 Sag	0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8 pu
1.1.2 Swel		
1.2 Momentáneas	0,5 – 3 s	< 0,1 pu
1.2.1 Interrupción	30 ciclos – 3 s	0,1 – 0,9 pu
1.2.2 Sag	30 ciclos – 3 s	1,1 – 1,4 pu
1.2.3 Swell		
1.3 Temporal	> 3s – 1 min	< 0,1 pu
1.3.1 Interrupción	> 3s – 1 min	0,1 – 0,9 pu
1.3.2 Sag	> 3s – 1 min	1,1 – 1,2 pu
1.3.3 Swell		
2. Variaciones de larga duración	> 1 min	0,0 pu
2.1 Interrupción sostenida	> 1 min	0,1 – 0,9 pu
2.2 Subtensión	> 1 min	1,1 – 1,2 pu
2.3 Sobretensión		

2.2 SELECCIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE ENERGÍA

La selección de los parámetros de CPE para el desarrollo del análisis tuvo en cuenta la dimensión del SFV respecto a la capacidad de la red del Edificio. El SFV tiene una potencia máxima de 9,7 kWp y el transformador que alimenta la edificación tiene una potencia nominal de 630 kVA.

Se considera que algunos parámetros son impuestos por la red como: la frecuencia y el valor RMS de la tensión. Por esta razón, los siguientes parámetros no se tuvieron en cuenta:

- Elevaciones
- Huecos
- Sobretensiones
- Subtensiones

- Interrupciones de corta y larga duración
- Variaciones de la frecuencia

La Tabla 5 relaciona los parámetros seleccionados para el estudio de CPE con los límites establecidos por las regulaciones nacionales vigentes (CREG 070 de 1998. CREG 024 de 2005 y CREG 016 de 2007).

Tabla 5. Indicadores CPE seleccionados aplicando la normativa vigente.

Indicadores de CPE	Referencia	Rango de variación o límites
Severidad del parpadeo de corta duración - Pst	IEEE 519	$Pst \leq 1,0$
Relación de tensión de secuencia negativa y positiva - V2/V1	IEEE 1159	0,5 - 2%
Distorsión armónica total de tensión - THDV	IEEE 519	THDV $\leq 8\%$ HDV $\leq 5\%$
Distorsión armónica individual de corriente – IHDI	IEEE 519	Tabla 2 del Estándar IEEE 519 de 2014
Distorsión total de demanda - TDD	IEEE 519	
Factor de potencia	CREG 047 DE 2004	$Fp \geq 0,9$

Los parámetros analizados en el estudio de CPE según la normativa nacional proyectada (CREG 065 de 2012) se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Indicadores CPE seleccionados aplicando la normativa proyectada.

Indicadores de CPE	Rango de variación o límites	
Severidad del parpadeo de corta duración-Pst	$Pst \leq 1,0$	
Relación de tensión de secuencia negativa y positiva - V2/V1	$V2/V1_{95} \leq 2\%$	$V2/V1_{99} \leq 3\%$
Distorsión armónica total de tensión - THDV	$THDV \leq 5\%$	$HDV \leq 3\%$

Indicadores de CPE	Rango de variación o límites
Distorsión armónica individual de corriente - IHDI	Tabla 4 del Anexo 2 (CREG 065 de 2012)
Distorsión total de demanda - TDD	

Estos parámetros deben ser monitorizados por fase en concordancia con la normativa colombiana. Además, se debe tener en cuenta que los estándares establecen límites para la TDD, pero no para la THDI, por esta razón la configuración del medidor se hizo teniendo en cuenta la TDD.

Los límites de distorsión individual de tensión y corriente son los establecidos en el estándar IEEE 519 – 2014, que se observan en la Tabla 7.

Tabla 7. Límites para armónicos individuales de tensión y corriente.

Tensión de barra en el punto de conexión común (PCC)		Distorsión individual de tensión THI (%)			
Menor a 69 kV		3,0			
Límites de distorsión en corriente para sistemas de distribución 120 V < V_n ≤ 69 kV					
Relación I _{sc} /I _L	<11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	h ≥ 35
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4

2.3 INTERVALO DE MEDICIÓN

Para seleccionar el intervalo de tiempo de medición, durante el cual se monitorizaron los indicadores de CPE, se tuvo en cuenta lo expuesto en las normativas y estándares mencionados en el Capítulo 1.

La IEEE 519 propone la aplicación del percentil 95 a los datos obtenidos durante una semana con un tiempo de agregación de 10 minutos, o la aplicación el percentil

99 para los datos recolectados durante un día con tiempo de agregación de 3 segundos. De esta forma se obtiene un valor representativo de estos conjuntos de datos, el cual se utiliza para la evaluación de los distintos límites de distorsión expuestos en este estándar.

El Anexo B de la IEC 61000-4-30 indica que el periodo de evaluación mínimo puede ser de un día, una semana o un año; esto dependiendo del indicador a evaluar y del tiempo de agregación con el que se tomen los datos.

La normativa colombiana, tanto vigente como proyectada, solicita a los operadores de red y a transmisores nacionales el reporte por semanas de la monitorización de los indicadores de la CPE con un tiempo de agregación de 10 minutos.

A partir de lo anterior, se estableció que el intervalo de tiempo de medición debe ser mínimo una semana con tiempo de agregación de 10 minutos.

3. MEDICIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CPE

Para la monitorización de los parámetros de CPE se emplearon dos analizadores de red: PQube 3 y Acuvim IIR. Las generalidades sobre el SFV estudiado y de los equipos de medición, así como la configuración de éstos, se exponen a continuación.

3.1 SFV DEL EDIFICIO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA (UIS)

El Edificio de Ingeniería Eléctrica del Campus Central de la Universidad Industrial de Santander (Bucaramanga), tiene cinco niveles y dos terrazas. Es un piloto de edificación verde utilizado para desarrollar investigaciones relacionadas con energías renovables, uso racional de la energía y automatización, entre otros⁴⁵. En la terraza superior del Edificio se han instalado 36 paneles solares fotovoltaicos de entre 255 Wp y 270 Wp cada uno. Estos paneles FV, junto con un panel ubicado en el Piso 5 conforman el SFV que se conecta directamente al barraje del Piso 4 del Edificio.

Para estudiar el impacto que la inyección de energía FV pueda tener sobre la CPE en la red de BT del Piso 4, específicamente en el PCC, se instalaron dos medidores de energía de altas prestaciones:

- Se instaló el equipo PQube 3 del fabricante *Power Standards Lab* en el punto de conexión común (PCC), con el objetivo de monitorizar las señales eléctricas de

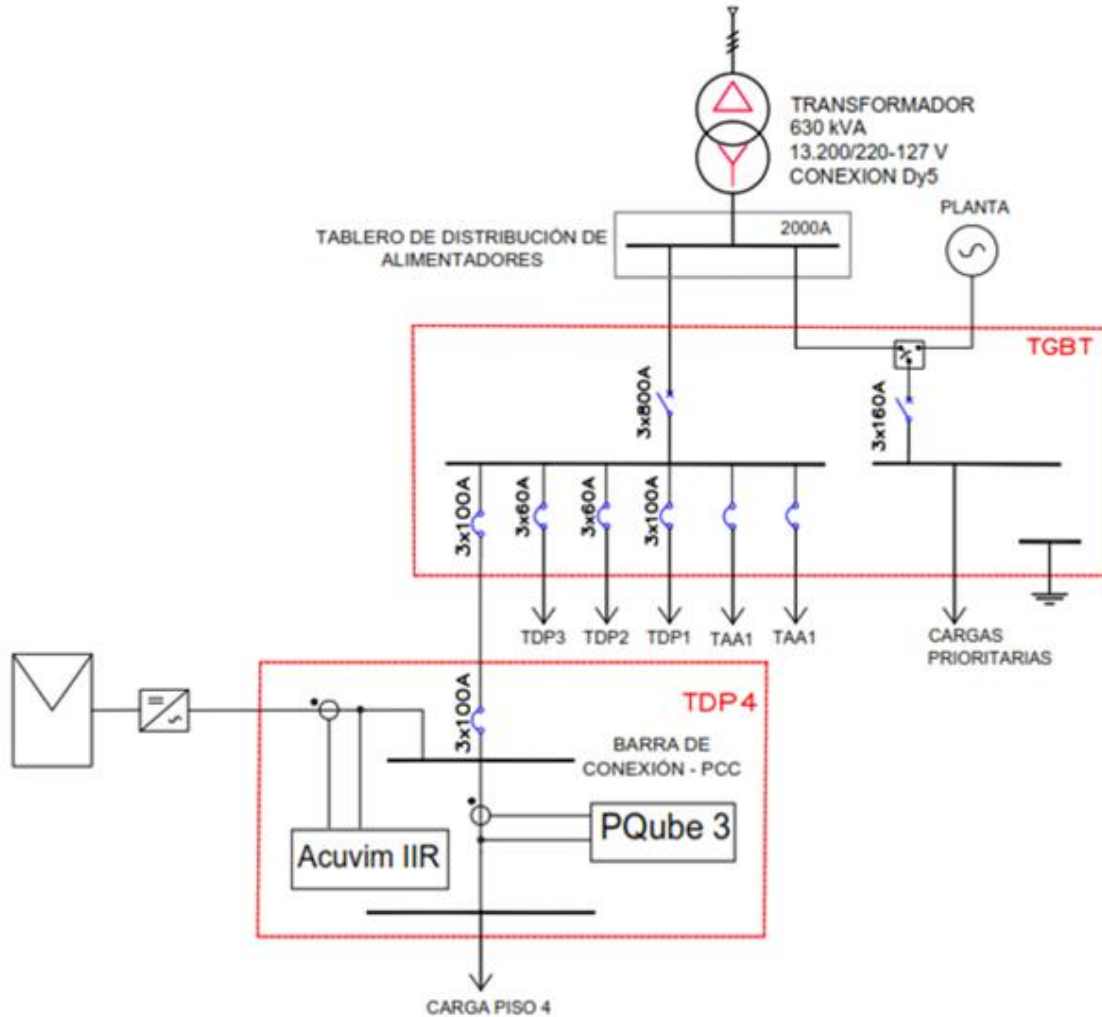
⁴⁵ OSMA G., FLOREZ C., ROJAS W., FLOREZ J., and ORDOÑEZ G., "Mejoramiento del desempeño de paneles fotovoltaicos a partir de la irrigación forzada de la superficie superior Improvement of the performance of photovoltaics panels by forced irrigation on the upper surface," *UIS Ing.*, vol. 16, pp. 161–171, 2017

tensión y corriente, a partir de las cuales se puede estudiar parámetros de la potencia consumida, factor de potencia e indicadores de CPE en el Tablero de Distribución del Piso 4, (TDP4).

- Se instaló el equipo Acuvim IIR del fabricante *Accuenergy*, en la salida del SFV, para monitorizar las señales eléctricas de tensión y corriente de la salida del SFV a la red de BT.

La Figura 3 presenta parte del diagrama unifilar de la red de BT de la edificación, el SFV y el sistema de medición utilizado para la obtención de datos analizados en este trabajo de grado.

Figura 3. Representación unifilar de la red eléctrica de BT, SFV y equipos de medición.



3.2 GENERALIDADES Y CONFIGURACION DEL MEDIDOR PQUBE 3

Es un instrumento para monitorizar sistemas de energía eléctrica y condiciones ambientales, diseñado para ayudar a resolver problemas que afectan la calidad y

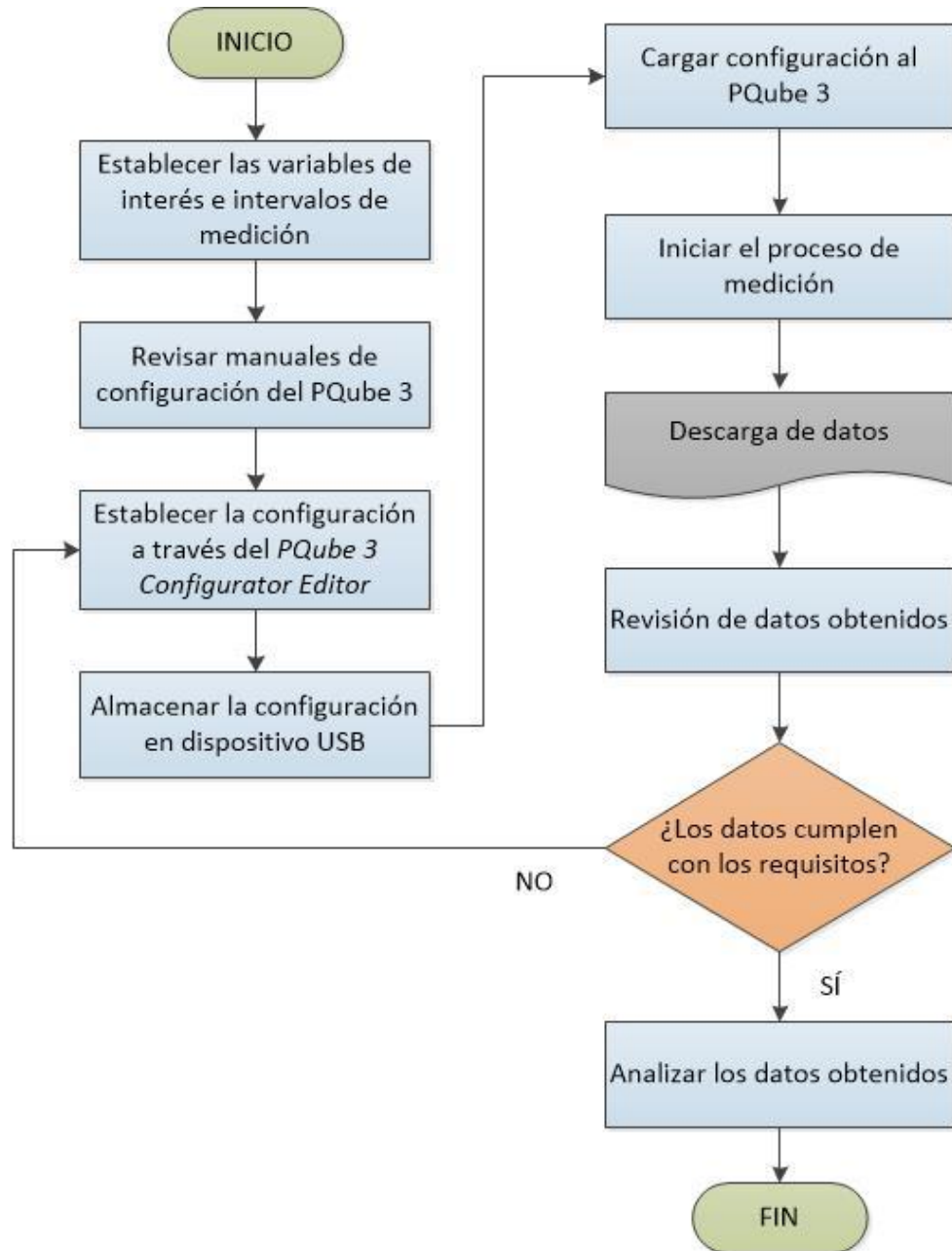
confiabilidad. Puede usarse para monitorizar perturbaciones de potencia, medir potencia y energía y registrar datos de la red en general y las fallas digitalmente⁴⁶.

Puede monitorear y registrar indicadores de CPE tales como: elevaciones, huecos, interrupciones, variaciones de frecuencia, impulsos, forma de onda, parpadeo, desequilibrio, THD y armónicos. Además, puede registrar parámetros relacionados con potencia como: Potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, energía y factor de potencia, entre otros.

El procedimiento de configuración del equipo abarca aspectos como: revisión de manuales, manejo del software (en PC), actualización del archivo de operación del medidor y la verificación de la operación programada a partir de la revisión de datos obtenidos. Esto se muestra paso a paso en el flujograma de la Figura 4.

⁴⁶ POWER SENSORS LIMITED, "PQube 3 Instruction Manual Revision 1.9." Power Sensors Limited, Alameda, p. 103, 2015

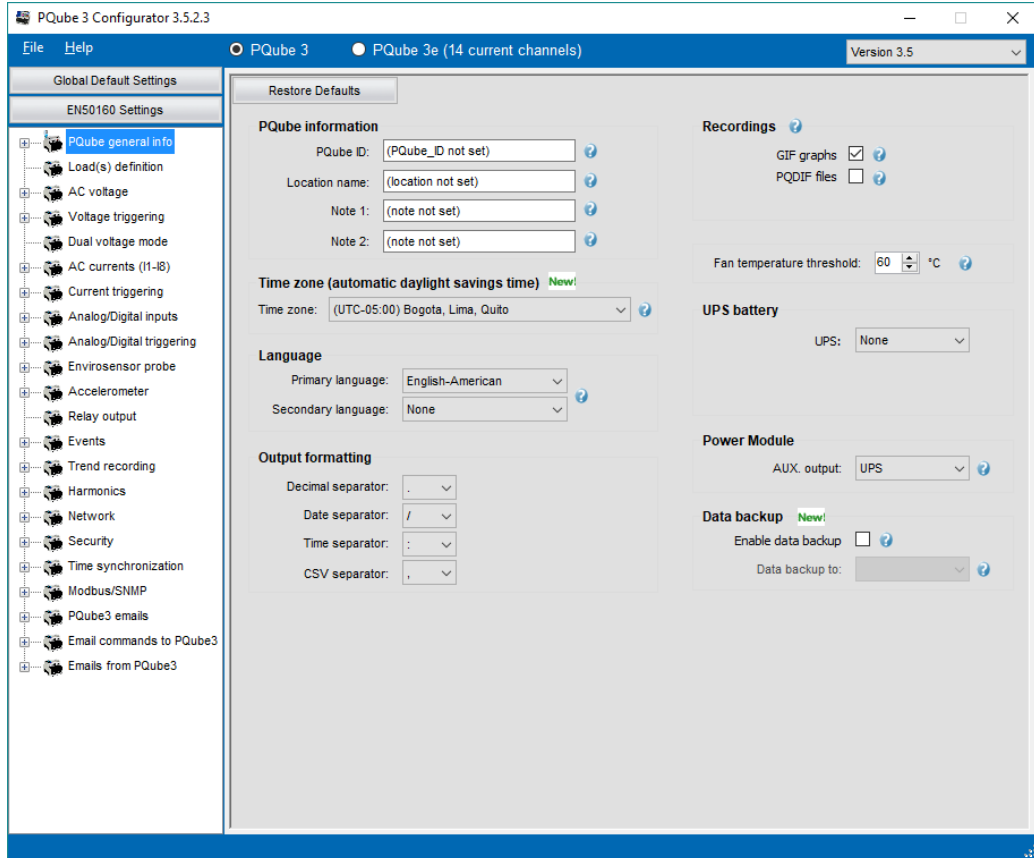
Figura 4. Flujograma del procedimiento de configuración del medidor PQube 3.



El equipo cuenta con un software para su configuración llamado *PQube 3 Configurator Editor*, que permite definir los aspectos necesarios para que el equipo monitoree parámetros específicos, según la necesidad del usuario. La Figura 5 muestra la interfaz de la versión 3.5.2.3 del programa. En la parte izquierda se

observa el menú de los ítems que se pueden configurar; para cada uno de éstos se despliegan las diferentes opciones de configuración (en la zona gris).

Figura 5. Interfaz del configurador versión 3.5.2.3 del PQube 3.



No obstante, este medidor permite otra alternativa para su configuración. A través de un block de notas, con una estructura predeterminada, es posible ingresar todos los valores del menú de configuración. Esta alternativa puede resultar tediosa debido a lo extenso del archivo. La Figura 6 muestra una parte de la estructura de un archivo de configuración. En el caso de la configuración realizada para este estudio, se empleó el *PQube 3 Configurator Editor*.

Figura 6. Block de notas para configuración PQube 3.

```
; ----- Label of the Time zone region where your PQube 3 is located (America/Los_Angeles, Europe/Paris, etc..)
Time_Zone_Region=America/Bogota

; ----- Duration in minutes of battery back up before your PQube 3 automatically shuts down
; ----- This applies only if your PQube has a UPS module
; ----- Valid values: 3 to 30, typical value 5
UPS_Time_In_Minutes=5

; ----- Capacity of the battery pack connected to the UPS2 module. If there are several battery packs connected,
; ----- the capacity is the total capacity for all packs together
; ----- Note: This parameter is ignored if a UPS1 module is connected to the PQube3.
; ----- Valid values: 2500 to 7500, default is 2500
UPS_Model=None
UPS_Battery_Capacity_In_mAh=

; ----- Selecting UPS means that the Power module AUX output is ON when UPS is present and prime power is present.
; ----- If UPS is not present or prime power is not present then Power module AUX output is OFF.
; ----- Valid values: ON, OFF, UPS, default is UPS
PM_AUX_Output_Cnt1=OFF

; ----- Your PQube 3's internal fan turns on when the CPU temperature exceeds this threshold.
; ----- Valid values: integer between 40 and 60, typical value 55
Fan_Temperature_Threshold_in_DegC=50

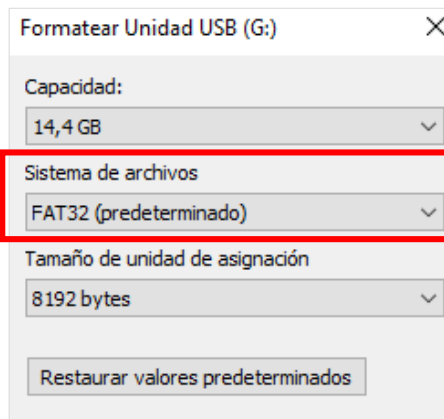
; ----- Choose the language for web pages, screen display, and graphs generated by your PQube 3.
PQube_Primary_Language=Spanish-LatinAmerica
PQube_Secondary_Language=English-American
```

Cargar la configuración al equipo

Una vez establecida la configuración requerida, se debe cargar el archivo que define la operación del equipo, por lo cual se empleó el puerto USB del equipo. A continuación, se describe el proceso ejecutado:


- Formatear la memoria USB empleada; al hacerlo se debe escoger la opción FAT32 en el menú de sistemas de archivos, como se muestra en la Figura 7.

Figura 7. Formatear memoria USB.



- Una vez formateada la memoria USB, se debe guardar en ésta el archivo que contiene la nueva configuración para el equipo. Ese es el único archivo que debe estar almacenado en la memoria, como se observa en la Figura 8.

Figura 8. Configuración almacenada en la memoria USB.

Nombre	Fecha de modifica...	Tipo	Tamaño
 setup-P3002775	18/11/2017 9:51 a. ...	Opciones de confi...	55 KB

- Luego se introduce la memoria USB al equipo, éste muestra en su *display* la opción de cargar la configuración, el usuario presiona “aceptar” y la configuración queda incorporada.

Para establecer la configuración correcta para este estudio se cargaron varias configuraciones al medidor y se fueron analizando los datos salida hasta obtener la información requerida. La Tabla 8 contiene la información más importante sobre la configuración usada.

Tabla 8. Configuración del medidor PQube 3.

Ítem	Configuración
Definición de cargas	Tipo de cargas: Monofásicas
Generalidades del sistema ⁴⁷	Tensión de fase: 127 V
	Tensión de línea: 220 V
	Frecuencia nominal: 60 Hz
Avanzado	Registro de desbalance de tensión: Activado
	Método para el cálculo del desbalance: IEC
	Tiempo de agregación para frecuencia: 10 segundos
	Tiempo de agregación para armónicos y otros parámetros: 10 minutos

⁴⁷ Las tensiones nominales de la red de BT del Edificio de Ingeniería Eléctrica son 127/220 V, debido al transformador instalado.

Ítem	Configuración
Corriente	Relación de transformación CT's: 100:0,333
	Distorsión armónica de corriente: TDD
	Corriente para cálculo de la TDD: Auto*

*Emplea la corriente del primario del CT (100 A) como la $I_{m\acute{a}x}$

Para ir en concordancia con la normativa colombiana, se seleccionó el método de medición Clase A⁴⁸.

Descarga de datos

La descarga de datos del PQube 3 se realiza a través del puerto USB. Los pasos que se siguen son:

- Insertar la memoria USB en el puerto USB del equipo.
- Esperar mientras el equipo reconoce el dispositivo.
- Seleccionar la opción "Save data" en el menú principal.
- Seleccionar la opción "USB" en el menú que se despliega.
- Esperar mientras se almacena la información en el dispositivo USB.
- Una vez almacenada la información y de vuelta en el menú principal, seleccionar la opción "Actions".
- Pulsar la opción "Eject" para expulsar la memoria USB.

⁴⁸ Esta Clase se utiliza cuando son necesarias mediciones precisas. Las mediciones de un parámetro efectuadas con dos instrumentos diferentes de acuerdo con las prescripciones de medida de Clase A, cuando se mide una misma señal, deben producir resultados concordantes dentro del margen de incertidumbre especificado [1].

La Figura 9 ilustra el procedimiento empleando la pantalla táctil del PQube 3.

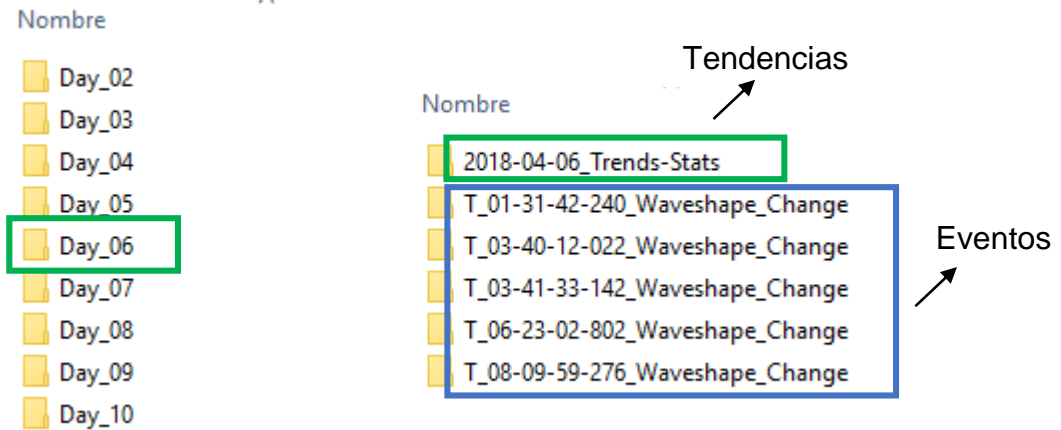
Figura 9. Descripción gráfica del procedimiento para la descarga de datos empleando dispositivo USB - PQube 3.



Información obtenida

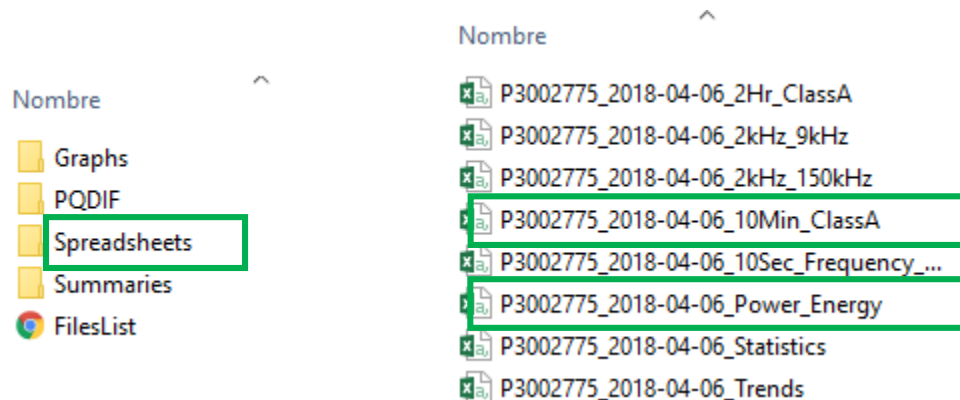
En primer lugar, el equipo clasifica la información por día del mes; dentro de cada día se encuentra la información organizada en varias carpetas, tal como muestra la Figura 10. La primer carpeta "Trends" contiene las tendencias y en las demás carpetas están almacenados los eventos que el equipo monitorizó durante ese día.

Figura 10. Organización de datos por día del mes - PQube 3.



La información sobre los indicadores de CPE empleada para desarrollar este trabajo se encontró dentro de la carpeta “**Trends_Stats**”; específicamente, en las hojas de cálculo con reporte cada 10 minutos (“**10Min_ClassA**”) y de mediciones de potencia y energía (“**Power_Energy**”) mostradas en la Figura 11. Las demás carpetas y hojas de cálculo contienen información que puede ser usada en estudios posteriores.

Figura 11. Hojas de cálculo generadas por el PQube 3 con la información recolectada durante la medición.



La Figura 12 muestra un fragmento de la hoja de cálculo “10Min_ClassA” generada por el medidor para el día 06 de abril de 2018. El archivo contiene registros de 785 variables, un por columna; dado que el tiempo de agregación es de 10 minutos, cada variable tiene 144 datos por día.

Figura 12. Hoja de cálculo obtenida a partir de las mediciones del PQube 3.

Time	Flag	L1-N (V)	L2-N (V)	L3-N (V)	L1 (A)	L2 (A)	L3 (A)	L1 Harmonic
6/04/2018 0:10		132.763718	133.060425	132.178665	0.09966	0.605225	0.143225	132.673874
6/04/2018 0:20		132.758942	133.078629	132.189789	0.09943	0.605719	0.148456	132.666565
6/04/2018 0:30		132.94043	133.239136	132.336517	0.10147	0.578006	0.143318	132.845688
6/04/2018 0:40		133.149231	133.388809	132.559235	0.102663	0.605865	0.146112	133.051224
6/04/2018 0:50		132.195419	132.483841	131.643768	0.102065	0.609291	0.145185	132.106033
6/04/2018 1:00		131.227814	131.542862	130.665146	0.102457	0.613294	0.147951	131.144882
6/04/2018 1:10		130.951553	131.269531	130.43367	0.101653	0.613843	0.146935	130.868164
6/04/2018 1:20		130.43869	130.792542	129.910721	0.100439	0.61635	0.147611	130.358597
6/04/2018 1:30		130.557434	130.858688	130.001648	0.10008	0.617294	0.148974	130.477066
6/04/2018 1:40		130.60321	130.911606	130.050034	0.102465	0.617869	0.145157	130.520538
6/04/2018 1:50		131.365402	131.692535	130.868164	0.104378	0.583371	0.15389	131.276627
6/04/2018 2:00		131.45195	131.817322	130.974457	0.10472	0.617462	0.14642	131.363174
6/04/2018 2:10		131.16774	131.625977	130.741547	0.10319	0.616951	0.154962	131.079788
6/04/2018 2:20		131.321167	131.721481	130.861542	0.103539	0.616271	0.145298	131.232819
6/04/2018 2:30		131.507202	131.956955	131.074356	0.105001	0.616179	0.152104	131.414871
6/04/2018 2:40		131.439301	131.867706	131.043716	0.104642	0.617069	0.141465	131.34642

Los datos suministrados por el medidor son calculados bajo las condiciones establecidas en la IEC 61000-4-30-Numeral 4.5. Esta normativa expone el algoritmo para el cálculo de los valores con un tiempo de agregación de 10 minutos. En el caso de sistemas con frecuencia de 60 Hz y para medidores Clase A (como el PQube 3), se deben agregar intervalos de 180 periodos (3 segundos) hasta alcanzar los 10 minutos (200 intervalos).

3.3 GENERALIDADES Y CONFIGURACIÓN DEL MEDIDOR ACUVIM IIR

Es un medidor de energía y potencia fabricado por *Accuenergy*. Se puede usar como dispositivo de recopilación de datos para sistemas inteligentes de distribución

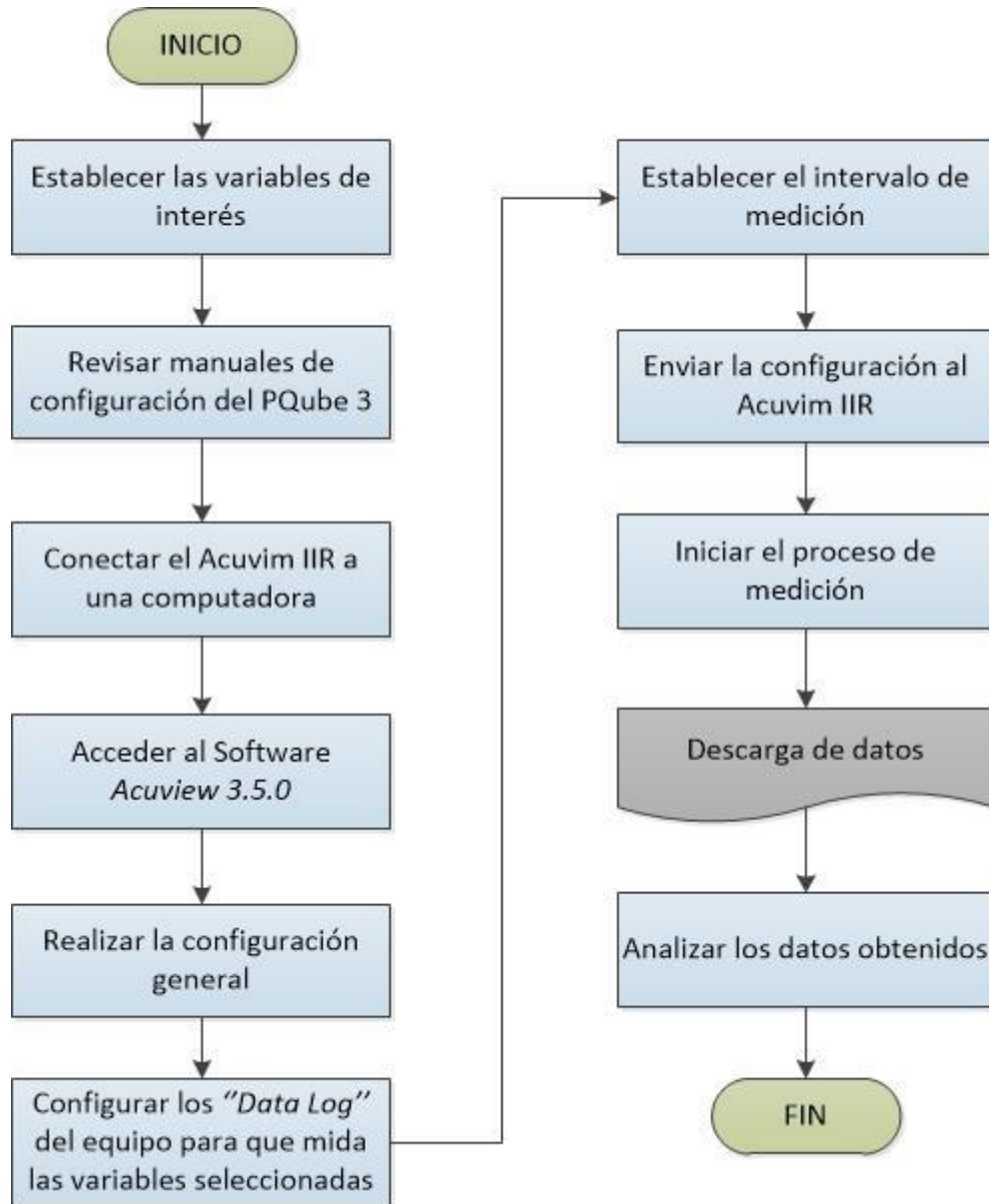
de energía o sistemas de automatización de plantas⁴⁹. Algunas de sus funcionalidades son:

- Monitoreo y análisis de alto rendimiento, integración de sistemas y aplicaciones especiales
- Medición de alimentadores de distribución, transformadores, generadores, bancos de condensadores y motores
- Sistemas de media y baja tensión
- Análisis de calidad de energía
- Registro de datos

Para llevar a cabo la configuración del Acuvim IIR es necesario establecer las variables a medir, consultar los manuales del equipo, apropiarse del software para su configuración y la forma de descargar los datos. El orden por seguir se muestra en la Figura 13.

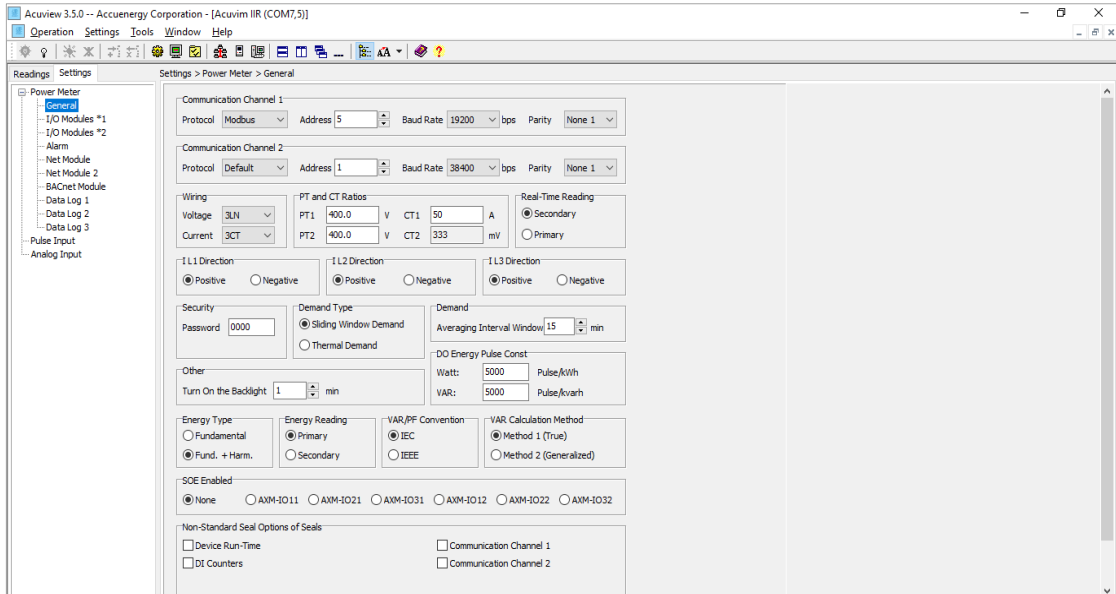
⁴⁹ ACCUENERGY, "Acuvim II Series High Performance Meters." Accuenergy (Canada) Inc, Toronto, p. 17, 2015

Figura 13. Flujograma de la utilización del medidor Acuvim IIR.



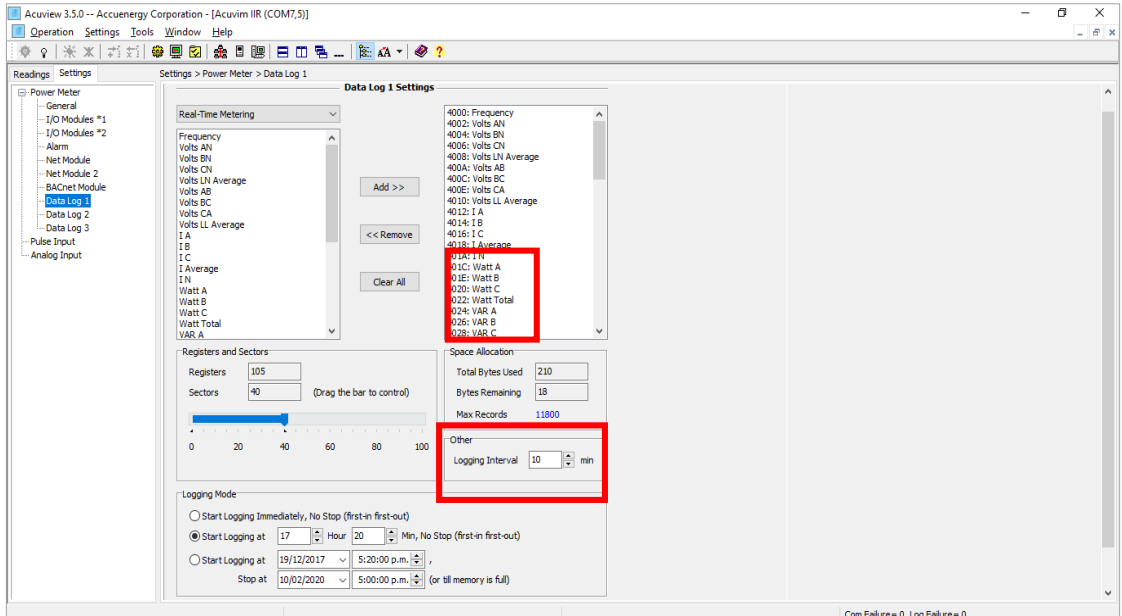
La configuración de este equipo se lleva a cabo a través de la interfaz *Acuview 3.5.0* de *Accuenergy Corporation*. En la configuración general se establece el tipo de protocolo de comunicación, la relación de transformación de los PT's y CT's y los métodos y las convenciones para la medición, entre otros, tal como muestra la Figura 14.

Figura 14. Configuración general ACUVIM IIR.



Cada “Data Log” del equipo representa un archivo de salida; para cada uno de éstos es posible establecer qué parámetros medir y el intervalo de tiempo en el que se debe hacer la medición. La Figura 15 muestra la configuración del “Data Log 1”, a partir del cual se obtuvieron los datos de potencia del SFV por fase para este estudio. El tiempo para la toma de datos fue de 10 minutos, acorde con la configuración del PQube 3 y con lo establecido según la normativa.

Figura 15. Configuración de Data Log 1 - Acuvim IIR.



Adicionalmente, se usaron los “Data Log 2” y “Data Log 3” para el almacenamiento de las corrientes armónicas inyectadas por el SFV en cada fase, que puede ser útil para estudios posteriores, tal como se puede observar en las figuras 16 y 17.

Figura 16. Configuración de Data Log 2 - Acuvim IIR.

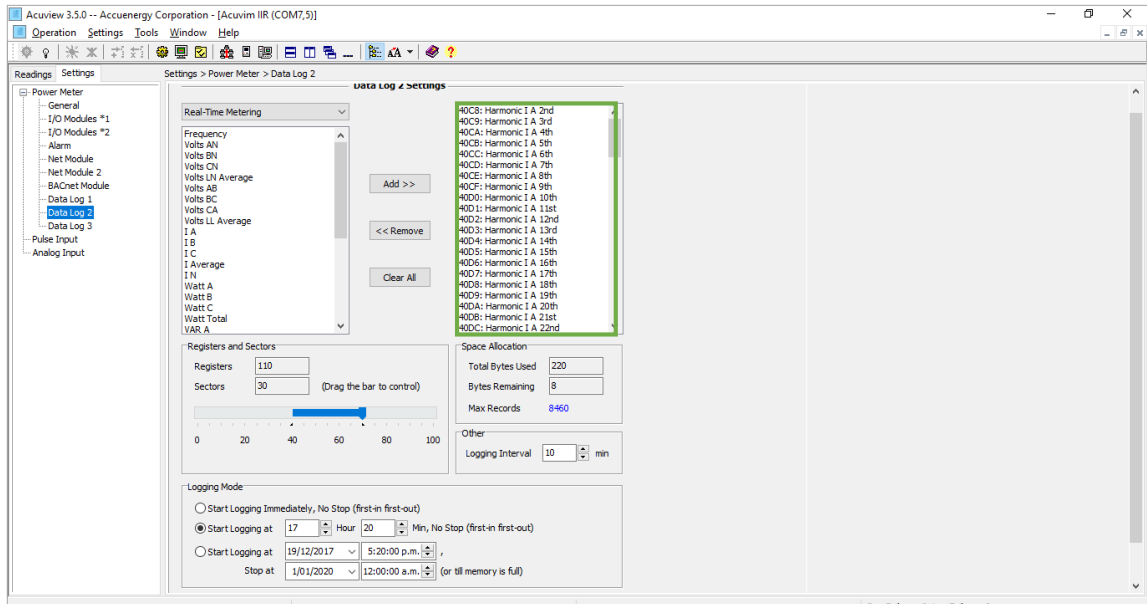
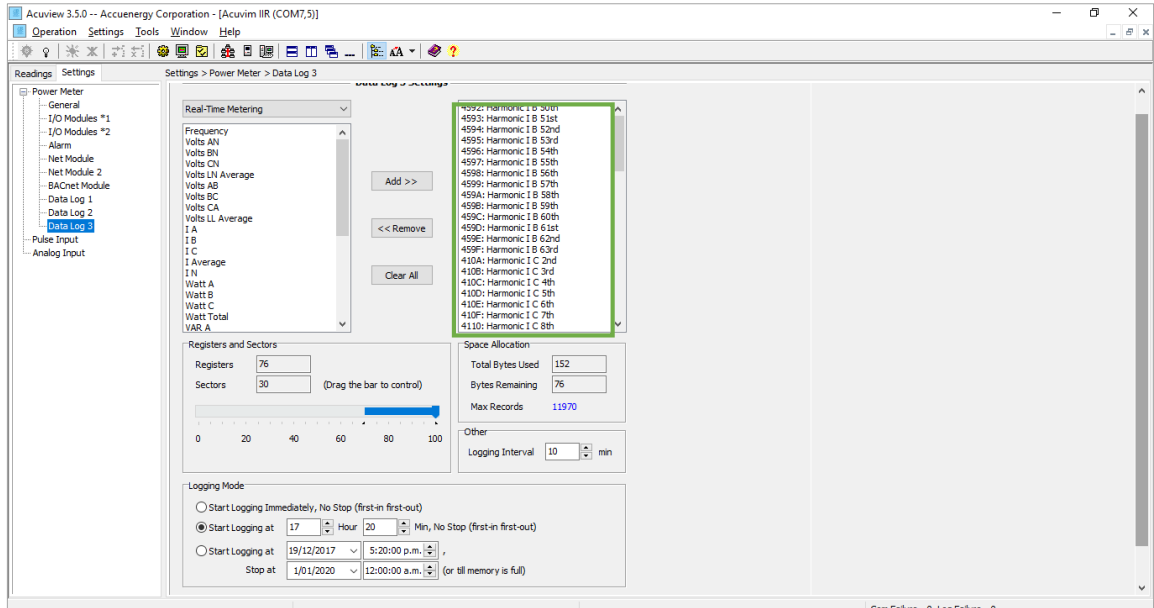


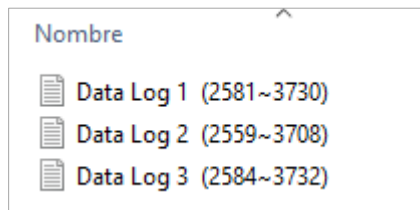
Figura 17. Configuración de Data Log 3 - Acuvim IIR.



Descarga de datos

Para obtener los datos almacenados por el Acuvim IIR, el equipo se conecta al computador. De esta forma, es posible hacer una lectura de los datos almacenados en cada una de las memorias del equipo (*Data Logs*). Finalmente, se obtiene un archivo de texto (.txt) que permite visualizar los datos a través de los programas Block de notas y *Microsoft Excel*. La Figura 18 muestra los archivos .txt que se generan, al descargar los datos del Acuvim IIR al computador.

Figura 18. Archivos generados al descargar la información del Acuvim IIR.



La Figura 19 muestra un fragmento del archivo “Data Log 1” que almacena 75 variables con datos cada 10 minutos.

Figura 19. Visualización de un fragmento del archivo Data Log 1 en Microsoft Excel.

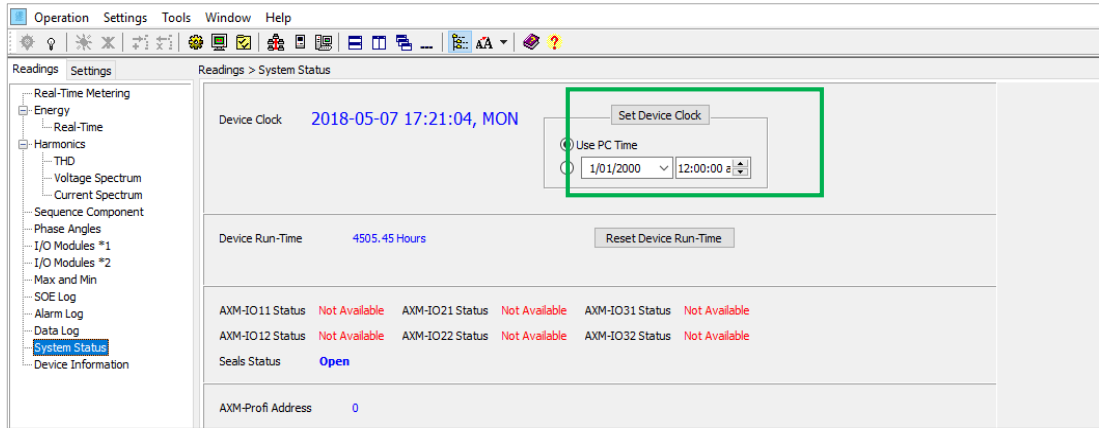
No.	Time Stamp	Frequency	Volts AN	Volts BN	Volts CN	Volts LN Ave	Volts AB	Volts BC
2581	2/04/2018 16:50	60.01	128.93	129.68	129.16	129.26	224.52	224.07
2582	2/04/2018 17:00	60	128.8	129.51	128.9	129.07	225.05	224.32
2583	2/04/2018 17:10	59.97	129.4	130.11	129.54	129.68	225.43	224.68
2584	2/04/2018 17:20	60.03	129.86	130.61	130	130.16	226.01	225.45
2585	2/04/2018 17:30	60.01	130.33	131.08	130.46	130.63	227.03	226.34
2586	2/04/2018 17:40	60.02	130.45	131.12	130.59	130.72	226.95	226.12
2587	2/04/2018 17:50	59.95	130.55	131.2	130.6	130.78	227.3	226.38
2588	2/04/2018 18:00	60.03	130.46	131.1	130.43	130.66	227.2	226.16
2589	2/04/2018 18:10	60	130.63	131.3	130.62	130.85	227.54	226.49
2590	2/04/2018 18:20	60.03	130.39	130.98	130.28	130.55	227.07	225.82
2591	2/04/2018 18:30	60.03	130.54	131.25	130.58	130.79	227.36	226.4
2592	2/04/2018 18:40	59.97	130.94	131.56	130.86	131.12	227.96	227
2593	2/04/2018 18:50	59.99	131.12	131.71	131.04	131.29	228.29	227.17
2594	2/04/2018 19:00	60.04	131.02	131.71	131.01	131.25	228.29	227.1
2595	2/04/2018 19:10	59.96	131.22	131.92	131.15	131.43	228.55	227.38
2596	2/04/2018 19:20	60.03	131.43	132.06	131.35	131.61	228.91	227.71
2597	2/04/2018 19:30	60.02	131.75	132.44	131.74	131.98	229.48	228.45
2598	2/04/2018 19:40	59.99	131.55	132.21	131.56	131.77	229.17	228.07
2599	2/04/2018 19:50	60.01	131.73	132.41	131.75	131.97	229.32	228.38

3.4 SINCRONIZACIÓN DE LOS MEDIDORES

Cuando se requiere monitorizar una red eléctrica a partir de dos o más equipos, es necesario que las mediciones estén sincronizadas en tiempo, solo así es posible realizar una comparación válida de los datos.

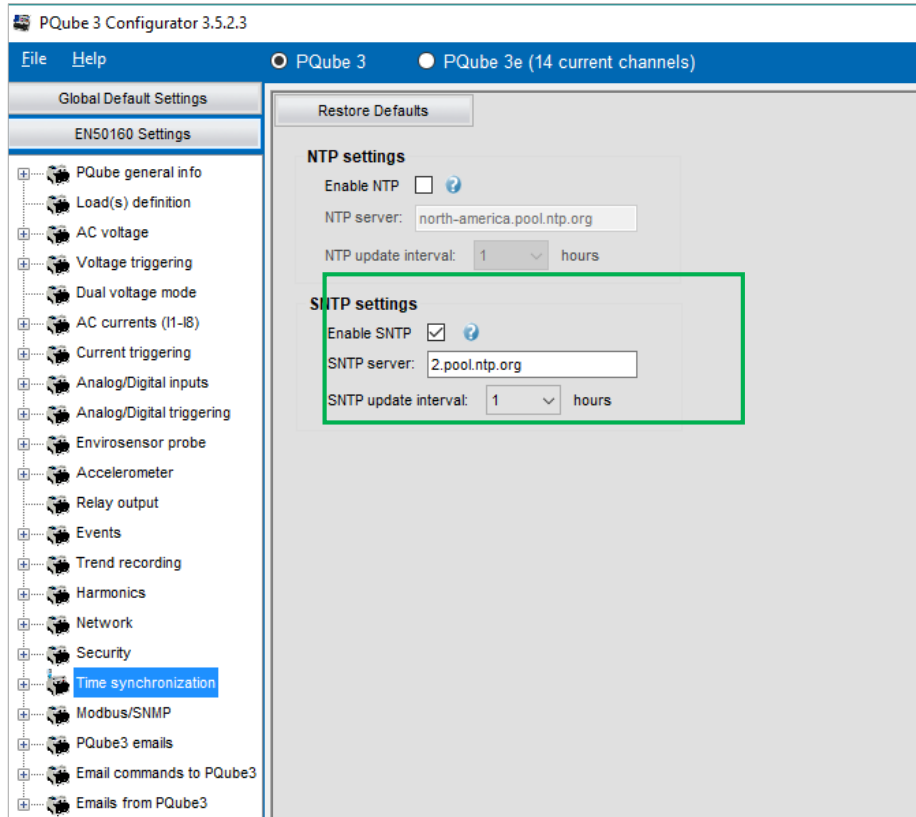
La configuración del reloj del Acuvim IIR se realiza con la hora del computador, la cual debe estar sincronizada con la zona horaria UTC-05:00, tal como muestra la Figura 20.

Figura 20. Configuración de la hora en el Acuvim IIR.



Para el caso del PQube 3, se hace a través de la opción “*Time synchronization*” en el menú de configuración. Se habilita la opción *SNTP (Simple Network Time Protocol)*, para sincronizar el equipo con la página web <http://2.pool.ntp.org/> que corresponde con la hora legal para Colombia (UTC-05:00). La Figura 21 muestra cómo se realizó este procedimiento en la interfaz de configuración del equipo.

Figura 21. Configuración de la hora PQube 3.



3.5 DESARROLLO DEL ESTUDIO

Para el desarrollo del estudio fue necesario establecer una estrategia para cuantificar la variación de los parámetros técnicos de CPE de la red de baja tensión del Edificio de Ingeniería Eléctrica ante la inyección de energía del SFV.

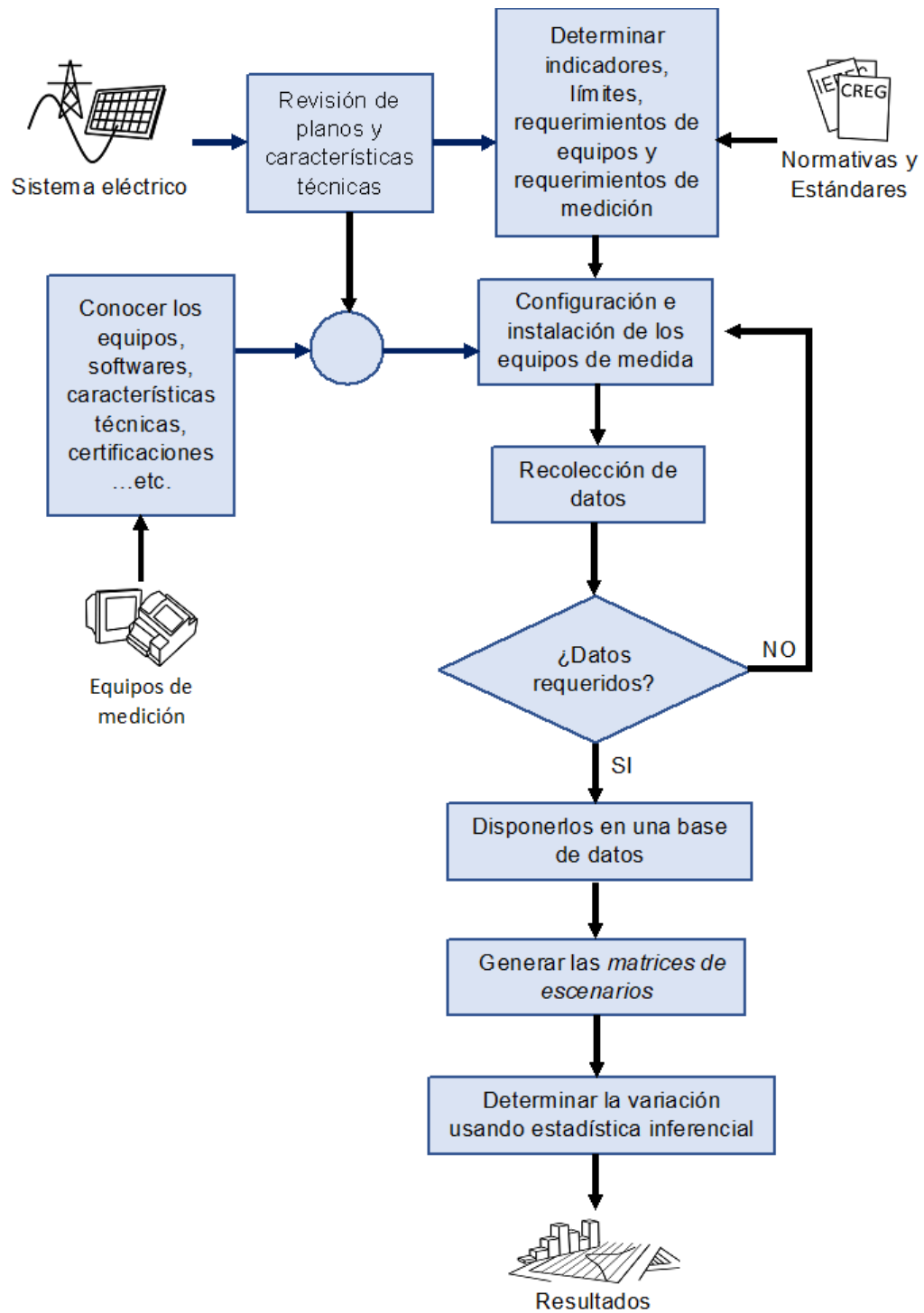
En primer lugar, se determinaron los parámetros de CPE que debían monitorizarse y sus límites y periodos de medición, a partir de normativas nacionales e internacionales. Por lo tanto, se llevó a cabo una revisión de estándares internacionales como IEC 61000-4-30, IEC 61000-4-15, IEEE 1159, IEEE 519; y regulaciones nacionales vigentes como CREG 070 de 1998, CREG 024 de 2005 Y

CREG 016 de 2007 y proyectadas como CREG 065 de 2012. Esto se evidencia en los capítulos 1 y 2.

Posteriormente, se configuraron los equipos de medición PQube 3 y Acuvim IIR, de tal forma que monitorizaran las variables requeridas. Para esto, se consultaron los manuales de usuario y la información técnica de los equipos y se procedió con la medición. Sin embargo, se requirió verificar las variables monitorizadas por el PQube 3 hasta obtener todos los parámetros necesarios para realizar el estudio. Esto se explicó detalladamente en el Capítulo 3.

Para el tratamiento de los datos obtenidos, se emplearon herramientas computacionales como *Microsoft Excel* y se creó la *Matriz de escenarios* para clasificar los datos y facilitar su análisis. Por último, se aplicó estadística inferencial para determinar la influencia del SFV en los parámetros de CPE. Esto se explica detalladamente en este capítulo. La Figura 22 presenta un diagrama de flujo que resume la metodología expuesta.

Figura 22. Diagrama de la metodología empleada para el desarrollo del trabajo de grado.



3.6 ADQUISICIÓN DE DATOS

Después de instalar y configurar los equipos de medición, se procede a monitorizar los indicadores de la CPE durante cuatro periodos de medición. En total, fueron 30 días con inyección FV y 14 días sin inyección FV, cumpliendo con tiempo mínimo de medición (1 semana). La Tabla 9 muestra los periodos de medición y el respectivo estado del SFV.

Tabla 9. Periodos de medición para el PCC entre el SFV y el Edificio de Ingeniería Eléctrica durante el año 2018.

Periodo	Inicio	Fin	Estado del SFV
1	24 de febrero	8 de marzo	Activo
2	9 de marzo	15 de marzo	Desactivado
3	16 de marzo	2 de abril	Activo
4	3 de abril	9 de abril	Desactivado

La monitorización se hizo de forma continua y la extracción de los datos de los equipos se realizó semanalmente. La totalidad de los datos se puede encontrar en el Anexo D (AnexoD.xlsx – archivo digital).

Los datos monitorizados durante los periodos sin inyección FV fueron tomados como valores de referencia, para establecer la variación de los parámetros de CPE con inyección FV.

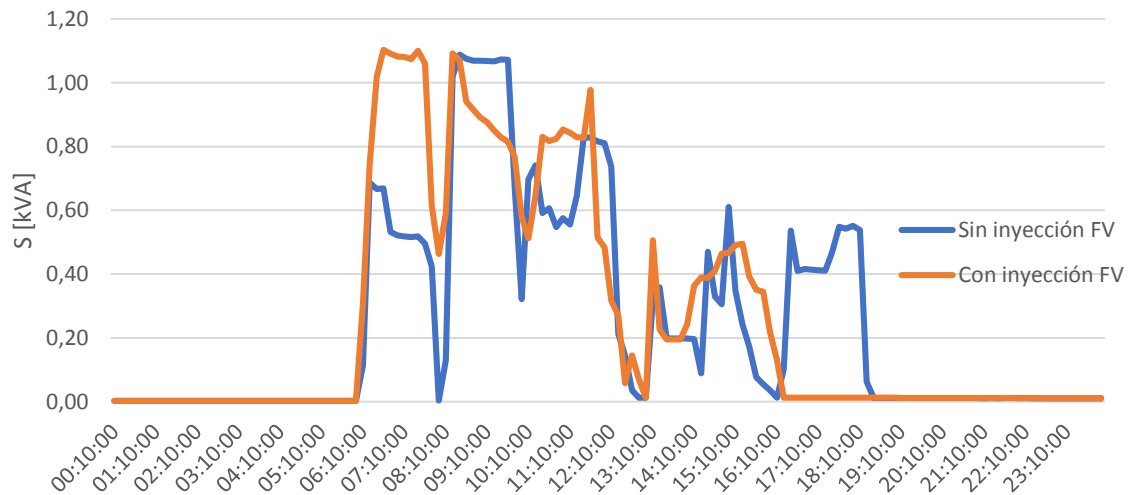
3.7 MATRIZ DE ESCENARIOS

Dado que algunos de los parámetros de CPE dependen de la magnitud de la potencia de la carga, como los relacionados con la corriente, se hace necesario garantizar condiciones de carga similares, para llevar a cabo la comparación de los

parámetros con y sin inyección FV. Por lo tanto, se decidió comparar los perfiles de demanda para el mismo día de la semana, con y sin inyección FV.

La Figura 23 corresponden a los perfiles de demanda para un miércoles con y sin inyección FV, respectivamente. Se observa que la carga no tiene un comportamiento similar; por ende, no podrían compararse los indicadores de CPE para los dos escenarios de análisis.

Figura 23. Perfil de demanda para un miércoles con y sin inyección FV.



En consecuencia, se desarrolló una estrategia para comparar los indicadores de CPE monitorizados con y sin inyección FV, denominada *Matriz de Escenarios*.

La matriz de escenarios permite clasificar los datos monitorizados en escenarios con condiciones similares, lo que permite realizar comparaciones. A continuación, se expone el paso a paso para la formación de la matriz de escenarios:

- 1) Determinar el valor máximo de la potencia demandada por la carga y generada por el SFV en cada fase. A partir de estos valores, se asigna un valor base igual o mayor al valor máximo, con el fin de que todos los datos sean clasificados.

- 2) Establecer los intervalos de la potencia generada por el SFV en los que se quiere agrupar los datos monitorizados.
- 3) Establecer los intervalos de carga en lo que se quiere agrupar los datos monitorizados.
- 4) Asociar las filas y columnas de la *Matriz de Escenarios* con la potencia de la carga y la generada por el SFV, respectivamente. Cada celda de la *Matriz de Escenarios* corresponde a un escenario.
- 5) Clasificar las mediciones en cada escenario, teniendo en cuenta sus datos de potencia de la carga y potencia generada por el SFV.

A partir de lo anterior, se puede crear una matriz de escenarios en la que se visualice la frecuencia con la que se presenta cada escenario. La frecuencia también representa la cantidad de datos por indicador en ese escenario. A continuación, se muestra la creación de la matriz de las frecuencias de la fase A.

Establecer los valores base de potencia

Para la realización de este estudio se emplearon los valores de potencia aparente porque la carga conectada posee reactivos. Para la Fase A se encontró que la potencia máxima de la carga es aproximadamente 1,58 kVA y la potencia máxima generada por el SFV fue 3,07 kVA. Por lo tanto, las bases seleccionadas fueron 1,6 kVA y 3,1 kVA, respectivamente. Esto se puede observar en la Tabla 10.

Tabla 10. Selección de potencias base para la Fase A.

	S máxima kVA	S base kVA
Carga	2,12	2,2
SFV	3,08	3,1

Establecer los intervalos de potencia FV

Se seleccionaron 10 intervalos para la inyección, cada uno con amplitud del 10%, es decir, 0,31 kVA, como se muestra en la Tabla 11.

Tabla 11. Intervalos de potencia FV para la Fase A.

Intervalo [%]	(0 – 10]	(10 – 20]	(20 – 30]	(30 – 40]	(40 – 50]
Carga kVA	(0 – 0,31]	(0,31 – 0,62]	(0,62 – 0,93]	(0,93 – 1,24]	(1,24 – 1,55]
Intervalo [%]	(50 – 60]	(60 – 70]	(70 – 80]	(80 – 90]	(90 – 100]
Carga kVA	(1,55 – 1,86]	(1,86 – 2,17]	(2,17 – 2,48]	(2,48 – 2,79]	(2,79 – 3,1]

Establecer los intervalos de carga

Inicialmente, se definieron 10 intervalos de potencia de carga, cada uno con amplitud del 10%. Es decir, intervalos de 0,22 kVA como se muestra en la Tabla 12. Bajo estas condiciones se obtuvo una matriz como la que se muestra en la Figura 24, la matriz posee una columna adicional para los escenarios sin inyección FV.

Tabla 12. Intervalos de carga para la Fase A.

Intervalo [%]	(0 – 10]	(10 – 20]	(20 – 30]	(30 – 40]	(40 – 50]
Carga kVA	(0 – 0,22]	(0,22 – 0,44]	(0,44 – 0,66]	(0,66 – 0,88]	(0,88 – 1,1]
Intervalo [%]	(50 – 60]	(60 – 70]	(70 – 80]	(80 – 90]	(90 – 100]
Carga kVA	(1,1 – 1,32]	(1,32 – 1,54]	(1,54 – 1,76]	(1,76 – 1,98]	(1,98 – 2,2]

Figura 24. Matriz de escenarios con 10 intervalos de carga.

	[0%]	[0%,10%]	[10%,20%]	[20%,30%]	[30%,40%]	[40%,50%]	[50%,60%]	[60%,70%]	[70%,80%]	[80%,90%]	[90%,100%]
[0%,10%]	139	45	36	29	47	32	30	21	19	22	19
[10%,20%]	71	14	16	25	20	6	7	11	11	11	5
[20%,30%]	47	20	13	8	10	10	6	4	2	0	7
[30%,40%]	49	9	8	15	7	5	7	4	2	8	7
[40%,50%]	45	7	4	1	10	3	8	6	12	12	4
[50%,60%]	35	0	0	4	7	4	1	3	5	4	4
[60%,70%]	27	0	0	5	2	2	3	0	1	1	0
[70%,80%]	6	0	0	0	0	0	1	1	0	2	1
[80%,90%]	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
[90%,100%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Al analizar la *Matriz de Escenarios* se observó una conglomeración de datos en el intervalo de carga (0% - 10%), independientemente del porcentaje de inyección FV. Además, el indicador de distorsión armónica total de corriente (THDI) presenta valores muy elevados en comparación con los demás escenarios, tal como se observa en las figuras 25 y 26.

Figura 25. THDI de la Fase A en función de la corriente fundamental.

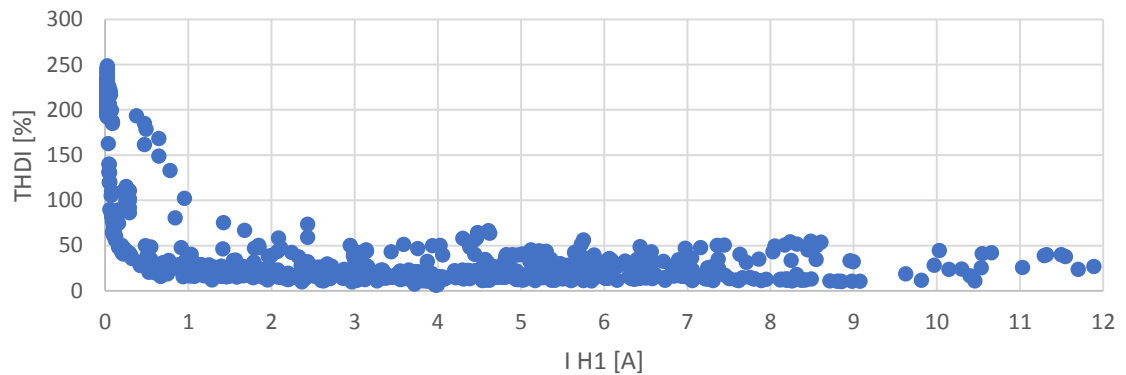
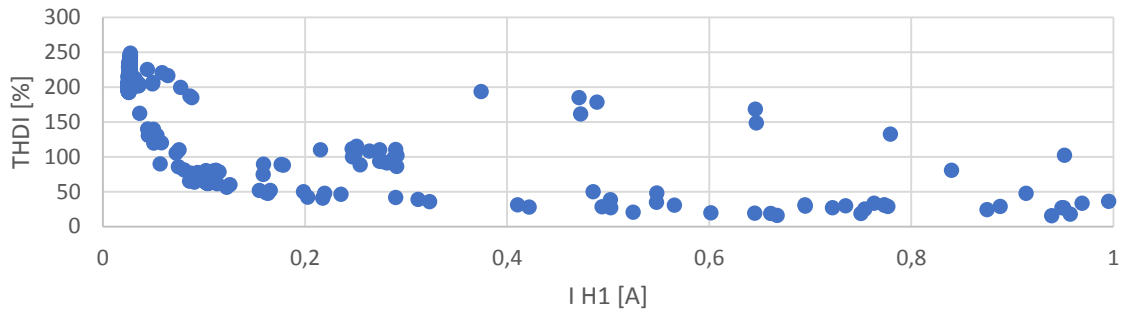


Figura 26. THID de la Fase A en función de la corriente fundamental para valores eficaces de corrientes entre 0 A y 1 A.



Por esta razón, se decidió subdividir el intervalo de carga (0% - 10%) en cuatro subintervalos de 2,5% de magnitud cada uno, con el fin de que los datos se agruparan de forma uniforme en esos intervalos. Sin embargo, la mayoría de los datos continuaron agrupados en un solo intervalo (0% - 2,5%), como se observa en el Figura 27.

Figura 27. Matriz de escenarios con 14 intervalos de carga.

	[0%]	[0%,10%]	[10%,20%]	[20%,30%]	[30%,40%]	[40%,50%]	[50%,60%]	[60%,70%]	[70%,80%]	[80%,90%]	[90%,100%]
[0% , 2.5%]	121	43	30	24	33	30	28	19	16	17	14
[2.5% , 5%]	4	2	3	3	2	1	0	0	1	1	2
[5% , 7.5%]	4	0	0	1	3	1	0	0	1	3	2
[7.5% , 10%]	10	0	3	1	3	0	2	2	1	1	1
[10% , 20%]	71	14	16	25	20	6	7	11	11	11	5
[20% , 30%]	47	20	13	8	10	10	6	4	2	0	7
[30% , 40%]	49	9	8	15	7	5	7	4	2	8	7
[40% , 50%]	45	7	4	1	10	3	8	6	12	12	4
[50% , 60%]	35	0	0	4	7	4	1	3	5	4	4
[60% , 70%]	27	0	0	5	2	2	3	0	1	1	0
[70% , 80%]	6	0	0	0	0	0	1	1	0	2	1
[80% , 90%]	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
[90% , 100%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

En consecuencia, se decidió dividir el intervalo de carga (0% - 10%) en dos partes, uno entre (0% - 2,5%) y el otro (2,5% - 10%). De esta forma, los nuevos intervalos (11) de carga para la *Matriz de Escenarios* se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13. Intervalos finales de carga para la Fase A.

Intervalo [%]	(0 – 2,5]	(2,5 – 10]	(10 – 20]	(20 – 30]
Carga kVA	(0 – 0,055]	(0,055 – 0,22]	(0,22 – 0,44]	(0,44 – 0,66]
Intervalo [%]	(30 – 40]	(40 – 50]	(50 – 60]	(60 – 70]
Carga kVA	(0,66 – 0,88]	(0,88 – 1,1]	(1,1 – 1,32]	(1,32 – 1,54]
Intervalo [%]	(70 – 80]	(80 – 90]	(90 – 100]	
Carga kVA	(1,54 – 1,76]	(1,76 – 1,98]	(1,98 – 2,2]	

Asociar filas y columnas de la matriz de escenarios

Una vez determinados los intervalos de potencia de la carga e inyección FV, éstos se deben asociar en la *Matriz de Escenarios*. Los intervalos de potencia de la carga se encuentran en la parte izquierda de la Figura 28, los intervalos de inyección FV se encuentran en la parte superior. Los valores en gris en el lado derecho y en la parte inferior, corresponden a los límites de los intervalos en kVA.

Figura 28. Intervalos de potencia de carga e inyección FV de la Matriz de Escenarios.

		S del SFV											
		[0%]	(0%,10%]	(10%,20%]	(20%,30%]	(30%,40%]	(40%,50%]	(50%,60%]	(60%,70%]	(70%,80%]	(80%,90%]	(90%,100%]	0
S de la Carga	(0% , 2.5%]												0.055
	(2.5% , 10%]												0.22
	(10% , 20%]												0.44
	(20% , 30%]												0.66
	(30% , 40%]												0.88
	(40% , 50%]												1.1
	(50% , 60%]												1.32
	(60% , 70%]												1.54
	(70% , 80%]												1.76
	(80% , 90%]												1.98
(90% , 100%]												2.2	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kVA]

Clasificación de las mediciones en cada escenario

Se considera medición al conjunto de datos que se miden en el mismo instante de tiempo. Cada medición tiene asociado un valor de potencia aparente de la carga y otro de inyección FV. A partir de esto, es posible encontrar la frecuencia de ocurrencia para cada escenario. Esta información se observa para la Fase A en la Figura 29.

Figura 29. Ejemplo de matriz de frecuencia.

		S del SFV											
		[0%]	(0%,10%]	(10%,20%]	(20%,30%]	(30%,40%]	(40%,50%]	(50%,60%]	(60%,70%]	(70%,80%]	(80%,90%]	(90%,100%]	0
S de la Carga	(0% , 2.5%]	329	277	147	153	155	132	82	64	49	54	69	0.055
	(2.5% , 10%]	92	17	24	27	28	28	10	17	14	14	11	0.22
	(10% , 20%]	147	42	56	38	35	28	17	13	16	12	17	0.44
	(20% , 30%]	159	74	48	30	12	12	17	18	11	10	13	0.66
	(30% , 40%]	144	37	24	19	19	17	14	14	19	22	14	0.88
	(40% , 50%]	78	22	18	20	19	15	9	5	9	12	3	1.1
	(50% , 60%]	42	7	7	7	2	2	6	0	1	2	1	1.32
	(60% , 70%]	15	2	2	4	1	0	1	1	0	1	0	1.54
	(70% , 80%]	1	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1.76
	(80% , 90%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.98
(90% , 100%]	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2.2	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kVA]

3.8 ESTADÍSTICA INFERENCIAL APLICADA

Este estudio tiene como finalidad determinar si el SFV afecta los parámetros de CPE de la red, por esto se deben comparar los datos obtenidos con inyección FV con los datos obtenidos sin inyección FV (referencia).

Normalmente, se utilizaría el promedio o media estadística para determinar un valor representativo de las muestras y realizar la comparación. Pero por ejemplo, si se tiene una media muestral \bar{x}_a perteneciente a un indicador x en un escenario a , y una media muestral \bar{x}_b perteneciente al mismo indicador pero en un escenario b , la existencia o no de una diferencia entre los valores de \bar{x}_a y \bar{x}_b no sería suficiente para asegurar que las medias sean diferentes o iguales; esto debido a la variabilidad presente al obtener los datos muestrales. Por lo anterior, es necesario recurrir a un procedimiento de inferencia estadística llamado prueba de hipótesis, para que la comparación entre los valores de las medias de \bar{x}_a y \bar{x}_b se haga en términos objetivos⁵⁰.

La prueba de hipótesis consiste en generar dos enunciados completamente contrarios uno del otro, con respecto a un parámetro de una o más poblaciones. Los enunciados son conocidos como la hipótesis nula (H_0) y la hipótesis alternativa (H_1)⁵¹. Para el estudio en curso, las hipótesis a plantear fueron:

$$H_0: \mu_1 = \mu_2$$

$$H_1: \mu_1 \neq \mu_2$$

Donde:

μ_1 es la media poblacional del indicador x para un escenario a .

μ_2 es la media poblacional del indicador x para un escenario b .

⁵⁰ MONTGOMERY D. C., Diseño y análisis de experimentos. 2004

⁵¹ MONTGOMERY D. C. and G. C. Runger, Probabilidad y estadística aplicadas a la ingeniería. 2012

Esta forma de plantear las hipótesis requiere que se aplique una prueba de hipótesis de dos colas, con un intervalo de confianza α , que para efectos de este estudio $\alpha=0.05$ ⁵². Si tras aplicar los procedimientos, el resultado de la prueba permite aceptar H_0 , se interpretará que las condiciones de los escenarios a y b no tuvieron influencia en el comportamiento del indicador x ; en caso contrario (no aceptar H_0), se podría concluir que las condiciones de los escenarios a y b tuvieron una influencia en el indicador x . Cabe recordar que la principal condición a tenerse en consideración en la comparación de un indicador para dos escenarios es la existencia o no de inyección de potencia del generador FV.

Los procedimientos para realizar pruebas hipótesis se pueden clasificar en dos grupos, los que están bajo el supuesto de que las muestras pertenecen a una población con distribución normal, llamados métodos paramétricos y los que no se les puede aplicar dicho supuesto a las muestras, llamados métodos no paramétricos. Cualquiera de los dos métodos está sujeto a niveles de confianza del $100(1-\alpha)$ por ciento. Además, cabe mencionar que los métodos no paramétricos también se pueden aplicar al supuesto de poblaciones normales con una eficiencia que puede competir con los métodos paramétricos t y F ⁵³.

Para definir el procedimiento a usar en el estudio, se usó la prueba de Kolmogorov-Smirnov (con un nivel de confianza del 95%) para determinar si las muestras de cada uno de los indicadores de CPE podrían pertenecer a una población de distribución normal; estas pruebas arrojaron que no hay suficiente evidencia para afirmar la normalidad de las muestras en todos los casos.

Con la aceptación de la no normalidad de los datos, se escogió un método no paramétrico llamado prueba de la suma de rangos de Wilcoxon. Esta prueba

⁵² *Ibíd.*

⁵³ *Ibíd.*

consiste en que si se tienen dos muestras aleatorias independientes de tamaños n_1 y n_2 y se desean probar las hipótesis:

$$H_0: \mu_1 = \mu_2$$

$$H_1: \mu_1 \neq \mu_2$$

Se deben ordenar las $n_1 + n_2$ observaciones en orden de magnitud ascendente y asignarles rangos⁵⁴. Luego, se realiza la suma correspondiente de los rangos para cada grupo de muestras, resultados que son denominados como los estadísticos w_1 y w_2 . Escogiendo un valor de α (0.05 o 0.01) y usando las tablas correspondientes de esta prueba, se selecciona el valor crítico w_α . Ahora, si el valor de cualquiera de los estadísticos es menor al valor crítico, se acepta H_1 , en caso contrario se acepta H_0 ⁵⁵.

Cuando tanto n_1 como n_2 son modernamente grandes (mayor a 8), una aproximación adecuada de la distribución w_1 puede ser la distribución normal con media y varianza⁵⁶.

$$\mu_{w_1} = \frac{n_1(n_1 + n_2 + 1)}{2} \quad (12)$$

$$\sigma_{w_1}^2 = \frac{n_1 n_2 (n_1 + n_2 + 1)}{12} \quad (13)$$

Donde:

μ_{w_1} : Media para una distribución normal que aproxima la distribución W_1

$\sigma_{w_1}^2$: Varianza para una distribución normal que aproxima la distribución W_1

⁵⁴ Número de la posición que ocupa un valor de cualquier grupo de muestras en el total de valores organizados por magnitud ascendente.

⁵⁵ *Ibíd.*

⁵⁶ *Ibíd.*

Por lo tanto, se podría usar Z_0 como estadístico y la región crítica sería $|z_0| > z_{\alpha/2}$ por ser una prueba de dos colas⁵⁷.

$$Z_0 = \frac{W_1 - \mu_{W_1}}{\sigma_{W_1}} \quad (14)$$

Esta prueba, independientemente de la forma de la distribución, tiene por lo menos una eficiencia del 86%. Cuando se aplica a muestras grandes y con supuesto de normalidad, tiene un 95% de la eficiencia de la prueba t student⁵⁸ [29].

Con el método para evaluar la variación definido, se compararon los escenarios con SFV activo y los valores de referencia (SFV desactivado). Los resultados obtenidos son expuestos en el Capítulo 5.

3.9 TRATAMIENTO DE DATOS

Debido a la cantidad de datos obtenidos (4'468.020 datos) por los dos medidores, se emplearon herramientas computacionales como *Microsoft Excel* y *MATLAB* para su tratamiento y análisis.

La selección de estos dos programas se dio debido a las siguientes características:

- *Microsoft Excel* es un software con una gran versatilidad para la visualización y tratamientos de grandes cantidades de datos. Sus funciones predefinidas y su ambiente de programación conocido como *Visual Basic Application* – VBA, le proporcionan ese agradable manejo dinámico con los datos.

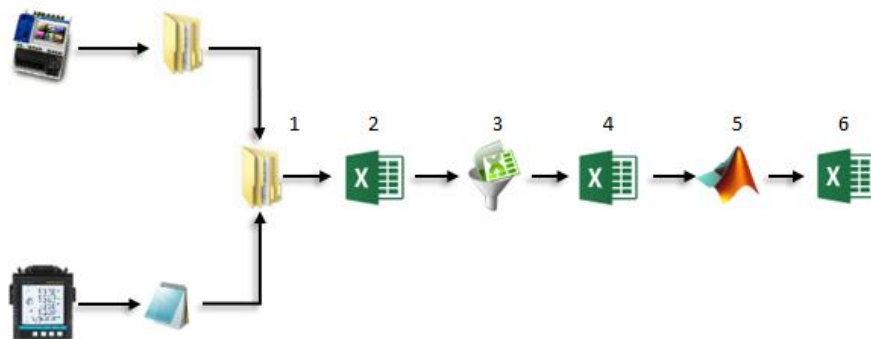
⁵⁷ *Ibíd.*

⁵⁸ *Ibíd.*

- *MATLAB (MATrix LABoratory)* es un software matemático muy usado en el ámbito académico e investigativo, debido a la gran variedad de funcionalidades para las múltiples áreas de estudio existente. Una funcionalidad destacable, es la capacidad de interactuar con otros softwares, como *Microsoft Excel*.

La Figura 30 muestra un esquema representativo del tratamiento de datos.

Figura 30. Esquema del tratamiento de los datos.



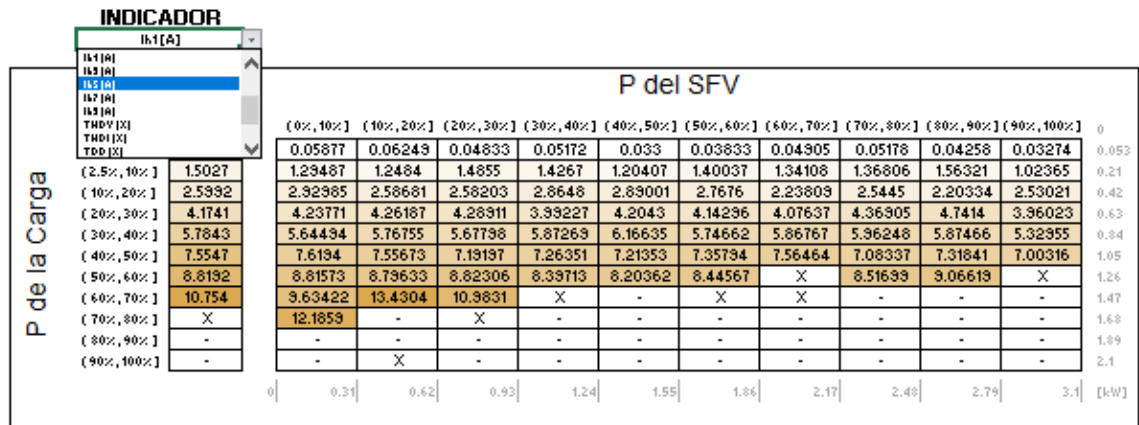
- Los datos provenientes del PQube 3 y el Acuvim IIR son almacenados en una misma carpeta de archivos.
- La información relevante para el estudio es organizada manualmente en un solo archivo de *Microsoft Excel*.
- Los datos son filtrados a través de *Visual Basic* y *Microsoft Excel*, obteniendo solo los datos entre las 6:10 a.m. y 6:00 p.m.
- Manualmente se organizan los datos filtrados. Se asignan dos hojas de cálculo por Fase, en una se ingresan los datos con inyección FV y en la otra sin inyección FV. Esta información es exportada a *MATLAB*.
- En *MATLAB*, se procesan los datos aplicando la prueba de hipótesis, se cuantifica la variación de los indicadores de CPE para cada escenario y estos resultados son exportados a *Microsoft Excel* nuevamente.
- Los resultados de la prueba no paramétrica de Wilcoxon son visualizados en *Microsoft Excel*.

El Anexo A aborda con mayor detalle los pasos mencionados anteriormente.

3.10 HERRAMIENTA AUXILIAR PARA ANÁLISIS DE DATOS

Se desarrolló una hoja de cálculo en *Microsoft Excel* que permite visualizar de forma dinámica cada escenario y evaluar los indicadores de CPE. Además, de las matrices de frecuencias relativas y de probabilidades, se muestra una matriz del promedio de los datos por escenario de los indicadores más relevantes. El indicador puede ser seleccionado a través de un menú desplegable, como muestra la Figura 31.

Figura 31. Matriz del promedio del indicador de CPE.



Este archivo también muestra una matriz de varianza que se calcula a partir del escenario seleccionado, como se observa en la Figura 32.

Figura 32. Matriz de varianza.

		P del SFV											
		[0%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
P de la Carga	(0% , 2.5%]	0.00664	0.03842	0.047758	0.009408	0.013313	0.000509	0.002076	0.007026	0.009673	0.001243	0.000432	0.0525
	(2.5% , 10%]	0.16762	0.239153	0.398408	0.148419	0.241343	0.113438	0.025756	0.062838	0.148734	1.167807	0.116036	0.21
	(10% , 20%]	0.30183	1.548573	0.262508	0.279043	1.911115	0.34272	0.264538	0.21812	0.235109	0.421064	0.67851	0.42
	(20% , 30%]	0.25604	0.222273	0.191466	0.207009	0.285208	0.980071	0.243794	0.342261	0.312037	0.321852	0.344133	0.63
	(30% , 40%]	0.29145	0.240281	0.135735	0.443412	0.250489	0.255655	0.403141	0.390825	0.758808	0.259692	0.145024	0.84
	(40% , 50%]	0.2213	0.567882	0.181944	0.220446	0.168088	0.550216	0.310966	0.551242	0.523948	0.313879	0.162496	1.05
	(50% , 60%]	0.31107	0.733988	0.429158	0.275972	0.122504	0.118481	1.485707	X	0.120607	1.120888	X	1.26
	(60% , 70%]	0.14165	3.261015	19.60504	0.360527	X	-	X	X	-	-	-	1.47
	(70% , 80%]	X	0.467353	-	X	-	-	-	-	-	-	-	1.68
	(80% , 90%]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.89
(90% , 100%]	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	2.1	
		-	0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1 [kW]

En la hoja de cálculo llamada “indicadores por escenario” es posible observar los valores de los indicadores para un escenario seleccionado a través del menú desplegable de la Figura 33.

Figura 33. Menú para la selección del escenario.

Matriz de Potencia:

Activa - P

Corriente máxima de demanda [A]

Línea 1	15
Línea 2	15
Línea 3	15

Escenario a evaluar:

Línea 1	
Carga	SFV
(2.5%-10%]	(0%-10%]

Línea 2	
Carga	SFV
(40%-50%]	(20% , 30%]

Línea 3	
Carga	SFV
(20%-30%]	(30%-40%]

Datos por Escenario

Línea 1	
SFV ON	51
SFV OFF	137

Línea 2	
SFV ON	25
SFV OFF	89

Línea 3	
SFV ON	55
SFV OFF	58

Para cada escenario se muestran los valores de los indicadores de CPE, como se observa en la Figura 34. El mismo formato se usó con inyección FV y sin inyección FV.

Figura 34. Cálculo de los indicadores de CPE.

Factor de potencia verdadero - Fp - []						
	Máximo	Perc. 95	Promedio	Varianza	Perc. 5	Mínimo
Línea 1	1.0000	1.0000	0.9867	1.15E-04	0.9750	0.9400
Línea 2	0.9900	0.9880	0.8988	1.09E-02	0.7040	0.6600
Línea 3	0.9900	0.9800	0.9240	3.02E-03	0.8310	0.6900

Desbalance de secuencia negativa - V2/V1 - [%]						
	Máximo	Perc. 95	Promedio	Varianza	Perc. 5	Mínimo
Línea 1	0.4115	0.4004	0.3370	1.24E-03	0.2869	0.2742
Línea 2	0.4030	0.3784	0.3146	1.89E-03	0.2571	0.2423
Línea 3	0.3978	0.3805	0.3258	1.47E-03	0.2578	0.2233

A partir de estos resultados se grafican los indicadores como muestran las figuras 35 y 36. El eje vertical representa el porcentaje del límite establecido, en el eje horizontal se encuentran ubicadas las fases por indicador. Cada una de las barras representa una fase. Las barras en color rojo representan que para ese escenario se superaron los límites establecidos en la normativa.

Figura 35. Gráfica indicadores de CPE con inyección FV.

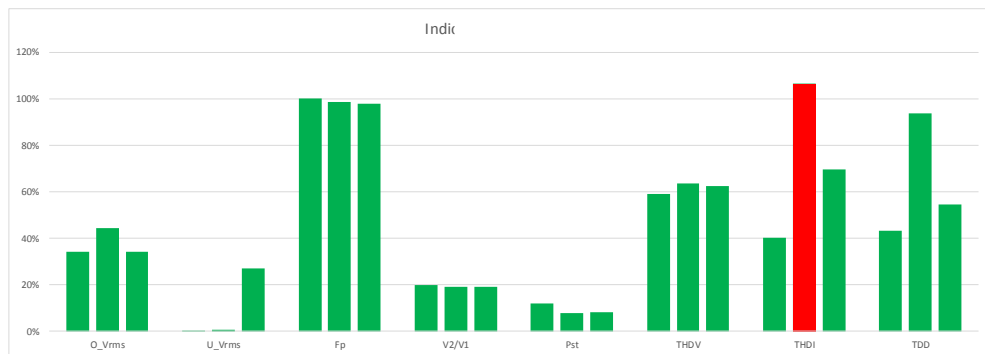
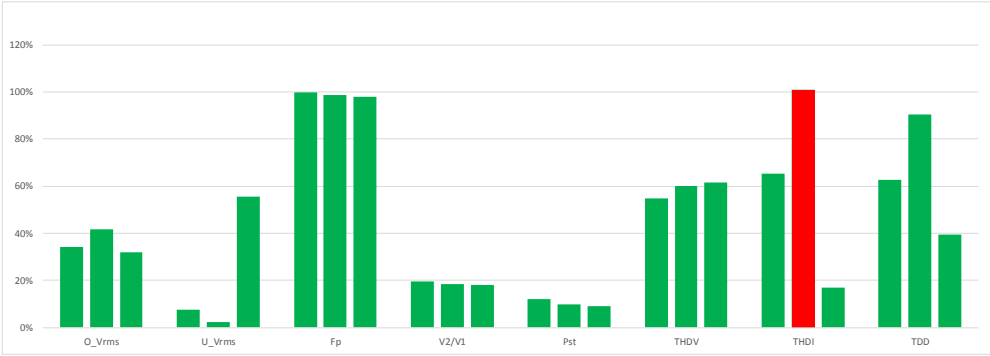


Figura 36. Gráfica indicadores de CPE sin inyección FV.



4. RESULTADOS

Este capítulo, presenta el análisis de probabilidades de ocurrencia y el análisis de los resultados de la prueba no paramétrica de Wilcoxon, que permite evidenciar si hay influencia de la inyección de potencia del SFV en los indicadores de CPE.

4.1 ANÁLISIS DE PROBABILIDAD

A partir de la creación de la matriz de frecuencia de escenarios, es posible obtener la matriz de probabilidades de ocurrencia por fase. La Tabla 14 muestra la suma de las frecuencias (registros) con y sin inyección FV para cada fase.

Tabla 14. Suma total de las frecuencias en cada línea con y sin inyección.

	Fase A	Fase B	Fase C
SFV On	2267	2267	2248
SFV Off	1007	1007	1007

Para el cálculo de la probabilidad de ocurrencia de un escenario se encuentra la relación entre la frecuencia del escenario y la suma total de las frecuencias de los escenarios de la fase. Por ejemplo, el escenario sin inyección FV y con carga entre 0% y 2,5% se presentó 329 veces en la Fase A, por lo que su probabilidad se calcula como sigue:

$$p(A) = \frac{329}{1007} * 100\% = 32,67\%$$

Las figuras 37 a 42 presentan las matrices de frecuencias por escenarios con la probabilidad de ocurrencia de cada escenario para las tres fases. Estas matrices

incluyen una escala de colores, la tonalidad de cada celda depende de la cercanía a los valores máximos (colores oscuros) y mínimos (colores claros).

Figura 37. Matriz de frecuencias con y sin inyección FV para la Fase A.

		S del SFV											
		[0%]	(0%,10%]	(10%,20%]	(20%,30%]	(30%,40%]	(40%,50%]	(50%,60%]	(60%,70%]	(70%,80%]	(80%,90%]	(90%,100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	329	277	147	153	155	132	82	64	49	54	69	0.055
	(2.5%, 10%]	92	17	24	27	28	28	10	17	14	14	11	0.22
	(10%, 20%]	147	42	56	38	35	28	17	13	16	12	17	0.44
	(20%, 30%]	159	74	48	30	12	12	17	18	11	10	13	0.66
	(30%, 40%]	144	37	24	19	19	17	14	14	19	22	14	0.88
	(40%, 50%]	78	22	18	20	19	15	9	5	9	12	3	1.1
	(50%, 60%]	42	7	7	7	2	2	6	0	1	2	1	1.32
	(60%, 70%]	15	2	2	4	1	0	1	1	0	1	0	1.54
	(70%, 80%]	1	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1.76
	(80%, 90%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.98
(90%, 100%]	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2.2	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kVA]

Figura 38. Matriz de probabilidad de cada escenario para la Fase A.

		S del SFV											
		[0%]	(0%,10%]	(10%,20%]	(20%,30%]	(30%,40%]	(40%,50%]	(50%,60%]	(60%,70%]	(70%,80%]	(80%,90%]	(90%,100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	32.67%	12.18%	6.46%	6.73%	6.82%	5.80%	3.61%	2.81%	2.15%	2.37%	3.03%	0.055
	(2.5%, 10%]	9.14%	0.75%	1.06%	1.19%	1.23%	1.23%	0.44%	0.75%	0.62%	0.62%	0.48%	0.22
	(10%, 20%]	14.60%	1.85%	2.46%	1.67%	1.54%	1.23%	0.75%	0.57%	0.70%	0.53%	0.75%	0.44
	(20%, 30%]	15.79%	3.25%	2.11%	1.32%	0.53%	0.53%	0.75%	0.79%	0.48%	0.44%	0.57%	0.66
	(30%, 40%]	14.30%	1.63%	1.06%	0.84%	0.84%	0.75%	0.62%	0.62%	0.84%	0.97%	0.62%	0.88
	(40%, 50%]	7.75%	0.97%	0.79%	0.88%	0.84%	0.66%	0.40%	0.22%	0.40%	0.53%	0.13%	1.1
	(50%, 60%]	4.17%	0.31%	0.31%	0.31%	0.09%	0.09%	0.26%	0.00%	0.04%	0.09%	0.04%	1.32
	(60%, 70%]	1.49%	0.09%	0.09%	0.18%	0.04%	0.00%	0.04%	0.04%	0.00%	0.04%	0.00%	1.54
	(70%, 80%]	0.10%	0.13%	0.00%	0.04%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.76
	(80%, 90%]	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.98
(90%, 100%]	0.00%	0.00%	0.04%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.2	

Figura 39. Matriz de frecuencias con y sin inyección FV para la Fase B.

		S del SFV											
		[0%]	(0%,10%]	(10%,20%]	(20%,30%]	(30%,40%]	(40%,50%]	(50%,60%]	(60%,70%]	(70%,80%]	(80%,90%]	(90%,100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	4	0	2	5	7	5	2	3	2	0	3	0.045
	(2.5%, 10%]	618	384	210	209	218	132	95	70	75	88	57	0.18
	(10%, 20%]	82	22	26	31	28	23	19	10	16	9	12	0.36
	(20%, 30%]	122	25	29	20	28	20	19	22	10	15	5	0.54
	(30%, 40%]	102	19	9	13	8	18	15	10	18	12	3	0.72
	(40%, 50%]	47	18	25	21	5	13	12	9	5	2	0	0.9
	(50%, 60%]	17	15	14	6	5	0	0	0	0	0	0	1.08
	(60%, 70%]	15	5	6	1	0	2	0	0	0	0	0	1.26
	(70%, 80%]	0	6	7	0	0	0	0	0	1	0	0	1.44
	(80%, 90%]	0	0	1	0	0	2	3	3	1	0	0	1.62
(90%, 100%]	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW]

Figura 40. Matriz de probabilidad de cada escenario para la Fase B.

		S del SFV										
		[0%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.40%	0.00%	0.09%	0.22%	0.31%	0.22%	0.09%	0.13%	0.09%	0.00%	0.13%
	(2.5%, 10%]	61.37%	16.89%	9.23%	9.19%	9.59%	5.80%	4.18%	3.08%	3.30%	3.87%	2.51%
	(10%, 20%]	8.14%	0.97%	1.14%	1.36%	1.23%	1.01%	0.84%	0.44%	0.70%	0.40%	0.53%
	(20%, 30%]	12.12%	1.10%	1.28%	0.88%	1.23%	0.88%	0.84%	0.97%	0.44%	0.66%	0.22%
	(30%, 40%]	10.13%	0.84%	0.40%	0.57%	0.35%	0.79%	0.66%	0.44%	0.79%	0.53%	0.13%
	(40%, 50%]	4.67%	0.79%	1.10%	0.92%	0.22%	0.57%	0.53%	0.40%	0.22%	0.09%	0.00%
	(50%, 60%]	1.69%	0.66%	0.62%	0.26%	0.22%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	(60%, 70%]	1.49%	0.22%	0.26%	0.04%	0.00%	0.09%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	(70%, 80%]	0.00%	0.26%	0.31%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.04%	0.00%	0.00%
	(80%, 90%]	0.00%	0.00%	0.04%	0.00%	0.00%	0.09%	0.13%	0.13%	0.04%	0.00%	0.00%
(90%, 100%]	0.00%	0.00%	0.00%	0.22%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	

Figura 41. Matriz de frecuencias con y sin inyección FV para la Fase C.

		S del SFV											
		[0%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	
S de la Carga	(0%, 2.5%]	450	304	168	156	161	143	86	68	55	54	85	0.04
	(2.5%, 10%]	140	36	47	48	34	28	24	22	18	17	22	0.16
	(10%, 20%]	60	41	33	37	28	26	13	10	16	19	13	0.32
	(20%, 30%]	144	29	27	31	21	17	18	20	16	14	11	0.48
	(30%, 40%]	70	28	10	9	9	7	7	3	1	4	4	0.64
	(40%, 50%]	43	16	14	8	9	6	11	6	9	6	5	0.8
	(50%, 60%]	39	16	4	0	1	3	1	0	3	6	4	0.96
	(60%, 70%]	24	7	8	6	3	6	0	1	2	1	2	1.12
	(70%, 80%]	29	5	4	2	0	0	0	0	0	0	0	1.28
	(80%, 90%]	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.44
(90%, 100%]	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW (kVA)]

Figura 42. Matriz de probabilidad de cada escenario para la Fase C.

		S del SFV										
		[0%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]
S de la Carga	(0%, 2.5%]	44.69%	13.37%	7.39%	6.86%	7.08%	6.29%	3.78%	2.99%	2.42%	2.37%	3.74%
	(2.5%, 10%]	13.90%	1.58%	2.07%	2.11%	1.50%	1.23%	1.06%	0.97%	0.79%	0.75%	0.97%
	(10%, 20%]	5.96%	1.80%	1.45%	1.63%	1.23%	1.14%	0.57%	0.44%	0.70%	0.84%	0.57%
	(20%, 30%]	14.30%	1.28%	1.19%	1.36%	0.92%	0.75%	0.79%	0.88%	0.70%	0.62%	0.48%
	(30%, 40%]	6.95%	1.23%	0.44%	0.40%	0.40%	0.31%	0.31%	0.13%	0.04%	0.18%	0.18%
	(40%, 50%]	4.27%	0.70%	0.62%	0.35%	0.40%	0.26%	0.48%	0.26%	0.40%	0.26%	0.22%
	(50%, 60%]	3.87%	0.70%	0.18%	0.00%	0.04%	0.13%	0.04%	0.00%	0.13%	0.26%	0.18%
	(60%, 70%]	2.38%	0.31%	0.35%	0.26%	0.13%	0.26%	0.00%	0.04%	0.09%	0.04%	0.09%
	(70%, 80%]	2.88%	0.22%	0.18%	0.09%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	(80%, 90%]	0.40%	0.04%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
(90%, 100%]	0.40%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	

La Tabla 15 muestra que los escenarios entre 0% - 40% de carga tienen una probabilidad de ocurrencia significativa y significativamente mayor a los escenarios de 40% - 100% de carga, con y sin inyección FV para las tres fases.

Tabla 15. Probabilidad para los escenarios entre 0% - 40% y 40% - 100% de la carga.

	Carga	Fase A	Fase B	Fase C
SFV On	(0% - 40%]	91,88%	91,51%	92,26%
	(40% - 100%]	8,12%	8,49%	7,74%
SFV Off	(0% - 40%]	86,49%	92,16%	78,85%
	(40% - 100%]	13,51%	7,84%	21,15

La Tabla 16 muestra las probabilidades de los escenarios con mayor frecuencia. Las fases A y C tienen un comportamiento similar, el escenario de mayor frecuencia se presenta para una carga entre el 0% y 2,5%. Para la Fase B, el escenario de mayor frecuencia se presenta para una carga entre el 2,5% y de 10%. Esta diferencia entre las fases evidencia la existencia de un desequilibrio de cargas en el Piso 4 del Edificio de Ingeniería Eléctrica.

Tabla 16. Escenarios con mayor probabilidad con y sin inyección FV en las tres fases.

	Carga	Inyección FV	Probabilidad de los escenarios
Fase A	(0% – 2.5%]	(0% – 100%]	51,98%
		(0% – 10%]	12,18%
		Sin inyección	32,67%
Fase B	(2.5% - 10%]	(0% – 100%]	67,63%
		(0% – 10%]	16,89%
		Sin inyección	61,37%
Fase C	(0% – 2.5%]	(0% – 100%]	56,29%
		(0% – 10%]	13,37%
		Sin inyección	44,69%

4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA PRUEBA NO PARAMÉTRICA DE WILCOXON

La prueba no paramétrica de Wilcoxon se aplicó para determinar si existen variaciones de los parámetros de CPE como consecuencia de la inyección FV. En esta sección se hace un análisis de los resultados de esta prueba para 15 de los indicadores seleccionados. En esta sección se presenta el análisis para la tensión eficaz, por su parte, el Anexo C contiene el análisis para los demás indicadores.

No obstante, el Anexo D (AnexoD.xlsx – archivo digital) contiene los resultados de la prueba de Wilcoxon para todos los indicadores seleccionados. Los resultados para las fases A, B y C, se presentan en las hojas *Resultados_L1*, *Resultados_L2* y *Resultados_L3*, respectivamente.

Para interpretar estas matrices se debe tener en cuenta que, la columna en la parte izquierda corresponde a los valores promedio del indicador sin inyección FV (valores de referencia) y los valores de la matriz 11x10 son los resultados de la prueba de Wilcoxon que muestran el porcentaje de la variación de los valores promedio con y sin inyección FV. Adicionalmente, se debe considerar lo siguiente:

- Valor en color rojo: El SFV afecta el indicador.
- Valor en color negro: El SFV no afecta el indicador.
- Valor en gris: La prueba no se aplica por escasos de datos (escenarios no válidos).
- Valor positivo: El indicador aumenta con la inyección FV.
- Valor negativo: El indicador disminuye con la inyección FV.
- X: Menos de 4 mediciones para el escenario sin inyección FV.
- Guion (-): 0 mediciones para el escenario sin inyección FV.

4.2.1 Tensión RMS El impacto del sistema FV en las tensiones de fase se muestra en las figuras 43, 44 y 45. Se aprecia que, en los escenarios con mayor ocurrencia, la máxima variación de tensión fue de 1.56%, 3.59% y 2.29%, para las fases A, B y C, respectivamente.

En la Fase A se encontró que, cuando hubo inyección de potencia FV entre 0% y 10% (0 kVA a 0,31 kVA), los 7 escenarios válidos fueron afectados por el SFV. Por otro lado, el escenario de potencia demandada por la carga entre 0% y 2,5% fue el más afectado por el SFV, con 6 de los 10 escenarios.

Figura 43. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión Vrms en la Fase A.

		S del SFV											
		[0%] - [V]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2,5%]	129.730	1.21%	1.16%	0.69%	1.15%	0.85%	0.73%	0.57%	-0.46%	-0.40%	0.10%	0.055
	(2,5%, 10%]	128.071	1.56%	0.93%	0.07%	0.23%	0.21%	0.04%	0.37%	-0.05%	-0.20%	1.06%	0.22
	(10%, 20%]	128.610	0.78%	0.05%	0.05%	0.08%	-0.03%	-0.81%	-0.97%	-0.60%	-0.46%	0.07%	0.44
	(20%, 30%]	128.651	1.55%	0.24%	-1.11%	-0.26%	-0.86%	-0.69%	-0.71%	-0.83%	-0.79%	-0.29%	0.66
	(30%, 40%]	128.843	1.08%	0.67%	-0.74%	-0.78%	-0.35%	-0.90%	-0.70%	-0.72%	-0.79%	-1.10%	0.88
	(40%, 50%]	128.186	0.72%	0.20%	0.24%	-0.21%	0.21%	0.07%	0.11%	-0.14%	-0.43%	-0.08%	1.1
	(50%, 60%]	128.296	1.19%	0.07%	-0.43%	-0.22%	0.33%	-0.10%	0.00%	0.43%	-0.27%	2.42%	1.32
	(60%, 70%]	127.870	1.59%	0.67%	1.01%	1.22%	0.00%	0.78%	0.53%	0.00%	0.77%	0.00%	1.76
	(70%, 80%]	X	2.22%	0.00%	0.75%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.98
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.2
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%		
			0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1
			[kVA]										

La Fase B presentó mayor afectación cuando hubo inyección de potencia FV entre 20% y 50% (0,62 kVA a 1,55 kVA), con un total de 12 escenarios de los 20 válidos. Por otro lado, el escenario de potencia demandada por la carga entre 2,5% y 10% fue el más afectado por el SFV, con 7 de los 10 escenarios.

Figura 44. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión Vrms en la Fase B.

		S del SFV										0	
		[0%] - [V]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	
S de la Carga	(0%, 2,5%]	128.582	0.00%	3.83%	3.59%	3.02%	3.02%	3.14%	2.94%	3.16%	0.00%	3.03%	0.045
	(2,5%, 10%]	129.533	1.78%	1.37%	0.66%	0.77%	1.00%	0.95%	0.26%	-0.48%	-0.26%	0.51%	0.18
	(10%, 20%]	129.636	1.35%	-0.24%	-0.91%	-0.64%	-0.97%	-1.35%	-1.20%	-0.63%	-0.98%	0.02%	0.36
	(20%, 30%]	129.001	1.66%	-0.03%	-0.45%	-0.69%	-0.45%	-0.56%	-0.86%	-1.06%	-0.39%	0.11%	0.54
	(30%, 40%]	129.004	1.72%	1.43%	-0.37%	-0.58%	-1.17%	-0.63%	-0.48%	-0.64%	-0.40%	-0.12%	0.72
	(40%, 50%]	128.298	0.14%	0.26%	-0.04%	0.38%	0.30%	-0.04%	-0.31%	-0.29%	-0.22%	0.00%	0.9
	(50%, 60%]	128.876	-0.07%	-0.32%	-0.83%	0.36%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.08
	(60%, 70%]	129.037	0.49%	-0.71%	-0.90%	0.00%	-0.77%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.26
	(70%, 80%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

La Fase C muestra un comportamiento similar a la Fase A, presentando 6 de 10 escenarios afectados cuando la potencia demandada por la carga se encuentra entre 0% y 2,5%, y 5 de 9 escenarios afectados cuando hubo una inyección de potencia FV entre 0% y 10% (0 kVA a 0,31 kVA).

Figura 45. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión Vrms en la Fase C.

		S del SFV										0	
		[0%] - [V]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	
S de la Carga	(0%, 2,5%]	127.571	1.53%	1.30%	0.77%	1.33%	0.83%	0.36%	0.47%	-0.40%	-0.18%	0.12%	0.04
	(2,5%, 10%]	128.745	2.33%	0.91%	0.29%	0.56%	-0.05%	-0.10%	0.01%	-0.25%	0.01%	0.70%	0.16
	(10%, 20%]	128.673	1.29%	0.07%	0.01%	-0.29%	0.21%	-0.35%	-0.04%	-0.28%	-0.47%	0.04%	0.32
	(20%, 30%]	128.398	1.22%	-0.17%	-0.56%	-0.47%	-0.08%	0.20%	-0.52%	-0.18%	-0.43%	-0.03%	0.48
	(30%, 40%]	128.380	-1.25%	-1.10%	-1.80%	-1.53%	-0.74%	-1.20%	0.74%	1.11%	0.94%	0.11%	0.64
	(40%, 50%]	127.596	0.67%	1.34%	0.44%	-0.45%	-0.29%	-0.29%	-0.41%	-0.46%	-0.69%	-0.91%	0.8
	(50%, 60%]	127.877	-0.02%	-0.10%	0.00%	0.62%	0.20%	0.22%	0.00%	0.04%	-0.46%	-0.24%	0.96
	(60%, 70%]	128.582	0.45%	0.02%	-0.04%	-0.16%	-0.22%	0.00%	-0.64%	-0.82%	-0.30%	-0.69%	1.12
	(70%, 80%]	-	0.73%	1.14%	1.08%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.28
	(80%, 90%]	-	-1.49%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

La Tabla 17 presenta el porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV en cada indicador por fase. Para este análisis solo se consideraron los escenarios válidos (más de 4 mediciones por escenario), es decir, 64, 56 y 68 para las fases A, B y C, respectivamente.

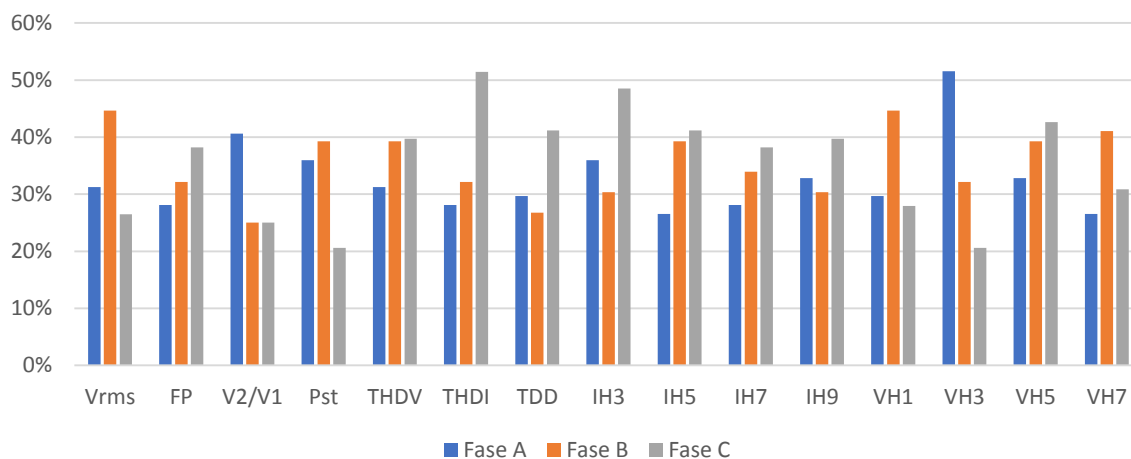
Tabla 17. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para cada indicador.

Indicador	Fase	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
Vrms	A	20	31,25
	B	25	44,64
	C	18	26,47
FP	A	18	28,12
	B	18	32,14
	C	26	38,23
V2/V1	A	26	40,63
	B	14	25,00
	C	17	25,00
Pst	A	23	35,94
	B	22	39,28
	C	14	20,59
THDV	A	20	31,25
	B	22	39,28
	C	27	39,71
THDI	A	18	28,12
	B	18	32,14
	C	35	51,47
TDD	A	19	29,69
	B	15	26,78
	C	28	41,18
IH3	A	23	35,94
	B	17	30,36
	C	33	48,53
IH5	A	17	26,56
	B	22	39,28
	C	28	41,18
IH7	A	18	28,12
	B	19	33,93
	C	26	38,23
IH9	A	21	32,81
	B	17	30,36

Indicador	Fase	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
VH1	C	27	39,71
	A	19	29,69
	B	25	44,64
	C	19	27,94
VH3	A	33	51,56
	B	18	32,14
	C	14	20,59
VH5	A	21	32,81
	B	22	39,28
	C	29	42,65
VH7	A	17	26,56
	B	23	41,07
	C	21	30,88

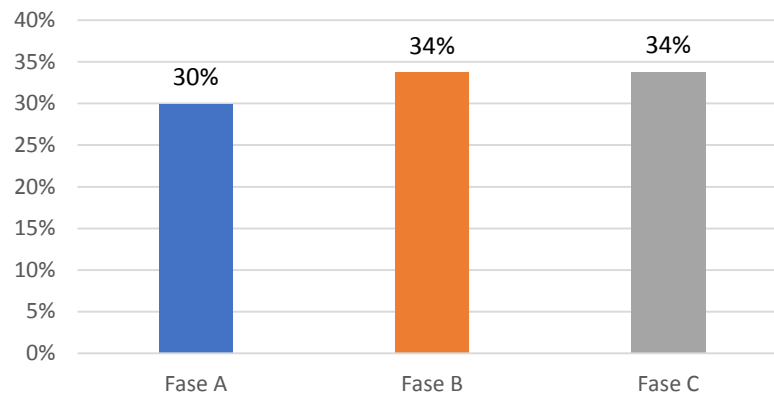
Se encontró que la Fase C tuvo el mayor porcentaje de escenarios afectados para 9 de los 15 indicadores, incluyendo todos los relacionados con corriente (THDI, TDD, IH3, IH5, IH7 e IH9), como se muestra en la Figura 46.

Figura 46. Porcentaje de indicadores afectados por fase.



La Figura 47 muestra el porcentaje total de los escenarios afectados en los 15 indicadores para cada fase, teniendo en cuenta solo los escenarios válidos. Se observa un comportamiento similar en las tres fases. En general, las fases B y C son las más afectadas por la inyección FV.

Figura 47. Escenarios totales afectados por fase.



La Tabla 18 presenta un resumen de los intervalos de carga más afectados y los intervalos de inyección FV que produjeron mayor afectación por indicador en cada fase, según los resultados obtenidos de la prueba de Wilcoxon.

Se observó que el intervalo de carga entre 2,5% y 10% fue el más afectado en la Fase B, presentándose en 14 de los 15 indicadores. Por otro lado, el intervalo de carga entre 0% y 2,5% fue el más afectado en la Fase C, presentándose en 8 de los 15 indicadores. Por último, la Fase A presentó mayor porcentaje de afectación en dos de los indicadores (V2/V1 y VH3).

Tabla 18. Resumen de los intervalos de carga más afectados en cada indicador.

Indicador	Fase	Fase más afectada	Carga más afectada		Inyección FV con más afectación	
			Intervalo [%]	No. de escenarios	Intervalo [%]	No. de escenarios
Vrms	A		0 - 2,5	6/10	0 - 10	7/7
	B	X	2,5 - 10	7/10	20 - 50	12/20
	C		0 - 2,5	6/10	0 - 10	5/9
FP	A		2,5 - 10 30 - 40	4/10 4/10	50 - 60	3/7
	B		2,5 - 10	9/10	80 - 90	3/4
	C	X	0 - 2,5	10/10	0 - 10 20 - 30	4/9 4/7
V2/V1	A	X	10 - 20	8/10	50 - 60	6/7
	B		40 - 50	7/8	70 - 80	3/5
	C		2,5 - 10	7/10	50 - 60	4/6
Pst	A		0 - 2,5	9/10	20 - 30	4/8
	B	X	2,5 - 10	9/10	80 - 100	5/7
	C		0 - 2,5	9/10	40 - 80 90 - 100	8/23 2/7
THDV	A		0 - 2,5	5/10	0 - 10	5/7
	B		2,5 - 10	8/10	0 - 10	5/7
	C	X	0 - 10	12/20	0 - 10	5/9
THDI	A		20 - 30	5/10	90 - 100	3/5
	B		2,5 - 10	8/10	30 - 40	4/7
	C	X	0 - 2,5	10/10	20 - 30	5/7
TDD	A		0 - 2,5	7/10	80 - 90	3/6
	B		2,5 - 10	8/10	0 - 10	3/7
	C	X	2,5 - 20	14/20	10 - 20 40 - 50	5/9 4/7
IH3	A		0 - 2,5	9/10	70 - 90	6/12
	B		2,5 - 10	8/10	50 - 70	4/10
	C	X	0 - 20	22/30	10 - 20	6/9
IH5	A		0 - 2,5	7/10	20 - 30	4/8

Indicador	Fase	Fase más afectada	Carga más afectada		Inyección FV con más afectación	
			Intervalo [%]	No. de escenarios	Intervalo [%]	No. de escenarios
	B		2,5 - 10	8/10	60 - 80	6/10
	C	X	2,5 - 10 40 - 50	6/10 6/10	80 - 90	5/7
IH7	A		0 - 2,5	7/10	20 - 30	3/8
	B		2,5 - 10	8/10	80 - 90	3/4
	C	X	40 - 50	7/10	70 - 80	3/5
IH9	A		0 - 2,5	7/10	40 - 50	3/6
	B		2,5 - 10	8/10	0 - 10	4/7
	C	X	2,5 - 10	9/10	40 - 50	4/7
VH1	A		0 - 2,5	6/10	0 - 10	7/7
	B	X	2,5 - 10	7/10	20 - 50	12/20
	C		0 - 2,5	6/10	0 - 10	5/9
VH3	A	X	10 - 20	9/10	10 - 20	6/7
	B		2,5 - 10	8/10	0 - 20	6/14
	C		0 - 2,5	6/10	0 - 10	4/9
VH5	A		0 - 2,5 10 - 20	5/10 5/10	0 - 20	10/14
	B		2,5 - 10	8/10	0 - 10	5/7
	C	X	0 - 10 20 - 30	12/20 6/10	60 - 80	6/10
VH7	A		30 - 40	6/10	30 - 40	3/6
	B	X	2,5 - 20	14/20	0 - 10	5/7
	C		0 - 2,5	5/10	0 - 10	4/9

4.3 EVALUACIÓN DE CPE

Se seleccionó el escenario con inyección FV de mayor probabilidad de ocurrencia por fase y se realizó una evaluación de CPE para determinar el cumplimiento de los límites establecidos por la normativa vigente o proyectada. Asimismo, los resultados

de esta evaluación se compararon con la evaluación de CPE para el escenario sin inyección FV correspondiente. Los escenarios evaluados se observan en la Tabla 19.

Tabla 19. Escenarios evaluados.

Fase	Carga	Inyección FV	Probabilidad de ocurrencia
A	(0% - 2,5%]	(0% - 10%]	12,18%
B	(2,5% - 10%]	(0% - 10%]	16,89%
C	(0% - 2,5%]	(0% - 10%]	13,37%

Las figuras 48 a 53 muestran todos los indicadores estudiados para cada una de las fases en función del porcentaje de variación respecto a los límites establecidos en la normativa. En estas figuras, el límite establecido se encuentra en el 100%, si la barra se torna roja se debe a que superó tal límite. El porcentaje mostrado en las figuras se calcula a partir de la expresión (15).

$$\text{Porcentaje de variación} = \frac{|\text{Variación del indicador}|}{|\text{Valor límite}|} * 100 (\%) \quad (15)$$

Dado que las normativas no especifican un límite para la THDI, se estableció que el valor límite de este indicador corresponde a la magnitud de la corriente fundamental.

En las figuras 48 y 49 se observa que todos los indicadores generales cumplieron con los límites establecidos, excepto la THDI en las fases A y C, con y sin inyección FV.

Figura 48. Indicadores generales de CPE con inyección FV.

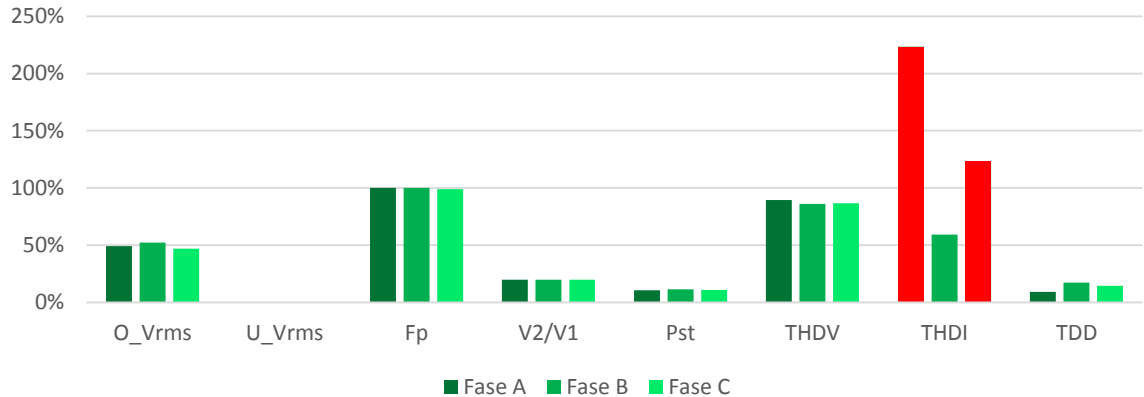
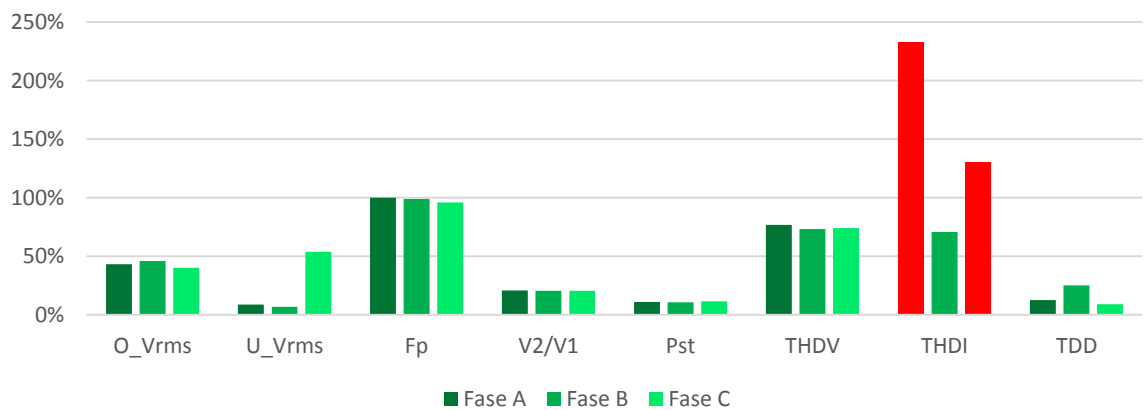


Figura 49. Indicadores generales de CPE sin inyección FV.



“O_Vrms” representa el límite máximo permisible para la tensión RMS. Se observa que con la inyección FV este indicador aumenta cerca del 6% del límite máximo permisible, lo que corresponde a un incremento de aproximadamente 0,762 V por fase.

“U_Vrms” representa el límite mínimo permisible para la tensión RMS. Se observa que con inyección FV la tensión parece mantenerse cercana o superior a la tensión nominal (127 V) Sin inyección FV, la Fase C presenta valores más bajos de tensión

que las otras dos fases. Sin embargo, en ningún caso se supera el límite establecido.

Con inyección FV, el factor de potencia se mantiene en 0,9 en las fases A y B, y en la Fase C aumenta de 0,864 a 0,9. El desbalance de tensión con y sin inyección FV no parece variar apreciablemente, en ambos casos se encuentra cerca del 20% del límite establecido en las tres fases, es decir, el 20% de 2,54 V (0,51 V). Para las tres fases con y sin inyección FV, el parpadeo de corta duración se mantiene cerca del 11% del límite establecido, es decir, 0,22.

La THDV sin inyección FV fue 3,83%, 3,66% y 3,7% para las fases A, B y C, respectivamente; con inyección FV, este indicador incrementó a 4,48%, 4,3% y 4,33% para las fases A, B y C, respectivamente. La THDI disminuyó con inyección FV. En las fases A y C, la distorsión superó el valor de la corriente fundamental en 123% y 30%, respectivamente.

La TDD sin inyección FV fue 2,48%, 5% y 1,8% para las fases A, B y C, respectivamente; con inyección FV, este indicador decreció a 1,86%, 3,44% y 2,88% respectivamente.

Los armónicos individuales de tensión presentan un comportamiento similar con y sin inyección FV, como se observa en las figuras 50 y 51. En ambos casos el quinto armónico supera los límites establecidos para las tres fases. Sin inyección FV, la distorsión del quinto armónico es de 3,6%, 3,42% y 3,48%, y con inyección FV, su valor es 4,14%, 3,9%, 3,99% para las fases A, B y C, respectivamente.

Por otro lado, la distorsión del séptimo armónico también presenta valores elevados con y sin inyección, sin superar el límite establecido. Sin inyección FV, la distorsión del séptimo armónico es de 1,48%, 1,31% y 1,23%, y con inyección FV, su valor es

1,96%, 1,85%, 1,72% para las fases A, B y C, respectivamente; siendo 3% el límite establecido en ambos casos.

Figura 50. Armónicos de tensión con inyección FV.

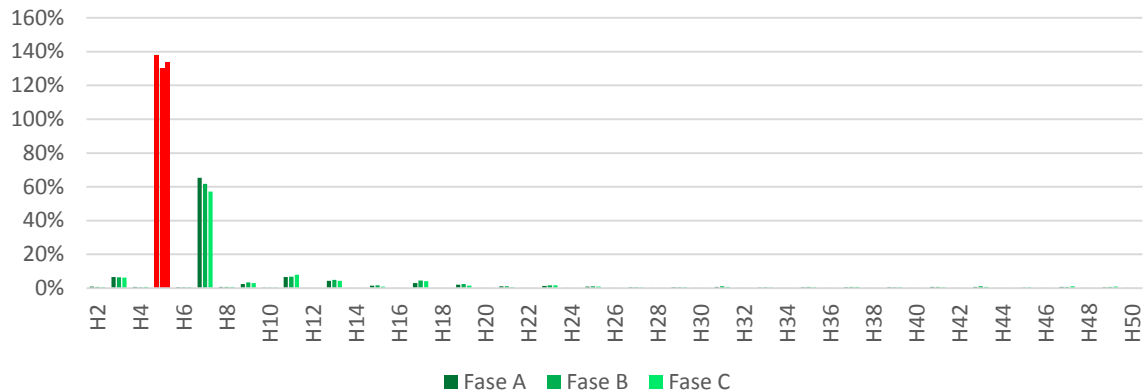
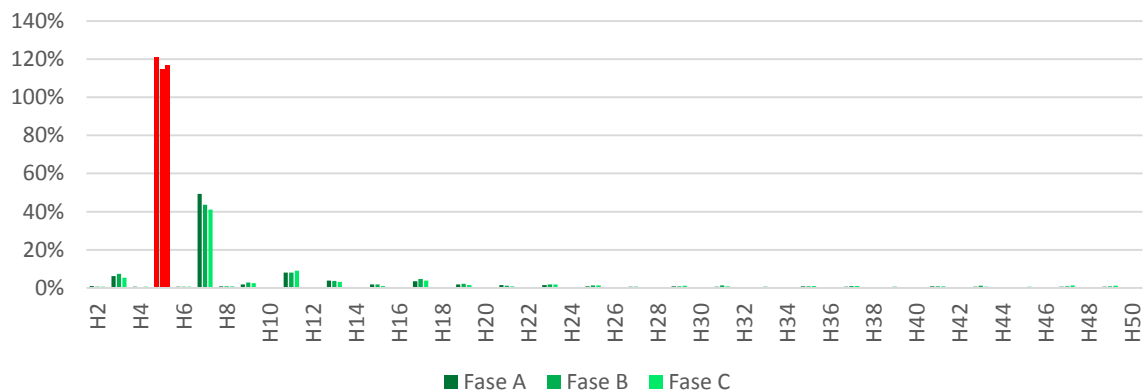


Figura 51. Armónicos de tensión sin inyección FV.



Los armónicos individuales de corriente presentan un comportamiento similar con y sin inyección FV, como se observan en las figuras 52 y 53. Sin inyección FV, el tercer armónico presenta los valores más elevados de distorsión para las fases A, B y C con valores de 1,62%, 2,39% y 1,13%, respectivamente. Con inyección FV también se observa este comportamiento, los valores del tercer armónico de corriente son 1,03%, 1,63% y 1,29% para las fases A, B y C, respectivamente. Se

observa que la Fase B presenta una distorsión mayor en los armónicos impares que las demás fases.

Figura 52. Armónicos de corriente con inyección FV.

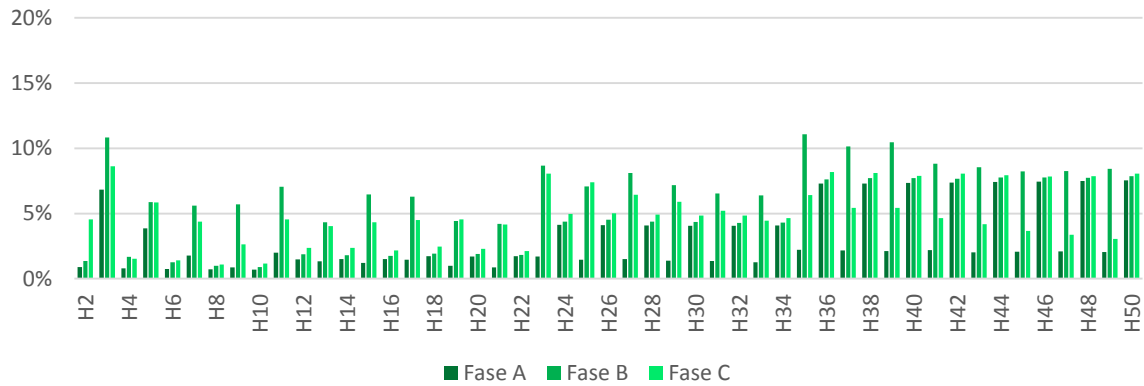
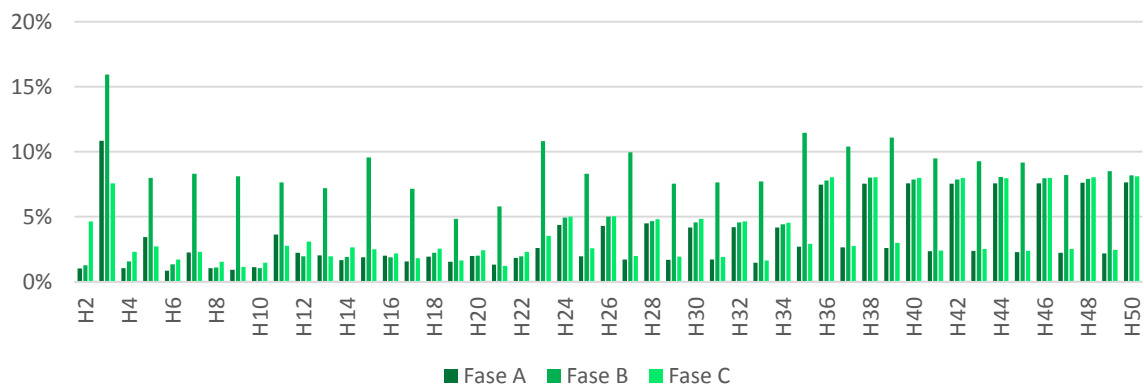


Figura 53. Armónicos de corriente sin inyección FV.



5. CONCLUSIONES

Los estándares IEEE 519, IEEE 1159 e IEC 61000-4-30 son la base de la normativa nacional (vigente y proyectada) sobre CPE. Por esta razón, los parámetros, evaluación de límites, características de los equipos, método de medición, duración de la monitorización, etc., son tomados de estos estándares.

El PQube 3 es un equipo de altas prestaciones para estudios de CPE, con una relativa facilidad de manejo. Permite monitorizar los parámetros de CPE según la normativa, ya que cuenta con certificación IEC. Aunque no se usaron todos los datos recolectados, la información consignada en la base de datos general permitirá realizar estudios futuros de CPE.

A pesar de que la monitorización de los parámetros no se realizó en escenarios de carga controlada, la metodología establecida en este trabajo permite agrupar las mediciones en un conjunto con condiciones de carga similar y de esta forma comparar y determinar la variación de los parámetros. Por lo tanto, esta metodología puede ser aplicada para estudios en la industria o de investigación que impliquen determinar la variación de un mismo parámetro en dos condiciones diferentes.

Los intervalos de los escenarios deben ser lo más pequeño posible para tener la menor dispersión en los datos. Los resultados obtenidos con la prueba de suma de rangos de Wilcoxon sugieren que el SFV tiene mayor afectación en los CPE en los escenarios de mayor ocurrencia.

La prueba no paramétrica de Wilcoxon (como también otras pruebas de hipótesis), permite aceptar o rechazar un enunciado que compara la media de una población con un valor u otra media poblacional, para un determinado intervalo de

significancia. Pero si la(s) media(s) poblacional(es) son afectadas por otras variables fuera de las de estudio, esta clase de prueba no las detecta.

Durante los periodos de monitorización, correspondiente a 547 horas con y sin inyección FV, las fases A, B y C presentaron un porcentaje de tiempo del 96,65%, 91,71% y 90,28%, respectivamente, en el intervalo de potencia aparente (0% - 40%]; correspondientes a (0 kVA – 0,88 kVA], (0 kVA – 0,73 kVA] y (0 kVA – 0,64 kVA].

Para la Fase A, el escenario con inyección FV de mayor probabilidad de ocurrencias se presentó entre 0 kVA y 0,055 kVA de carga y 0 kVA y 0,31kVA de inyección FV, con una probabilidad de 12,18%; sin inyección FV, el escenario con mayor probabilidad de ocurrencias se presentó entre 0 kVA y 0,055 kVA, con una probabilidad de 32,67%. Este intervalo de carga presentó mayor afectación por el SFV, presentándose para 10 de los 15 indicadores como el más afectado.

Para la Fase B, el escenario con inyección FV de mayor probabilidad de ocurrencias se presentó entre 0,045 kVA y 0,18 kVA de carga y 0 kVA y 0,31kVA de inyección FV, con una probabilidad de 16,89%; sin inyección FV, el escenario con mayor probabilidad de ocurrencias se presentó entre 0,045 kVA y 0,18 kVA, con una probabilidad de 61,37%. Este intervalo de carga presentó mayor afectación por el SFV, presentándose para 14 de los 15 indicadores como el más afectado.

Para la Fase C, el escenario con inyección FV de mayor probabilidad de ocurrencias se presentó entre 0 kVA y 0,04 kVA de carga y 0 kVA y 0,31kVA de inyección FV, con una probabilidad de 13,37%; sin inyección FV, el escenario con mayor probabilidad de ocurrencias se presentó entre 0 kVA y 0,055 kVA, con una probabilidad de 44,69%. Este intervalo de carga presentó mayor afectación por el SFV, presentándose para 8 de los 15 indicadores como el más afectado. Además,

esta fase obtuvo mayor porcentaje de afectación al analizar los 15 indicadores, en 9 de éstos fue la más afectada.

Las evaluaciones de CPE con y sin inyección FV, presentaron valores similares para todos los indicadores. La inyección FV no produjo que se infringieran límites establecidos. Sin embargo, la distorsión de tensión del quinto armónico aumentó alrededor de 0,5% para las 3 fases.

Al usar la THDI como indicador para evaluar la CPE se debe contextualizar los resultados obtenidos. Debido a que, en sistemas donde la carga varía constantemente, en los periodos de poca carga, puede generar valores muy altos, pero con poca relevancia y podrían ocasionar conclusiones erróneas. Sin embargo, puede evaluarse para casos donde la carga tenga un comportamiento mayormente constante.

Los parámetros de CPE pueden ser afectados por diversas variables de los sistemas eléctricos como conexión y desconexión de carga, la tensión suministrada por el Operador de Red (OR), interrupciones en el servicio por parte de (OR), descargas atmosféricas, sistemas de generación distribuida, entre otros. Por esta razón, esta clase de estudios necesitan monitorizaciones prolongadas y en diversos puntos. De esta forma, es posible analizar el comportamiento de más variables a lo largo del sistema y determinar de dónde provienen las variaciones.

6. RECOMENDACIONES

Se sugiere que para trabajos futuros los periodos de medición sean mayores a los empleados en este trabajo, se monitoricen diferentes puntos y de ser posible con escenarios de carga controlada. Adicionalmente, se estudie la variación los parámetros de CPE de forma controlada, inyectando corrientes con diferentes componentes armónicas representando cargas de tipo común ya sea residenciales o comerciales; y de esta forma las posibles causas de estas variaciones.

BIBLIOGRAFÍA

ACCUENERGY, “Acuvim II Series High Performance Meters.” Accuenergy (Canada) Inc, Toronto, p. 17, 2015.

CAMMAÑO-MARTIN E. et al., “Interaction Between Photovoltaic Distributed Generation and Electricity Networks,” *J. Optoelectron. Adv. Mater.*, vol. 15, no. 3–4, pp. 1–15, 2008.

CARVAJAL QUINTERO S. X. and MARÍN JIMÉNEZ J. D., “Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico,” *Tecnura*, vol. 17, no. 35, pp. 77–89, 2013.

CERVANTES O., “Metodología de medición de calidad de energía eléctrica en base a normas nacionales e internacionales para la Universidad de la Costa - CUC,” Universidad de la Costa CUC, 2014.

COMMITTEE D., POWER I., and SOCIETY E., “IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems IEEE Power and Energy Society,” *ANSI/IEEE Std. 519*, vol. 2014, 2014.

COMMITTEE D., POWER I., and SOCIETY E., *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. 1995.

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución CREG 070 de 1998.” p. 63, 1998.

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución CREG 024 de 2005,” Resolución CREG-024, p. 10, 2005.

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución CREG 016 de 2007.” p. 6, 2007.

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución CREG 065 de 2012.” p. 34, 2012.

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución CREG 108 de 1997.” p. 8, 1997.

CRESPO MARTINEZ A., GARCIA A. D. F., FERNÁNDEZ GONZÁLEZ J., HERRERO GARCÍA M. Á., DE-JUANA SARDÓN J. M., and SANTOS GARCÍA F., Energías renovables para el desarrollo, Paraninfo., no. 31. Madrid: Paraninfo, 2003.

DELGADO PELAEZ D. and OSORIO VELEZ O. J., “Evaluación de la calidad de energía en la Universidad Tecnológica de Pereira,” Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.

DUGAN R. C., McGRANAGHAN M. F., SANTOSO S., and BEATY H. W., “Electrical Power Systems Quality,” Digit. Eng. Libr., vol. 2, p. 525, 2004.

EFTEKHARNEJAD S., “The Impact of Increased Penetration of Photovoltaic Generation on Smart Grid,” Arizona State Univ., vol. 1, no. December, p. 248, 2012.

ELTAWIL M. A. and ZHAO Z., “Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems-A review,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 14, no. 1, pp. 112–129, 2010.

EN N. E., IEC N. I., and UNE-EN N., “Compatibilidad electromagnética (CEM) Parte 4-30: Técnicas de ensayo y de medida Métodos de medida de la calidad de suministro Octubre,” 2018.

IEEE and Institute of Electrical and Electronic Engineers, IEEE Std 1159 - IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality., vol. 2009, no. June. 2009.

KUANG H., LI S., and WU Z., “Discussion on advantages and disadvantages of distributed generation connected to the grid,” 2011 Int. Conf. Electr. Control Eng. ICECE 2011 - Proc., pp. 170–173, 2011.

MONTGOMERY D. C. and G. C. Runger, Probabilidad y estadística aplicadas a la ingeniería. 2012.

MONTGOMERY D. C., Diseño y análisis de experimentos. 2004.

MURCIA RODRÍGUEZ H., “Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas,” Rev. Ing., vol. 28, pp. 83–89, 2009.

OSMA G., FLOREZ C., ROJAS W., FLOREZ J., and ORDOÑEZ G., “Mejoramiento del desempeño de paneles fotovoltaicos a partir de la irrigación forzada de la superficie superior Improvement of the performance of photovoltaics panels by forced irrigation on the upper surface,” UIS Ing., vol. 16, pp. 161–171, 2017.

PAREJA APARICIO M., Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada. S.A. MARCOMBO, 2009.

POWER SENSORS LIMITED, “PQube 3 Instruction Manual Revision 1.9.” Power Sensors Limited, Alameda, p. 103, 2015.

PRABAAKARAN K., CHITRA N., and KUMAR A. S., “Power quality enhancement in microgrid - A survey,” Proc. IEEE Int. Conf. Circuit, Power Comput. Technol. ICCPCT 2013, pp. 126–131, 2013.

ROJAS CUBIDES H. E., RIVAS TRUJILLO E., and JARAMILLO MATTA A. A., “Aspectos técnicos y normativos para el monitoreo y medición de armónicos,” Ingeniería, vol. 19, no. 2, pp. 6–11, 2014.

SUPRIYA P. and NAMBIAR P., Review of harmonic source identification techniques, vol. 7. 2012.

TERCIYANLI A. et al., “A current source converter-based active power filter for mitigation of harmonics at the interface of distribution and transmission systems,” IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 48, no. 4, pp. 1374–1386, 2012.

ANEXOS

ANEXO A. TRATAMIENTO DE DATOS

Para el tratamiento de los datos se aplicaron diferentes procedimientos en *MATLAB* y *Microsoft Excel*. La aplicación de estas herramientas se explica a continuación:

Creación de las bases de datos en *Microsoft Excel*

Se crearon dos hojas de cálculo que sirvieron como bases de datos para los escenarios con y sin inyección FV (*BD_SFV_On* y *BD_SFV_Off*), como se observa en la Figura A.1. Cada una contiene los indicadores de CPE seleccionados en el Capítulo 2, potencias de consumo, potencias de generación y sus respectivas estampas de tiempo.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Time	Flag	L1-N (V)	L2-N (V)	L3-N (V)	L1 (A)	L2 (A)	L3 (A)	L1 Harmonic	L1 Harmonic	L1 Harmonic	L1 Har
2	24/02/2018 00:10		132.398315	132.687912	131.791946	0.148107	0.602779	0.130933	132.323364	0.028079	0.193086	0.0
3	24/02/2018 00:20		132.190598	132.523483	131.630753	0.148638	0.603531	0.13218	132.112823	0.028953	0.177225	0.0
4	24/02/2018 00:30		132.167038	132.506042	131.59964	0.148592	0.604029	0.135797	132.088318	0.029478	0.167186	0.0
5	24/02/2018 00:40		131.916367	132.253433	131.283905	0.147986	0.605138	0.135312	131.837341	0.028436	0.172774	0.0
6	24/02/2018 00:50		132.059326	132.31308	131.419861	0.148296	0.6057	0.135435	131.979034	0.02675	0.199149	0.0
7	24/02/2018 01:00		132.12146	132.417282	131.528702	0.148888	0.605395	0.134828	132.038681	0.028863	0.172445	0.0
8	24/02/2018 01:10		132.478958	132.767578	131.900269	0.148361	0.604971	0.132261	132.389389	0.029949	0.14345	0.0
9	24/02/2018 01:20		132.664703	132.957581	132.086029	0.1478	0.60416	0.134579	132.572739	0.029605	0.176301	0.0
10	24/02/2018 01:30		132.046722	132.358215	131.469101	0.149006	0.607998	0.133583	131.959854	0.030368	0.154993	0.0
11	24/02/2018 01:40		131.947296	132.282761	131.36795	0.149417	0.607813	0.132408	131.860886	0.027826	0.136946	0.0
12	24/02/2018 01:50		132.13884	132.457199	131.535812	0.149635	0.608281	0.133138	132.051178	0.02677	0.12737	0.0
13	24/02/2018 02:00		132.158554	132.418716	131.542831	0.148007	0.607682	0.133158	132.069763	0.030069	0.136183	0.0
14	24/02/2018 02:10		132.198715	132.489563	131.65657	0.147754	0.608167	0.132477	132.109543	0.038851	0.153245	0.0
15	24/02/2018 02:20		132.178884	132.506561	131.667969	0.147482	0.608019	0.132407	132.089905	0.029956	0.147796	0.0

Figura A.1. Base de datos auxiliar.

Filtro de datos

A través de VBA y utilizando la función *Filtro Avanzando* de *Microsoft Excel*, se creó una macro para ejecutar de forma dinámica la filtración de los datos. La selección del intervalo de tiempo para los filtros se hace de forma dinámica mediante listas desplegables dispuestas en las respectivas hojas, tal como se muestra en la Figura A.2.

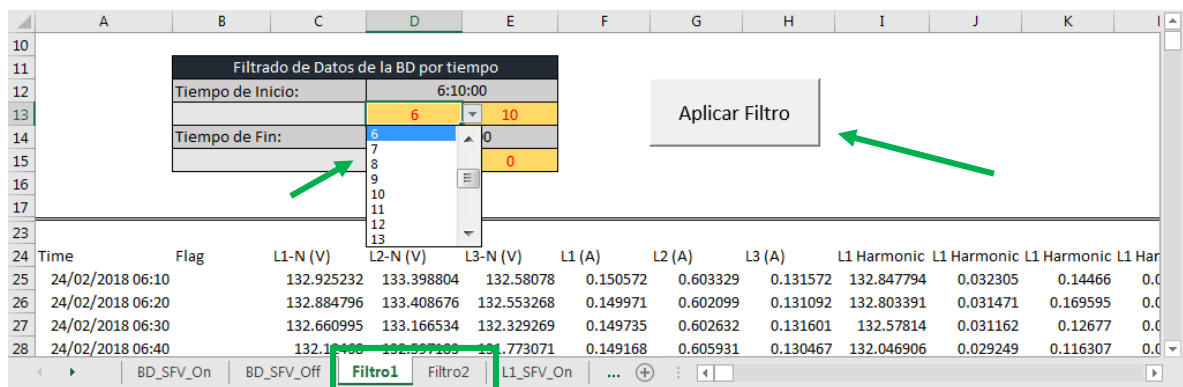


Figura A.2. Filtro de tiempo.

Organización de datos para exportar a *MATLAB*

Los datos se organizaron manualmente después de haber aplicado el filtro de datos. A cada fase le correspondieron dos hojas de cálculo nuevas, en una se dispusieron los datos con inyección FV y en la otra los datos sin inyección FV, como se observa en la Figura A.3. Además, se calculó el indicador THDI a partir de los datos de TDD y corriente fundamental monitorizados por el PQube 3. La finalidad estas hojas fue exportar los datos desde *Microsoft Excel* a *MATLAB* de forma organizada.

	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	L1 Flicker Pst	L1 THD (%)	L1 THDI (%)	L1 TDD (%)	L1 Harmonic	L1 Harmonic	L1 Harmonic	L1 Harmonic	L1 Harmonic	L1 Harmonic	L1 Harmonic	L1 Harmonic
2	0.091634	2.253087	11.5261555	0.194782	0.008923	0.104225	0.005326	0.077364	0.007006	0.020327	0.006733	0.017089
3	0.134195	2.305436	11.4766098	0.621051	0.005375	0.351084	0.004626	0.249492	0.004906	0.056161	0.004534	0.037137
4	0.154169	2.23167	11.3534424	0.680978	0.008972	0.380476	0.006078	0.285137	0.004233	0.037597	0.004317	0.038237
5	0.121926	2.315277	11.7217414	0.913335	0.004712	0.513154	0.004183	0.381352	0.004196	0.047829	0.004091	0.045489
6	0.14102	2.261616	11.9199287	0.9141	0.004709	0.519754	0.004168	0.374172	0.004228	0.04809	0.003985	0.040098
7	0.08822	2.233791	12.0538992	0.920189	0.004595	0.527283	0.003974	0.371863	0.004192	0.044735	0.0039	0.037959
8	0.096986	2.056367	11.8579953	0.906218	0.004634	0.530331	0.00401	0.349949	0.00407	0.041941	0.003853	0.037339
9	0.115115	1.903494	12.0251395	0.957305	0.005734	0.5713	0.004419	0.352403	0.004531	0.039108	0.004718	0.04227
10	0.155274	1.917233	12.6540345	1.001714	0.004606	0.599409	0.00415	0.368684	0.003979	0.027103	0.004077	0.05033
11	0.143029	2.051185	12.9321893	0.986852	0.004768	0.582404	0.004251	0.376653	0.004137	0.025803	0.004311	0.04822
12	0.1494	2.11159	12.981308	0.913335	0.004709	0.527283	0.004168	0.374172	0.004228	0.04809	0.003985	0.040098

Figura A.3. Datos organizados por fase para exportar a *MATLAB*.

Procesamiento de datos a través de *MATLAB*

MATLAB tiene la función "*ranksum*" que permite aplicar la prueba de suma de rangos de Wilcoxon, denominada. A partir de esto, se creó un *Script en MATLAB* (anexo digital AnexoE.m) que permite generar cada una de las estratificaciones de la *Matriz de Escenarios*, aplicar la prueba no paramétrica de Wilcoxon para cada escenario e indicador y cuantificar sus respectivas variaciones.

Visualización de los resultados de la prueba de Wilcoxon

El *Script* exporta los resultados de las pruebas de hipótesis y la cuantificación de las variaciones a *Microsoft Excel*. Estos resultados quedan almacenados en las hojas de cálculo *Resultados_L1*, *Resultados_L2* y *Resultados_L3* para las fases A, B y C, respectivamente. Esto puede observarse en la Figura A.4.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	LOAD	SFV	Vrms	FP	V2/V1	Pst	THDV	THDI	TDD	IH2	IH3	IH4
2		0% - 10%	0.803%	14.274%	0.799%	-1.211%	16.693%	2.001%	16.003%	-30.764%	32.518%	27.122%
3		10% - 20%	0.984%	2.627%	0.977%	4.502%	5.336%	28.810%	13.505%	7.258%	44.274%	-5.553%
4		20% - 30%	1.038%	0.696%	1.030%	-2.092%	-0.449%	9.672%	8.501%	3.793%	21.304%	-27.576%
5		30% - 40%	1.220%	1.645%	1.214%	0.852%	2.979%	18.266%	10.659%	7.911%	49.681%	-2.600%
6		40% - 50%	1.267%	1.399%	1.250%	7.481%	16.108%	1.062%	10.573%	6.730%	43.583%	-7.486%
7		50% - 60%	1.267%	1.399%	1.250%	7.481%	16.108%	1.062%	10.573%	6.730%	43.583%	-7.486%

Figura A.4. Resultados importados de *MATLAB* a *Microsoft Excel*.

La cuantificación de la variación de los escenarios se realizó a partir de la aplicación de (A1). Donde, \bar{x} es la media estadística del indicador en evaluación, y el subíndice “ $\bar{x}_{Escenario\ SFV\ Off\ (i,1)}$ ” o “ $\bar{x}_{Escenario\ SFV\ On\ (i,j)}$ ” es la ubicación del indicador dentro de los escenarios de la matriz.

$$variación\ (i,j) = \frac{\bar{x}_{Escenario\ SFV\ On\ (i,j)} - \bar{x}_{Escenario\ SFV\ Off\ (i,1)}}{\bar{x}_{Escenario\ SFV\ Off\ (i,1)}} \quad (A1)$$

ANEXO B. DESCRIPCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA E INYECCIÓN EN EL PCC

Este anexo presenta información sobre el comportamiento de la potencia demandada por la carga y la potencia inyectada por el SFV. Inicialmente, se analizan las frecuencias de ocurrencia de la demanda de potencia de la carga, incluyendo la potencia aparente, activa y reactiva, esta última es calculada por los medidores aplicando el método de Budeanu. Luego, se realizó un análisis similar para la potencia generada por el SFV. Por último, se hace una evaluación de CPE con los datos recolectados, con y sin inyección FV.

Demanda de potencia de la carga

Se realizó un análisis de potencias aparente, activa y reactiva usando intervalos similares a la Matriz de Escenarios presentada en el Capítulo 4. Para la potencia reactiva se incluyó un nuevo intervalo para la evaluación de la potencia reactiva capacitiva. La Tabla B.1 muestra los valores máximo y mínimo de potencia en cada una de las fases que se presentaron durante las 547 horas de monitorización.

Tabla B.1. Intervalos de potencia para la demanda de la carga.

POTENCIA	FASE	MÍNIMO	MÁXIMO
Aparente kVA	A	0,003	2,119
	B	0,007	1,738
	C	0,006	1,531
Activa [kW]	A	0,002	2,063
	B	0,006	1,706
	C	0,006	1,493
Reactiva [kVAr]	A	0,005	-0,200
	B	-0,004	-0,168
	C	0,023	-0,131

Potencia aparente – S

El escenario de mayor ocurrencia con y sin inyección FV se presenta en el intervalo (0 kVA – 0,06 kVA] para la Fase A, con una frecuencia de 1511 (aproximadamente 252 horas de las 547 monitorizadas). El intervalo de mayor ocurrencia para la Fase B fue (0,05 kVA – 0,18 kVA] y tuvo una frecuencia de 2156 (aproximadamente 360 horas). Por último, el intervalo de mayor ocurrencia para la Fase C fue (0 kVA – 0,04 kVA], con una frecuencia de 1730 (aproximadamente 288 horas). Las figuras B.1, B.2 y B.3 presenta la frecuencia de los intervalos de potencia aparente con y sin inyección FV.

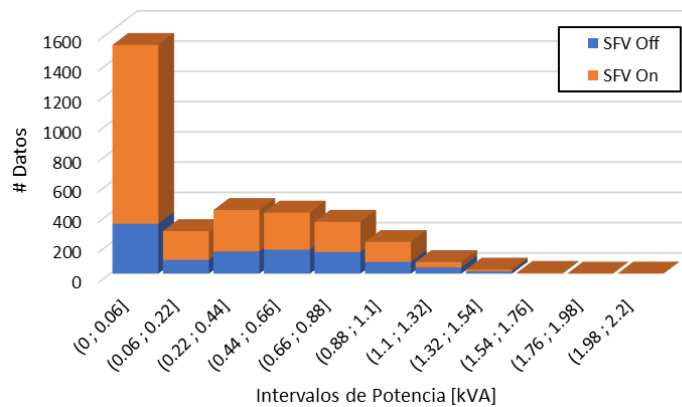


Figura B.1. Frecuencia de los intervalos la potencia aparente para la Fase A.

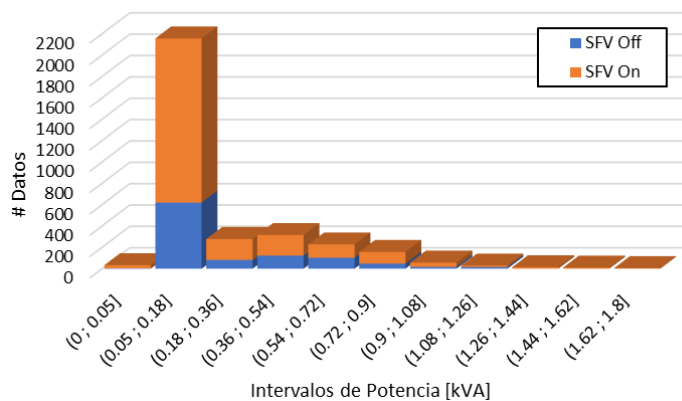


Figura B.2. Frecuencia de los intervalos la potencia aparente para la Fase B.

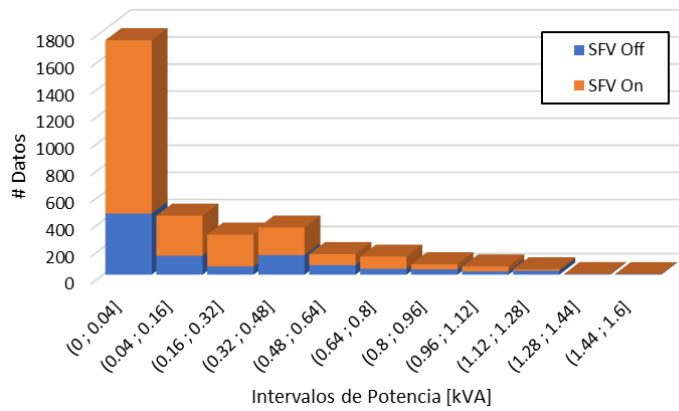


Figura B.3. Frecuencia de los intervalos la potencia aparente para la Fase C.

Potencia activa – P

La potencia activa presenta un comportamiento similar a la potencia aparente, como se aprecia en las figuras B.4, B.5 y B.6. Los intervalos de mayor ocurrencia fueron (0 kVA – 0,05 kVA], (0,05 kVA – 0,18 kVA] y (0 kVA – 0,04 kVA] con frecuencias de 1476, 2192 y 1848 para las fases A, B y C, respectivamente.

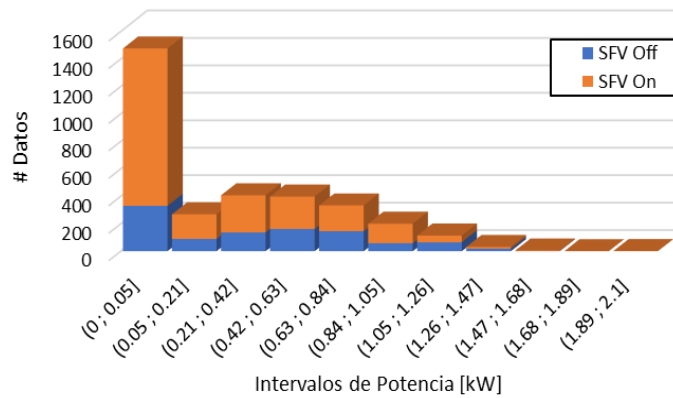


Figura B.4. Frecuencia de los intervalos la potencia activa para la Fase A.

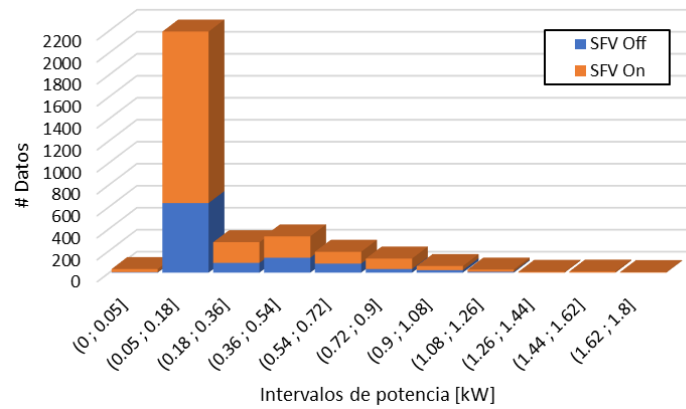


Figura B.5. Frecuencia de los intervalos la potencia activa para la Fase B.

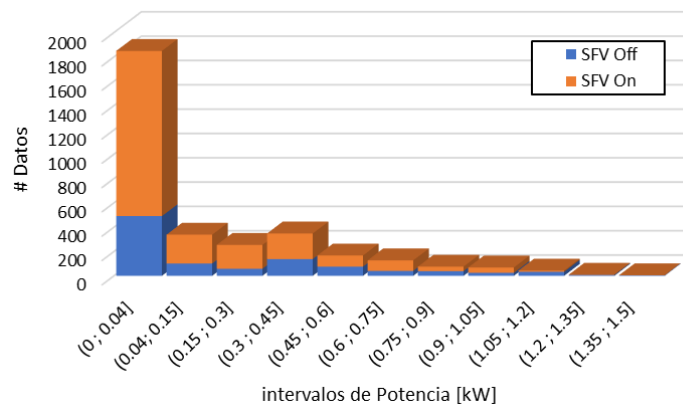


Figura B.6. Frecuencia de los intervalos la potencia activa para la Fase C.

Potencia reactiva – Q

Las figuras B.7, B.8 y B.9 muestran la frecuencia de los intervalos de potencia reactiva con y sin inyección FV. Los intervalos de mayor ocurrencia fueron (0 kVA – 0,01 kVA], (-0,017 kVA – -0,04 kVA] y (-0,014 kVA – -0,04 kVA] para las fases A, B y C, respectivamente. Adicionalmente, en la Figura B.8 se puede observar que la Fase B no presenta potencia reactiva capacitiva.

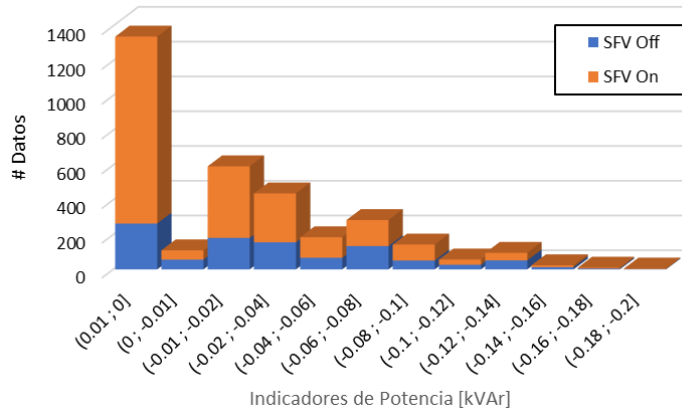


Figura B.7. Frecuencia de los intervalos la potencia reactiva para la Fase A.

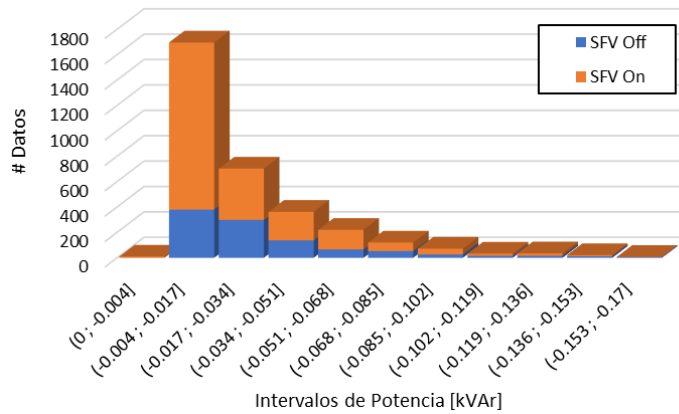


Figura B.8. Frecuencia de los intervalos la potencia reactiva para la Fase B.

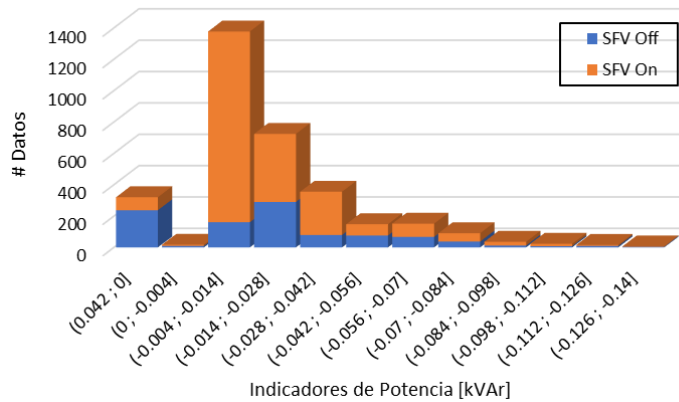


Figura B.9. Frecuencia de los intervalos la potencia reactiva para la Fase C.

Generación del SFV

Se realizó un análisis del comportamiento de los escenarios de potencia generada por el SFV en las tres fases, los intervalos empleados son iguales a los establecidos para la inyección FV de la *Matriz de Escenarios*. La Tabla B.2 muestra los valores máximos de potencia generada por el SFV en las tres fases que se presentaron durante las 379 horas de monitorización.

Tabla B.2. Valores máximos de las potencias entregadas por el SFV.

POTENCIA	Fase A	Fase B	Fase C
Aparente kVA	3,08073	2,96883	3,08756
Activa [kW]	3,06824	2,96178	3,08327
Reactiva [kVAr]	0,36264	0,22884	0,16961

Potencia aparente – S y potencia activa – P

La Figura B.10 muestra que el intervalo que se presentó con mayor frecuencia para las tres fases fue el de menor potencia (0 kVA – 0,31 kVA]. Se observó que, durante el tiempo de monitorización, el SFV entregó menos 1,55 kVA durante el 70% del tiempo para las tres fases. El intervalo de mayor potencia se presenta el 5,6%, 3,5% y 6,4% del tiempo para las fases A, B y C, respectivamente.

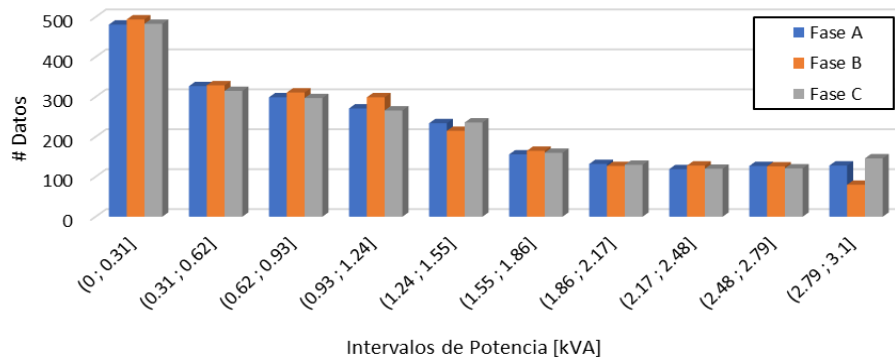


Figura B.10. Potencia aparente entregada por el SFV.

Potencia reactiva – Q

La Figura B.11 muestra la potencia reactiva entregada por el SFV. Se observó que, durante el tiempo de monitorización, el SFV no entregó potencia reactiva de forma balanceada. La Fase A entregó entre 0,145 kVAr y 0,217 kVAr durante aproximadamente el 61,5% del tiempo de monitorización. La Fase B durante el 64% del tiempo monitorizado entregó entre 0,137 kVAr y 0,16 kVAr. Por último, la Fase C durante el 45% del tiempo monitorizado entregó entre 0,158 kVAr y 0,177 kVAr.

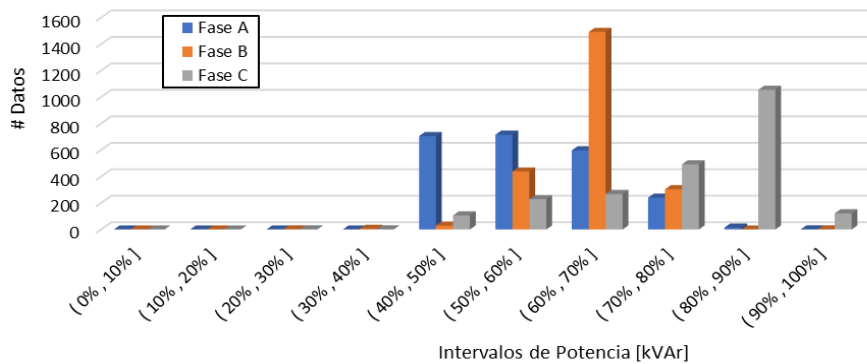


Figura B.11. Potencia reactiva entregada por el SFV.

Evaluación de CPE

En esta sección, se evaluaron los indicadores de CPE con y sin inyección FV aplicando el percentil 99 y se seleccionó el resultado de mayor magnitud.

Los resultados para los indicadores de CPE seleccionados, diferentes a los armónicos individuales se presentan en la Tabla B.3; resultados para los cuales se realizan las siguientes observaciones:

- El Pst obtenido fue de 0,747, 0,889 y 0,694 para las fases A, B y C, respectivamente; lo cual no supera el límite establecido en 2.

- Se encontró que el FP para la Fase A es de 0,86; esto ocurre cuando la demanda es menor a 0,005 kW. La Fase B tiene un FP de 0,7; esto ocurre cuando la demanda es menor a 0,1 kW; en algunas ocasiones, cuando la carga es mayor a 0,3 kW, el FP está entre 0,7 y 0,9. La Fase C presenta un FP de 0,5 cuando la demanda es menor a 0,2 kW.
- El límite de $V2/V1$ es 2%, el sistema alcanza un desbalance de secuencia negativa de alrededor del 20% de este valor, es decir 0.4% de desbalance.
- Los indicadores de THDV son 4,5%, 4,42% y 4,38 para las fases A, B, y C, respectivamente; cercanos a infringir el límite normativo de 5%.
- La THDI es un indicador que depende de la magnitud de la componente de corriente fundamental. En este sistema la magnitud de la corriente fundamental que genera porcentajes de THDI mayores al 100% es menor a 1 A.
- Los valores de TDD encontrados son 19,03%, 20,2% y 24,8% para las fases A, B y C, respectivamente. Por lo tanto, se observa que las fases B y C superan el límite de TDD establecido del 20%.

La Tabla B.4 muestra las magnitudes máximas de la corriente a frecuencia fundamental.

Tabla B.3. Valores representativos para algunos indicadores de CPE.

Indicador	Fase A	Fase B	Fase C
Pst	0,7473	0,8886	0,6943
FP*	0,86	0,70	0,44
V2/V1 [%]	0,4346	0,4346	0,4346
THDV [%]	4,5013	4,4208	4,3813
THDI [%]	235,0298	187,3605	145,7292
TDD [%]	19,0319	20,2007	24,8035

Tabla B.4. Magnitudes máximas de la corriente a frecuencia fundamental.

	Fase A	Fase B	Fase C
Ih1 Máximo	16,56	13,45	11,83
Ih1 Max*	17	14	12

*Son los valores usados en la determinación de la TDD y los porcentajes de los armónicos individuales de corriente.

El quinto y séptimo armónico de tensión para las tres fases, alcanzan los valores más elevados. El quinto armónico presenta un valor aproximado del 4%, incumpliendo el límite establecido del 3%. El séptimo armónico, presenta un valor cercano al 2%. Los demás armónicos no superan el 0,5% Esto se puede observar en las figuras B.12, B.13 y B.14.

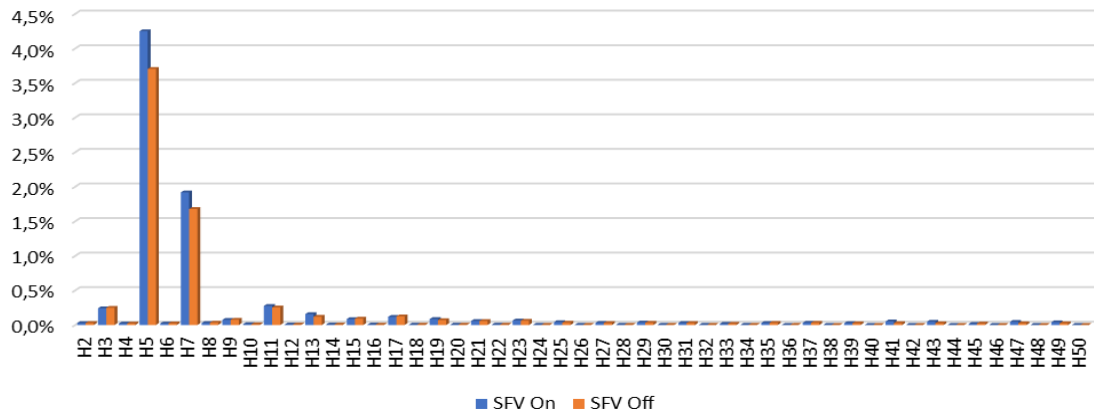


Figura B.12. Porcentaje de los armónicos individuales de tensión para la Fase A.

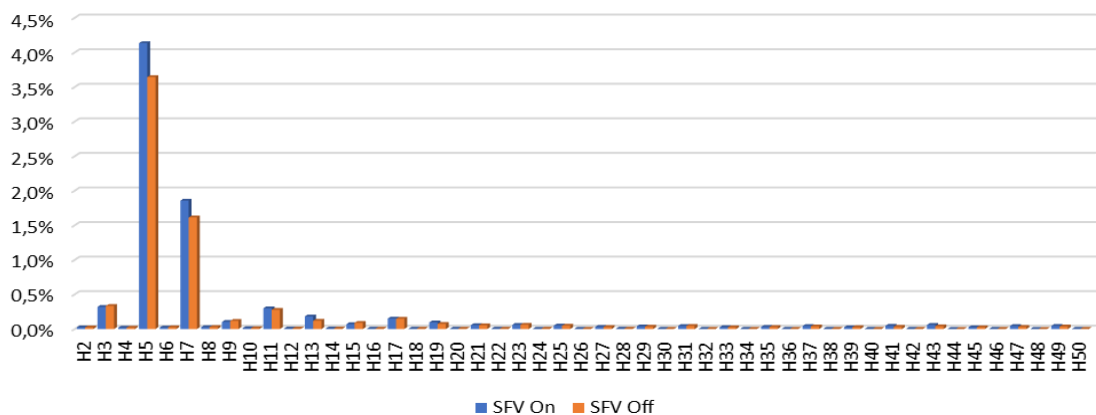


Figura B.13. Porcentaje de los armónicos individuales de tensión para la Fase B.

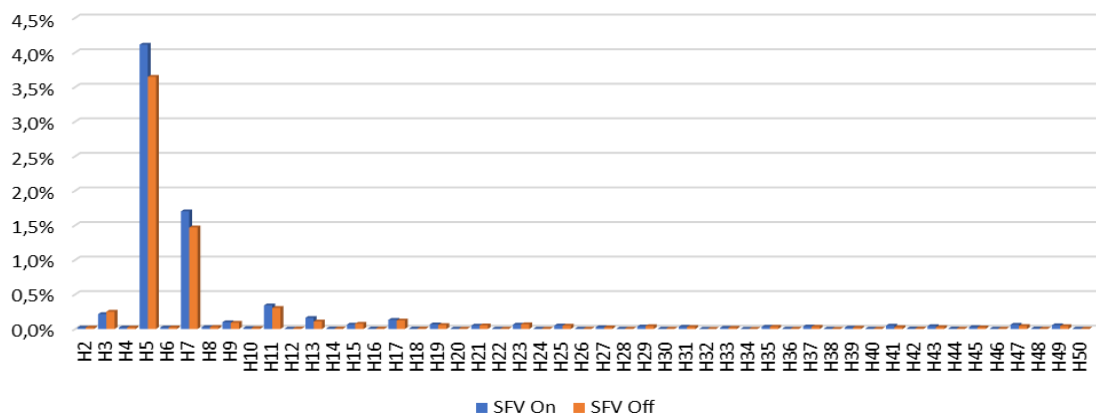


Figura B.14. Porcentaje de los armónicos individuales de tensión para la Fase C.

Los armónicos impares de corriente tienen un mayor impacto para las tres fases, tal como se muestra en las figuras B.15, B.16 y B.17. En las fases A y B, el tercer armónico de corriente presenta valores cercanos al 12% y, para la Fase C, presenta un valor aproximado del 15%, incumpliendo el límite establecido.

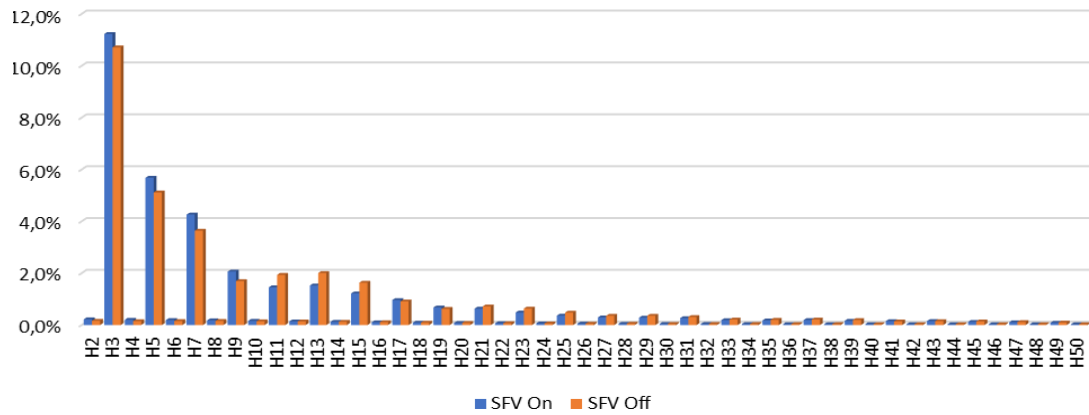


Figura B.15. Porcentaje de los armónicos individuales de corriente para la Fase A.

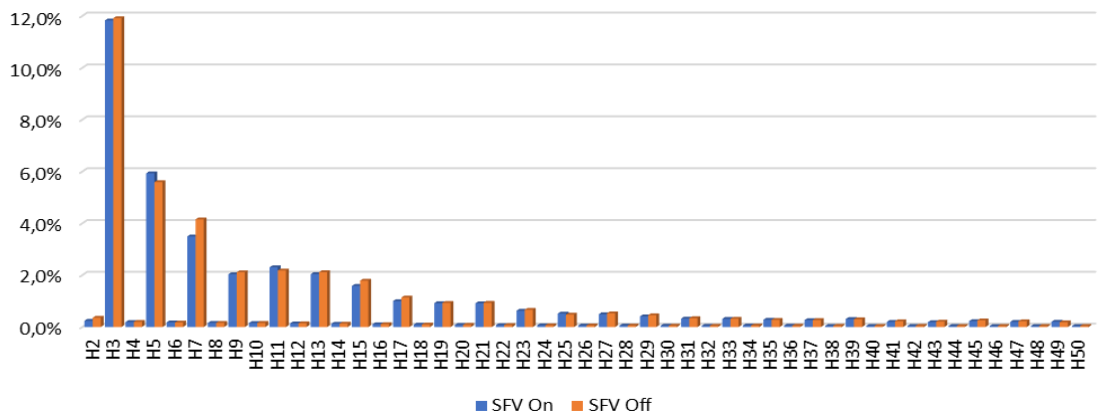


Figura B.16. Porcentaje de los armónicos individuales de corriente para la Fase B.

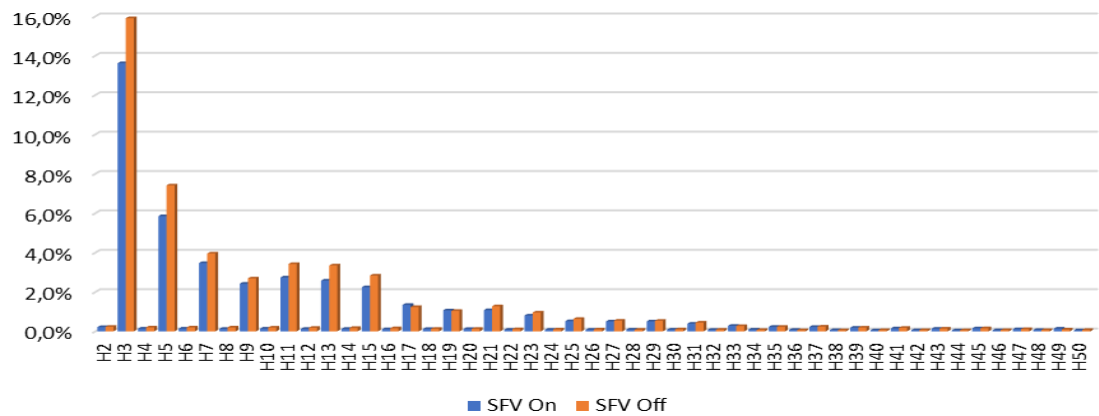


Figura B.17. Porcentaje de los armónicos individuales de corriente para la Fase C.

ANEXO C. ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE WILCOXON POR INDICADOR

Factor de potencia

El impacto del sistema FV en el factor de potencia de cada fase se muestra en las figuras C.1, C.2 y C.3. Se aprecia que, en los escenarios con mayor ocurrencia, la máxima variación del factor de potencia fue de -3.03%, -22.65% y -31.88% para las fases A, B y C, respectivamente. Las fases B y C fueron las más afectadas en los escenarios con mayor ocurrencia. Asimismo, la Tabla C.1 muestra la cantidad de escenarios válidos para la prueba de Wilcoxon y el porcentaje que se vio afectado por la inyección FV en cada fase.

		S del SFV											
		[0%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0% , 2.5%]	0.945	-1.06%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.53%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.055
	(2.5% , 10%]	0.977	1.02%	0.51%	1.02%	1.02%	1.02%	1.53%	1.02%	0.51%	1.02%	0.00%	0.22
	(10% , 20%]	0.981	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-1.01%	0.00%	0.44
	(20% , 30%]	0.990	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.66
	(30% , 40%]	0.989	0.00%	-0.51%	0.00%	0.00%	0.00%	-1.01%	-1.01%	-1.01%	0.00%	0.00%	0.88
	(40% , 50%]	0.989	0.00%	0.00%	0.00%	1.01%	0.00%	1.01%	1.01%	0.00%	-0.51%	-2.02%	1.1
	(50% , 60%]	0.987	0.00%	-3.03%	0.00%	0.00%	-5.56%	1.01%	0.00%	-8.08%	-3.03%	-1.01%	1.32
	(60% , 70%]	0.987	-1.01%	-2.53%	-2.02%	-3.03%	0.00%	-5.05%	-5.05%	0.00%	-6.06%	0.00%	1.54
	(70% , 80%]	X	0.00%	0.00%	-1.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.76
	(80% , 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.98
(90% , 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.2	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kVA]

Figura C.1. Resultados de la prueba de Wilcoxon para el factor de potencia en la Fase A.

		S del SFV											
		[0%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.968	0.00%	0.00%	0.51%	0.51%	0.51%	0.51%	0.51%	0.51%	0.51%	0.51%	0.045
	(2.5%, 10%]	0.897	11.24%	11.24%	10.11%	10.11%	10.11%	10.11%	8.43%	6.74%	8.99%	10.11%	0.18
	(10%, 20%]	0.859	4.42%	3.31%	2.76%	3.31%	3.87%	6.08%	1.66%	4.42%	-22.65%	-5.52%	0.36
	(20%, 30%]	0.931	2.08%	1.04%	-1.56%	0.00%	-4.17%	-1.04%	1.04%	-2.08%	-3.12%	1.04%	0.54
	(30%, 40%]	0.935	1.59%	2.65%	0.53%	2.12%	0.00%	1.59%	0.00%	0.53%	-1.59%	-6.88%	0.72
	(40%, 50%]	0.948	0.52%	-2.06%	0.00%	1.03%	0.00%	0.52%	1.03%	-2.06%	-7.73%	0.00%	0.9
	(50%, 60%]	0.970	0.00%	0.00%	0.00%	1.02%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.08
	(60%, 70%]	0.959	1.03%	1.55%	1.03%	0.00%	-1.03%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.26
	(70%, 80%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW (kVA)]

Figura C.2. Resultados de la prueba de Wilcoxon para el factor de potencia en la Fase B.

		S del SFV											
		[0%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.770	-30.43%	-28.99%	-30.43%	-28.99%	-28.99%	-28.99%	-28.99%	-30.43%	-31.88%	-30.43%	0.04
	(2.5%, 10%]	0.773	-20.99%	0.00%	-2.47%	-3.09%	-3.09%	-11.11%	-15.43%	-3.09%	-7.41%	4.32%	0.16
	(10%, 20%]	0.871	-4.17%	-1.04%	-2.08%	-1.04%	-2.08%	-2.08%	-1.56%	-2.08%	-1.04%	-3.12%	0.32
	(20%, 30%]	0.827	-1.02%	-1.02%	-1.02%	-1.02%	0.00%	-1.02%	-1.02%	0.00%	-2.04%	0.00%	0.48
	(30%, 40%]	0.875	2.08%	1.04%	1.04%	2.08%	0.00%	2.08%	-5.21%	-4.17%	-3.65%	-1.56%	0.64
	(40%, 50%]	0.902	0.00%	-2.04%	-1.02%	0.00%	-4.08%	-1.02%	-1.02%	-1.02%	-1.02%	-1.02%	0.8
	(50%, 60%]	0.935	0.00%	1.02%	0.00%	0.00%	0.00%	1.02%	0.00%	0.00%	0.00%	-5.10%	0.96
	(60%, 70%]	0.972	1.02%	-0.51%	-5.10%	0.00%	1.02%	0.00%	-7.14%	0.51%	0.00%	1.02%	1.12
	(70%, 80%]	-	0.00%	-5.56%	-6.57%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.28
	(80%, 90%]	-	5.88%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW (kVA)]

Figura C.3. Resultados de la prueba de Wilcoxon para el factor de potencia en la Fase C.

Tabla C.1. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para el factor de potencia.

Fase	Escenarios válidos	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
A	64	18	28.12
B	56	18	32.14
C	68	26	38.23

Desbalance de tensión V2/V1

El desbalance de tensión producto del SFV se muestra en las figuras C.4, C.5 y C.6. Se aprecia que, en los escenarios con mayor ocurrencia, la máxima variación del

desbalance de tensión fue de -13.50%, -17.06% y -13.30% para las fases A, B y C, respectivamente. La fase A fue la más afectada por la inyección FV con 26 escenarios de 64 posibles. Asimismo, la Tabla C.2 muestra la cantidad de escenarios válidos para la prueba de Wilcoxon y el porcentaje que se vio afectado por la inyección FV en cada fase.

		S del SFV										0	
		[0% , 2.5%]	(0% , 10%]	(10% , 20%]	(20% , 30%]	(30% , 40%]	(40% , 50%]	(50% , 60%]	(60% , 70%]	(70% , 80%]	(80% , 90%]	(90% , 100%]	0
S de la Carga	(0% , 2.5%]	0.361	-1.57%	-2.06%	-1.11%	0.67%	-2.05%	-4.68%	-1.85%	-4.15%	-5.59%	-3.94%	0.055
	(2.5% , 10%]	0.343	0.44%	-0.84%	-3.01%	-6.14%	-6.40%	-11.36%	-5.98%	-4.14%	-5.00%	-0.32%	0.22
	(10% , 20%]	0.340	-2.41%	-4.42%	-9.63%	-7.20%	-11.58%	-13.50%	-8.16%	-9.26%	-1.11%	-12.21%	0.44
	(20% , 30%]	0.332	-2.16%	-3.30%	-4.74%	-5.37%	-8.11%	-5.91%	-7.19%	-10.69%	-5.93%	1.62%	0.66
	(30% , 40%]	0.329	-3.84%	-4.23%	-5.13%	-0.76%	6.01%	-12.26%	-3.71%	-9.24%	-0.92%	1.35%	0.88
	(40% , 50%]	0.311	2.21%	-5.62%	-8.03%	-2.11%	-0.62%	-8.24%	-2.67%	-3.18%	0.61%	-8.24%	1.1
	(50% , 60%]	0.322	1.20%	-0.11%	-8.07%	-10.59%	0.56%	-6.41%	0.00%	-5.16%	-4.76%	16.53%	1.32
	(60% , 70%]	0.318	-35.25%	-23.99%	-6.68%	-10.01%	0.00%	-7.38%	-7.29%	0.00%	-13.93%	0.00%	1.54
	(70% , 80%]	X	-22.34%	0.00%	4.58%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.76
	(80% , 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.98
(90% , 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.2	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW]

Figura C.4. Resultados de la prueba de Wilcoxon para el desbalance de tensión en la Fase A.

		S del SFV										0	
		[0% , 2.5%]	(0% , 10%]	(10% , 20%]	(20% , 30%]	(30% , 40%]	(40% , 50%]	(50% , 60%]	(60% , 70%]	(70% , 80%]	(80% , 90%]	(90% , 100%]	0
S de la Carga	(0% , 2.5%]	0.385	0.00%	-15.53%	-9.22%	-5.91%	-4.75%	-3.85%	-5.21%	-2.61%	0.00%	-11.16%	0.045
	(2.5% , 10%]	0.347	1.35%	-0.25%	1.38%	1.20%	0.81%	-0.09%	-2.62%	-5.69%	0.70%	-4.01%	0.18
	(10% , 20%]	0.319	1.94%	-1.42%	-1.92%	4.54%	4.14%	1.16%	5.45%	9.00%	-4.59%	7.23%	0.36
	(20% , 30%]	0.331	-3.81%	-6.56%	-5.96%	-3.94%	-0.03%	-1.91%	-5.39%	-0.26%	-6.09%	-1.13%	0.54
	(30% , 40%]	0.328	4.33%	3.65%	-1.17%	-2.42%	-12.45%	-10.83%	-7.46%	-4.12%	-5.03%	2.85%	0.72
	(40% , 50%]	0.349	-8.39%	-3.20%	-4.99%	-14.58%	-14.73%	-17.06%	-7.16%	-11.89%	-7.19%	0.00%	0.9
	(50% , 60%]	0.327	2.49%	-3.76%	0.50%	4.79%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.08
	(60% , 70%]	0.362	-3.96%	-12.93%	-18.26%	0.00%	-19.46%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.26
	(70% , 80%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
	(80% , 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62
(90% , 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW]

Figura C.5. Resultados de la prueba de Wilcoxon para el desbalance de tensión en la Fase B.

		S del SFV											
		[0%] - [%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.385	0.27%	0.45%	1.95%	4.55%	1.45%	-1.58%	1.13%	-1.63%	-2.02%	-1.49%	0.04
	(2.5%, 10%]	0.347	-5.24%	-1.96%	-5.72%	-6.43%	-11.63%	-8.16%	-7.13%	-8.40%	-1.71%	-3.78%	0.16
	(10%, 20%]	0.326	4.37%	-2.48%	-4.18%	-0.97%	-2.09%	-12.72%	-2.12%	-0.71%	1.27%	-2.66%	0.32
	(20%, 30%]	0.324	3.17%	0.92%	-0.42%	0.06%	0.12%	-5.20%	0.90%	-12.09%	-0.95%	-8.53%	0.48
	(30%, 40%]	0.332	3.73%	-0.73%	2.04%	6.39%	8.08%	-2.45%	3.54%	2.47%	3.68%	4.97%	0.64
	(40%, 50%]	0.329	4.18%	-5.53%	-8.45%	-12.76%	3.51%	-6.75%	-3.90%	-1.18%	-6.62%	-5.50%	0.8
	(50%, 60%]	0.361	-4.39%	-7.70%	0.00%	-18.04%	-11.45%	-16.64%	0.00%	-7.12%	-13.30%	-10.73%	0.96
	(60%, 70%]	0.345	-3.11%	10.33%	-9.01%	1.02%	0.39%	0.00%	-14.80%	5.30%	4.45%	8.48%	1.12
	(70%, 80%]	-	5.24%	-1.32%	-4.28%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.28
	(80%, 90%]	-	24.10%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW(kVA)]

Figura C.6. Resultados de la prueba de Wilcoxon para el desbalance de tensión en la Fase C.

Tabla C.2. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para el desbalance de tensión.

Fase	Escenarios válidos	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
A	64	26	40.63
B	56	14	25
C	68	17	25

Parpadeo de corta duración (Pst)

El impacto del sistema FV en el parpadeo de corta duración para cada fase se muestra en las figuras C.7, C.8 y C.9. Se aprecia que, en los escenarios con mayor ocurrencia, la máxima variación del Pst fue de -23.36%, -35.55% y -29.76% para las fases A, B y C, respectivamente. Las fases A y B fueron las más afectadas en los escenarios con mayor ocurrencia. Asimismo, la Tabla C.3 muestra la cantidad de escenarios válidos para la prueba de Wilcoxon y el porcentaje que se vio afectado por la inyección FV en cada fase.

		S del SFV										0	
		[0%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.155	-0.18%	-7.70%	-6.03%	-6.26%	-8.31%	-15.20%	-8.87%	-11.90%	-8.53%	-14.76%	0.055
	(2.5%, 10%]	0.122	22.54%	-6.39%	1.68%	0.52%	4.22%	-5.70%	-8.30%	-10.98%	10.82%	-2.14%	0.22
	(10%, 20%]	0.135	-1.87%	0.06%	-2.95%	1.47%	-4.72%	-13.90%	-20.91%	-12.38%	-11.23%	-7.61%	0.44
	(20%, 30%]	0.171	-1.13%	-5.25%	-17.80%	3.95%	1.46%	-3.32%	0.36%	-23.36%	-11.44%	-11.63%	0.66
	(30%, 40%]	0.232	-5.96%	-9.66%	-11.23%	-5.01%	-11.84%	-11.62%	0.27%	-3.54%	-16.58%	-13.66%	0.88
	(40%, 50%]	0.130	12.43%	8.78%	-3.45%	1.75%	-13.46%	-3.45%	6.26%	-2.48%	3.64%	-0.20%	1.1
	(50%, 60%]	0.302	-2.57%	-1.88%	-17.09%	6.88%	-4.13%	-15.80%	0.00%	-10.45%	-20.43%	4.39%	1.32
	(60%, 70%]	0.143	-3.45%	-2.64%	2.91%	22.15%	0.00%	10.00%	-4.38%	0.00%	30.20%	0.00%	1.54
	(70%, 80%]	X	-28.86%	0.00%	-9.29%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.76
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.98
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.2	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kVA]

Figura C.7. Resultados de la prueba de Wilcoxon para el parpadeo de corta duración en la Fase A.

		S del SFV										0	
		[0%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.128	0.00%	23.67%	22.39%	-1.68%	3.71%	-7.03%	3.23%	16.38%	0.00%	11.97%	0.045
	(2.5%, 10%]	0.152	2.66%	-4.79%	-5.25%	-6.23%	-12.26%	-11.24%	-8.34%	-8.96%	-11.66%	-13.96%	0.18
	(10%, 20%]	0.135	4.52%	-4.29%	-4.87%	-2.49%	-6.64%	-7.04%	-6.86%	-5.72%	-7.59%	-15.62%	0.36
	(20%, 30%]	0.133	8.31%	-2.01%	-12.77%	-9.10%	-11.65%	-17.73%	-12.24%	-11.58%	-2.59%	-5.30%	0.54
	(30%, 40%]	0.265	-0.13%	-7.47%	1.06%	-0.54%	-17.32%	-1.17%	-13.62%	-5.01%	-17.07%	-6.31%	0.72
	(40%, 50%]	0.132	21.04%	14.37%	9.62%	31.11%	5.97%	5.16%	-6.43%	17.11%	4.32%	0.00%	0.9
	(50%, 60%]	0.155	-15.25%	10.30%	-11.47%	11.85%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.08
	(60%, 70%]	0.459	-34.20%	-35.55%	-36.95%	0.00%	-17.80%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.26
	(70%, 80%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

Figura C.8. Resultados de la prueba de Wilcoxon para el parpadeo de corta duración en la Fase B.

		S del SFV										0	
		[0%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.137	0.37%	-9.18%	-7.99%	-4.42%	-10.40%	-15.20%	-10.79%	-9.48%	-12.89%	-11.61%	0.04
	(2.5%, 10%]	0.151	8.58%	0.64%	-0.32%	4.70%	-6.07%	-5.53%	-9.12%	-8.29%	-1.67%	-1.10%	0.16
	(10%, 20%]	0.133	-9.85%	-4.96%	-5.76%	-9.67%	4.97%	-11.36%	-4.95%	-2.99%	-10.13%	-9.68%	0.32
	(20%, 30%]	0.130	3.08%	5.36%	-2.25%	-1.31%	-7.31%	-11.04%	5.21%	1.97%	-2.72%	-18.42%	0.48
	(30%, 40%]	0.183	-11.94%	8.32%	-8.31%	-9.42%	-0.92%	-1.54%	13.46%	26.05%	-9.53%	2.47%	0.64
	(40%, 50%]	0.281	1.15%	-0.26%	7.53%	3.65%	-14.23%	-7.00%	-29.76%	-17.26%	-12.71%	-27.26%	0.8
	(50%, 60%]	0.155	19.21%	4.17%	0.00%	17.47%	5.53%	3.39%	0.00%	4.89%	2.12%	-10.69%	0.96
	(60%, 70%]	0.220	-22.20%	-19.36%	-25.58%	-14.14%	-27.17%	0.00%	-43.07%	-43.00%	-15.55%	-48.77%	1.12
	(70%, 80%]	-	-13.32%	8.11%	10.66%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.28
	(80%, 90%]	-	-13.94%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

Figura C.9. Resultados de la prueba de Wilcoxon para el parpadeo de corta duración en la Fase C.

Tabla C.3. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para el parpadeo de corta duración.

Fase	Escenarios válidos	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
A	64	23	35.94
B	56	22	39.28
C	68	14	20.59

Distorsión armónica total de tensión THDV

La distorsión armónica total de tensión producida por SFV para cada fase se muestra en las figuras C.10, C.11 y C.12. Se aprecia que, en los escenarios con mayor ocurrencia, la máxima variación fue de 39.50%, 70.43% y 45.08% para las fases A, B y C, respectivamente. La fase C fue la más afectada en los escenarios con mayor ocurrencia. Asimismo, la Tabla C.4 muestra la cantidad de escenarios válidos para la prueba de Wilcoxon y el porcentaje que se vio afectado por la inyección FV en cada fase.

		S del SFV											
		[0%] - [%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0% , 2.5%]	2.812	24.23%	39.50%	31.45%	36.49%	22.04%	8.66%	11.79%	-4.99%	-3.67%	3.50%	0.055
	(2.5% , 10%]	2.072	9.16%	10.16%	4.01%	7.16%	6.52%	-2.77%	-2.52%	-0.97%	-2.48%	15.96%	0.22
	(10% , 20%]	2.124	10.65%	4.05%	3.25%	8.21%	8.59%	-9.24%	-16.14%	-7.55%	-1.61%	3.67%	0.44
	(20% , 30%]	2.042	20.14%	7.20%	-1.50%	0.98%	-0.25%	-8.55%	-15.00%	0.06%	-3.37%	1.21%	0.66
	(30% , 40%]	2.168	4.15%	9.91%	-3.93%	-2.12%	3.69%	5.16%	21.85%	5.40%	-10.53%	12.26%	0.88
	(40% , 50%]	2.034	10.12%	3.13%	-2.77%	-7.17%	-5.44%	-4.27%	-4.39%	-2.41%	8.33%	10.29%	1.1
	(50% , 60%]	2.107	12.93%	4.77%	-3.35%	-4.94%	10.34%	-13.16%	0.00%	8.31%	-0.12%	48.84%	1.32
	(60% , 70%]	2.246	1.41%	-2.89%	4.35%	5.16%	0.00%	3.47%	2.22%	0.00%	2.19%	0.00%	1.54
	(70% , 80%]	X	-1.65%	0.00%	5.33%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.76
	(80% , 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.98
(90% , 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.2	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kVA]

Figura C.10. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la distorsión armónica total de tensión en la Fase A.

		S del SFV											0
		[0%] - [%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	2.416	0.00%	72.53%	70.43%	64.41%	64.38%	65.28%	61.19%	67.34%	0.00%	61.29%	0.045
	(2.5%, 10%]	2.358	20.59%	37.95%	20.13%	25.45%	33.07%	22.96%	11.77%	-3.19%	6.32%	20.37%	0.18
	(10%, 20%]	2.157	16.85%	6.09%	-0.67%	1.07%	3.81%	1.40%	0.10%	1.35%	-0.74%	25.88%	0.36
	(20%, 30%]	2.125	10.83%	-5.61%	-5.43%	-7.12%	6.92%	-8.55%	-0.53%	-13.77%	7.50%	24.02%	0.54
	(30%, 40%]	2.100	19.24%	53.14%	13.18%	8.15%	-17.49%	-15.98%	9.88%	20.65%	19.08%	10.22%	0.72
	(40%, 50%]	1.916	11.95%	16.32%	2.04%	-7.60%	-5.19%	-0.86%	-0.18%	8.61%	12.39%	0.00%	0.9
	(50%, 60%]	1.913	-1.83%	-0.73%	-1.66%	11.42%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.08
	(60%, 70%]	1.982	5.86%	1.57%	2.67%	0.00%	3.58%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.26
	(70%, 80%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] (kVA)

Figura C.11. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la distorsión armónica total de tensión en la Fase B.

		S del SFV											0
		[0%] - [%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	2.436	26.18%	41.16%	35.78%	45.08%	28.08%	13.28%	15.98%	-1.36%	4.95%	11.84%	0.04
	(2.5%, 10%]	2.360	17.87%	19.71%	7.25%	8.53%	0.15%	-0.96%	-13.19%	-0.65%	3.95%	17.71%	0.16
	(10%, 20%]	2.184	11.16%	2.17%	-6.71%	-5.12%	-1.82%	-11.95%	-6.82%	-11.17%	-12.29%	10.59%	0.32
	(20%, 30%]	2.067	14.99%	0.71%	-1.68%	11.59%	19.98%	19.98%	0.26%	6.89%	-1.09%	9.76%	0.48
	(30%, 40%]	2.084	-13.88%	-11.19%	-14.44%	0.87%	11.71%	11.80%	36.06%	32.47%	30.70%	19.99%	0.64
	(40%, 50%]	2.046	2.14%	9.93%	1.61%	-9.55%	16.82%	17.77%	26.81%	25.00%	23.81%	26.08%	0.8
	(50%, 60%]	1.776	4.69%	7.63%	0.00%	16.25%	10.80%	13.63%	0.00%	9.23%	8.78%	11.65%	0.96
	(60%, 70%]	1.859	-8.40%	-10.04%	6.94%	-2.66%	-4.09%	0.00%	0.48%	-6.79%	-7.08%	-6.09%	1.12
	(70%, 80%]	-	0.86%	21.88%	30.23%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.28
	(80%, 90%]	-	-24.96%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] (kVA)

Figura C.12. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la distorsión armónica total de tensión en la Fase C

Tabla C.4. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para la distorsión armónica total de tensión.

Fase	Escenarios válidos	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
A	64	20	31.25
B	56	22	39.28
C	68	27	39.71

Distorsión armónica total de corriente THDI

La distorsión armónica total de corriente producida por SFV para cada fase se muestra en las figuras C.13, C.14 y C.15. Se aprecia que, en los escenarios con

mayor ocurrencia, la máxima variación fue de 130.66%, 190.42% y 208.94% para las fases A, B y C, respectivamente. Se puede observar que para escenarios de baja cargabilidad, se presentó un alto porcentaje de THDI, esto se debe al bajo nivel en la magnitud de corriente. Asimismo, la Tabla C.5 muestra la cantidad de escenarios válidos para la prueba de Wilcoxon y el porcentaje que se vio afectado por la inyección FV en cada fase.

		S del SFV											
		[0%] - [%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	185.738	0.51%	-1.59%	-0.68%	-1.55%	-0.61%	0.11%	-0.28%	0.56%	4.62%	2.74%	0.055
	(2.5%, 10%]	21.336	-8.31%	8.50%	-22.07%	-24.74%	-24.21%	-22.39%	-21.36%	-24.76%	-23.79%	25.88%	0.22
	(10%, 20%]	23.880	-17.03%	9.06%	4.50%	-2.27%	-2.21%	-1.68%	-15.90%	-0.82%	19.69%	20.13%	0.44
	(20%, 30%]	17.748	-0.90%	-0.83%	41.75%	17.04%	49.70%	13.70%	25.92%	27.82%	19.88%	105.59%	0.66
	(30%, 40%]	21.700	-6.87%	39.81%	-0.14%	-5.35%	-6.11%	71.38%	58.42%	64.30%	-11.57%	59.80%	0.88
	(40%, 50%]	19.316	6.12%	-15.85%	-13.93%	-2.28%	2.50%	-11.75%	1.39%	27.58%	68.72%	118.34%	1.1
	(50%, 60%]	22.035	19.64%	94.10%	-45.32%	-47.78%	112.16%	-47.18%	0.00%	151.46%	52.32%	155.56%	1.32
	(60%, 70%]	18.666	85.91%	83.23%	130.66%	197.85%	0.00%	204.44%	223.77%	0.00%	274.01%	0.00%	1.54
	(70%, 80%]	X	22.16%	0.00%	-2.78%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.76
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.98
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.2	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kVA]

Figura C.13. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la distorsión armónica total de corriente en la Fase A.

		S del SFV											
		[0%] - [%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	173.497	0.00%	-23.84%	7.31%	10.27%	9.55%	11.12%	11.62%	12.54%	0.00%	10.92%	0.045
	(2.5%, 10%]	40.455	-14.34%	-14.52%	-12.98%	-12.61%	-13.24%	-12.70%	-8.90%	-5.18%	-3.45%	-8.91%	0.18
	(10%, 20%]	50.051	-36.45%	-24.65%	-11.64%	-20.94%	-21.52%	-19.32%	0.24%	-17.01%	190.42%	43.88%	0.36
	(20%, 30%]	28.531	-1.80%	1.25%	4.53%	-16.52%	67.59%	13.20%	-1.19%	6.11%	16.59%	-17.70%	0.54
	(30%, 40%]	28.719	-22.40%	-31.47%	-13.45%	-16.89%	-16.81%	-10.54%	9.77%	11.61%	27.57%	76.85%	0.72
	(40%, 50%]	25.708	-13.18%	92.70%	12.58%	-17.11%	-14.54%	-22.82%	-28.44%	25.61%	137.96%	0.00%	0.9
	(50%, 60%]	16.311	2.69%	-3.20%	-1.46%	-0.95%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.08
	(60%, 70%]	22.139	-33.82%	-34.49%	-39.51%	0.00%	17.37%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.26
	(70%, 80%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

Figura C.14. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la distorsión armónica total de corriente en la Fase B.

		S del SFV											
		[0%] - [%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	75.703	-47.85%	-49.39%	-47.32%	-48.99%	-48.68%	-46.24%	-44.55%	-44.51%	-44.11%	-45.28%	0.04
	(2.5%, 10%]	67.864	208.94%	-11.32%	21.85%	7.52%	28.02%	30.89%	37.47%	21.92%	28.07%	-0.14%	0.16
	(10%, 20%]	43.212	31.19%	33.26%	37.19%	39.30%	37.32%	32.84%	73.08%	52.37%	43.85%	68.39%	0.32
	(20%, 30%]	48.452	-1.75%	15.68%	23.44%	2.72%	11.40%	9.56%	13.13%	18.59%	5.66%	-7.81%	0.48
	(30%, 40%]	39.920	-42.00%	-16.11%	-26.10%	-29.76%	29.81%	-6.05%	27.19%	49.45%	22.03%	17.13%	0.64
	(40%, 50%]	46.178	4.16%	70.16%	33.35%	11.59%	109.72%	72.52%	2.52%	7.08%	48.51%	38.11%	0.8
	(50%, 60%]	29.311	11.60%	21.21%	0.00%	57.59%	54.66%	51.13%	0.00%	64.14%	66.47%	73.97%	0.96
	(60%, 70%]	21.124	7.92%	3.35%	99.15%	7.67%	-1.23%	0.00%	118.31%	1.73%	4.20%	-3.83%	1.12
	(70%, 80%]	-	-15.70%	79.21%	97.48%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.28
	(80%, 90%]	-	-63.68%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] (kVA)

Figura C.15. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la distorsión armónica total de corriente en la Fase C.

Tabla C.5. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para la distorsión armónica total de corriente.

Fase	Escenarios válidos	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
A	64	18	28.12
B	56	18	32.14
C	68	35	51.47

Distorsión total de demanda TDD

La distorsión total de demanda producida por SFV para cada fase se muestra en las figuras C.16, C.17 y C.18. Se aprecia que, en los escenarios con mayor ocurrencia, la máxima variación fue de 144.35%, 107.88% y 120.29% para las fases A, B y C, respectivamente. Se observa que en las fases A y C, la prueba de Wilcoxon sugiere que la TDD disminuye con inyección FV en los escenarios con mayor ocurrencia. Asimismo, la Tabla C.6 muestra la cantidad de escenarios válidos para la prueba de Wilcoxon y el porcentaje que se vio afectado por la inyección FV en cada fase.

		S del SFV											
		[0%] - [%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.430	-6.37%	-10.74%	-9.67%	-11.52%	-10.30%	-5.99%	-5.05%	-3.15%	-2.10%	-5.29%	0.055
	(2.5%, 10%]	2.052	-9.64%	-1.65%	-15.35%	-21.39%	-24.37%	-19.58%	-19.72%	-13.20%	-24.50%	1.65%	0.22
	(10%, 20%]	4.057	-7.63%	1.52%	-9.46%	-10.03%	11.09%	0.86%	-19.91%	-12.20%	-15.50%	-12.21%	0.44
	(20%, 30%]	5.032	-6.43%	-10.94%	38.14%	14.87%	55.04%	15.41%	10.04%	33.72%	32.86%	121.80%	0.66
	(30%, 40%]	8.383	1.12%	35.10%	13.19%	3.78%	3.01%	58.57%	65.28%	64.98%	-4.19%	50.74%	0.88
	(40%, 50%]	10.095	10.53%	-22.70%	-20.20%	-11.41%	-5.51%	-15.08%	-6.77%	26.85%	63.64%	492.22%	1.1
	(50%, 60%]	13.553	19.75%	144.35%	-46.89%	-48.61%	95.30%	-47.30%	0.00%	129.06%	42.45%	2.26%	1.32
	(60%, 70%]	13.374	84.66%	128.07%	134.57%	189.16%	0.00%	198.70%	198.90%	0.00%	186.38%	0.00%	1.54
	(70%, 80%]	X	9.23%	0.00%	-5.21%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.76
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.98
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.2	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kVA]

Figura C.16. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la distorsión total de demanda en la Fase A.

		S del SFV											
		[0%] - [%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	1.225	0.00%	-19.89%	-17.66%	-14.51%	-14.15%	-14.15%	-13.32%	-12.86%	0.00%	-14.23%	0.045
	(2.5%, 10%]	2.097	-16.81%	-18.05%	-14.65%	-15.43%	-15.67%	-15.33%	-9.13%	-5.78%	-6.41%	-11.81%	0.18
	(10%, 20%]	6.717	-39.57%	-21.76%	-12.45%	-29.20%	-21.23%	-25.28%	-17.06%	-22.99%	107.88%	-6.05%	0.36
	(20%, 30%]	6.557	-12.98%	-5.30%	5.02%	-14.35%	58.97%	10.29%	11.66%	7.27%	27.10%	-13.53%	0.54
	(30%, 40%]	8.990	-20.32%	-24.62%	-12.27%	-9.10%	-16.35%	-11.10%	23.10%	31.16%	42.00%	3.07%	0.72
	(40%, 50%]	10.069	-2.39%	57.72%	10.08%	-15.08%	-9.43%	-18.32%	-24.52%	29.43%	138.48%	0.00%	0.9
	(50%, 60%]	8.360	2.72%	-5.48%	1.28%	0.09%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.08
	(60%, 70%]	12.915	-30.91%	-33.76%	-40.66%	0.00%	21.32%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.26
	(70%, 80%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

Figura C.17. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la distorsión total de demanda en la Fase B.

		S del SFV											
		[0%] - [%]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	3.518	-3.56%	-3.53%	-2.47%	-3.49%	-1.96%	0.72%	0.12%	1.40%	1.29%	1.34%	0.04
	(2.5%, 10%]	1.715	120.29%	52.98%	76.78%	88.13%	40.30%	32.02%	37.35%	65.14%	74.14%	36.68%	0.16
	(10%, 20%]	6.186	47.09%	37.86%	25.17%	28.24%	46.49%	26.27%	66.71%	31.93%	28.21%	26.39%	0.32
	(20%, 30%]	5.671	10.76%	15.91%	10.11%	0.15%	5.17%	-1.81%	5.54%	4.64%	-3.61%	-9.37%	0.48
	(30%, 40%]	6.425	-46.60%	-18.76%	-30.32%	-33.56%	28.31%	0.57%	19.50%	54.90%	14.53%	-14.25%	0.64
	(40%, 50%]	12.063	26.49%	67.46%	34.20%	19.79%	91.99%	91.99%	-2.66%	11.07%	57.64%	37.72%	0.8
	(50%, 60%]	5.591	5.78%	17.58%	0.00%	39.52%	-0.55%	30.10%	0.00%	54.93%	57.54%	67.44%	0.96
	(60%, 70%]	6.490	2.17%	-4.96%	92.11%	0.03%	-8.77%	0.00%	93.52%	-4.04%	-2.89%	-19.93%	1.12
	(70%, 80%]	-	-12.44%	81.59%	101.20%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.28
	(80%, 90%]	-	-60.78%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

Figura C.18. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la distorsión total de demanda en la Fase C.

Tabla C.6. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para la distorsión total de demanda.

Fase	Escenarios válidos	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
A	64	19	29.69
B	56	15	26.78
C	68	28	41.18

Corriente del tercer armónico IH3

El impacto del sistema FV en la corriente del tercer armónico para cada fase se muestra en las figuras C.19, C.20 y C.21. Se aprecia que, en los escenarios con mayor ocurrencia, la máxima variación de corriente fue 122.17%, 87.34% y 83.91% para las fases A, B y C, respectivamente. Se puede observar que todas las fases presentan un alto nivel de ocurrencia para escenarios de baja cargabilidad. Asimismo, la Tabla C.7 muestra la cantidad de escenarios válidos para la prueba de Wilcoxon y el porcentaje que se vio afectado por la inyección FV en cada fase.

		S del SFV											
		[0%] - [A]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0% , 2.5%]	0.023	-3.70%	-5.65%	-6.51%	-7.86%	-6.90%	-6.31%	-5.72%	-3.17%	-2.61%	-5.13%	0.055
	(2.5% , 10%]	0.193	-18.52%	-5.39%	-18.66%	-26.14%	-28.95%	-26.01%	-26.75%	-16.07%	-28.88%	1.46%	0.22
	(10% , 20%]	0.365	-13.31%	1.91%	-9.44%	-11.80%	7.89%	3.70%	-23.31%	-11.20%	-13.38%	-9.59%	0.44
	(20% , 30%]	0.464	-10.32%	-13.61%	38.22%	16.84%	43.10%	24.09%	13.56%	35.73%	36.08%	98.18%	0.66
	(30% , 40%]	0.761	-6.76%	28.86%	18.49%	9.32%	6.46%	54.47%	54.00%	58.22%	-1.50%	40.32%	0.88
	(40% , 50%]	0.925	7.13%	-24.74%	-15.48%	-5.54%	1.30%	-11.18%	-0.12%	21.24%	67.15%	94.69%	1.1
	(50% , 60%]	1.271	19.39%	112.53%	-49.30%	-50.46%	74.93%	-46.68%	0.00%	98.76%	28.58%	-14.22%	1.32
	(60% , 70%]	1.251	78.41%	119.80%	122.17%	172.95%	0.00%	180.98%	177.75%	0.00%	162.25%	0.00%	1.54
	(70% , 80%]	X	5.93%	0.00%	-9.43%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.76
	(80% , 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.98
(90% , 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.2	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kVA]

Figura C.19. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la corriente del tercer armónico en la Fase A.

		S del SFV										0	
		[0%] - [A]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.075	0.00%	-25.99%	-27.36%	-25.69%	-25.77%	-25.89%	-25.53%	-25.51%	0.00%	-25.68%	0.045
	(2.5%, 10%]	0.152	-9.67%	-10.34%	-9.00%	-9.48%	-9.78%	-9.65%	-7.07%	-6.14%	-6.98%	-7.60%	0.18
	(10%, 20%]	0.558	-38.74%	-22.44%	-18.51%	-30.56%	-23.64%	-25.17%	-20.25%	-26.50%	87.34%	-17.27%	0.36
	(20%, 30%]	0.568	-8.10%	-1.51%	2.15%	-10.41%	73.64%	17.65%	11.17%	2.32%	39.43%	-15.27%	0.54
	(30%, 40%]	0.800	-17.48%	-28.65%	-12.36%	-10.71%	-20.50%	-14.29%	28.73%	29.17%	28.29%	-8.81%	0.72
	(40%, 50%]	0.921	-10.54%	41.44%	9.89%	-27.69%	-27.00%	-28.83%	-23.08%	19.94%	423.36%	0.00%	0.9
	(50%, 60%]	0.792	-5.18%	-11.11%	-5.53%	-6.12%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.08
	(60%, 70%]	1.227	-30.86%	-36.31%	-43.35%	0.00%	25.95%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.26
	(70%, 80%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] IWA

Figura C.20. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la corriente del tercer armónico en la Fase B.

		S del SFV										0	
		[0%] - [A]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.292	11.96%	10.48%	6.13%	5.42%	6.12%	9.64%	8.38%	5.70%	3.12%	4.36%	0.04
	(2.5%, 10%]	0.144	79.98%	50.92%	66.36%	83.91%	37.97%	26.13%	43.63%	83.54%	60.99%	20.47%	0.16
	(10%, 20%]	0.552	30.14%	36.22%	23.85%	30.59%	45.81%	29.59%	59.41%	35.07%	31.31%	28.03%	0.32
	(20%, 30%]	0.517	7.42%	9.66%	12.72%	11.17%	9.32%	1.56%	8.22%	4.60%	-5.40%	-7.30%	0.48
	(30%, 40%]	0.595	-42.83%	-23.76%	-33.12%	-35.01%	22.48%	-4.36%	11.04%	43.94%	12.54%	-11.84%	0.64
	(40%, 50%]	1.090	18.34%	41.53%	27.51%	23.19%	74.19%	65.32%	-13.58%	1.09%	38.94%	9.71%	0.8
	(50%, 60%]	0.517	2.42%	12.24%	0.00%	26.13%	-5.54%	17.14%	0.00%	44.32%	47.01%	52.85%	0.96
	(60%, 70%]	0.619	1.35%	-7.63%	78.70%	-0.66%	-8.27%	0.00%	76.47%	-5.46%	-5.68%	-11.39%	1.12
	(70%, 80%]	-	-12.20%	75.16%	89.62%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.28
	(80%, 90%]	-	-57.28%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] IWA

Figura C.21. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la corriente del tercer armónico en la Fase C.

Tabla C.7. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para la corriente del tercer armónico.

Fase	Escenarios válidos	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
A	64	23	35.94
B	56	17	30.36
C	68	33	48.53

Corriente del quinto armónico IH5

El impacto del sistema FV en la corriente del quinto armónico para cada fase se muestra en las figuras C.22, C.23 y C.24. Se aprecia que, en los escenarios con

mayor ocurrencia, la máxima variación de corriente fue 188.15%, 71.25% y 207.03% para las fases A, B y C, respectivamente. Se puede observar que las fases A y B, presentan un alto nivel de ocurrencia para escenarios de baja cargabilidad. Asimismo, la Tabla C.8 muestra la cantidad de escenarios válidos para la prueba de Wilcoxon y el porcentaje que se vio afectado por la inyección FV en cada fase.

		S del SFV											
		[0%] - [A]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.018	-11.02%	-15.18%	-14.06%	-15.40%	-12.92%	-5.72%	-4.61%	-2.57%	-1.11%	-5.78%	0.055
	(2.5%, 10%]	0.065	16.14%	14.57%	-10.65%	4.26%	-1.62%	-2.54%	3.11%	-6.76%	-20.62%	13.53%	0.22
	(10%, 20%]	0.149	10.98%	3.82%	-0.60%	-0.97%	17.24%	-0.36%	-19.03%	-17.39%	-7.92%	-2.81%	0.44
	(20%, 30%]	0.189	9.71%	5.47%	28.82%	-11.66%	51.76%	-30.08%	-24.28%	-29.30%	20.03%	74.13%	0.66
	(30%, 40%]	0.323	-3.25%	14.59%	-3.08%	-43.57%	-26.65%	6.80%	-8.48%	23.00%	-20.55%	23.40%	0.88
	(40%, 50%]	0.413	4.55%	-5.99%	-15.64%	-47.67%	-52.83%	-67.11%	-52.60%	-11.16%	11.60%	73.41%	1.1
	(50%, 60%]	0.517	-3.73%	188.15%	-38.01%	-41.97%	128.51%	-79.68%	0.00%	181.50%	66.58%	28.22%	1.32
	(60%, 70%]	0.521	88.40%	122.40%	150.55%	207.50%	0.00%	229.76%	237.33%	0.00%	239.09%	0.00%	1.54
	(70%, 80%]	X	46.58%	0.00%	9.54%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.76
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.98
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.2	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kVA]

Figura C.22. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la corriente del quinto armónico en la Fase A.

		S del SFV											
		[0%] - [A]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.053	0.00%	-20.80%	-16.87%	-13.15%	-13.66%	-13.39%	-12.64%	-12.87%	0.00%	-13.40%	0.045
	(2.5%, 10%]	0.060	-36.29%	-36.66%	-35.63%	-34.31%	-35.19%	-34.27%	-29.61%	-26.17%	-17.91%	-36.09%	0.18
	(10%, 20%]	0.281	-14.82%	-23.50%	16.26%	-15.63%	11.83%	-4.63%	-5.63%	-4.58%	227.63%	10.10%	0.36
	(20%, 30%]	0.266	2.08%	-8.68%	18.40%	-23.87%	2.32%	14.63%	-26.23%	-31.31%	-7.06%	-22.64%	0.54
	(30%, 40%]	0.311	-18.44%	-29.13%	-15.99%	-23.34%	-12.79%	-24.40%	-25.01%	-26.86%	-0.32%	31.99%	0.72
	(40%, 50%]	0.343	-8.39%	47.73%	5.91%	-42.21%	-6.31%	-61.83%	-71.25%	31.62%	241.73%	0.00%	0.9
	(50%, 60%]	0.284	18.93%	13.25%	19.56%	21.76%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.08
	(60%, 70%]	0.423	-13.39%	-8.84%	-7.74%	0.00%	17.90%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.26
	(70%, 80%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW]

Figura C.23. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la corriente del quinto armónico en la Fase B.

		S del SFV											
		[0%] - [A]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.158	-10.00%	1.00%	8.11%	3.52%	10.23%	16.41%	17.47%	19.05%	21.00%	19.83%	0.04
	(2.5%, 10%]	0.058	190.09%	66.09%	28.22%	28.41%	28.33%	13.61%	6.79%	35.63%	27.05%	17.54%	0.16
	(10%, 20%]	0.230	89.00%	23.06%	-2.99%	-13.62%	-11.23%	-7.52%	105.20%	-7.27%	-18.72%	-17.47%	0.32
	(20%, 30%]	0.192	10.66%	35.21%	33.93%	26.29%	5.94%	19.03%	14.41%	36.70%	36.44%	-19.29%	0.48
	(30%, 40%]	0.199	-47.97%	-9.89%	-56.38%	-17.42%	65.79%	34.45%	36.79%	94.42%	37.02%	-7.68%	0.64
	(40%, 50%]	0.494	1.99%	144.45%	71.38%	-44.38%	203.90%	207.03%	35.49%	36.76%	156.72%	114.49%	0.8
	(50%, 60%]	0.192	-7.85%	7.89%	0.00%	76.09%	14.16%	60.26%	0.00%	76.83%	74.49%	65.33%	0.96
	(60%, 70%]	0.232	-15.65%	-39.43%	88.33%	-67.72%	-67.85%	0.00%	96.66%	-49.28%	-76.90%	-49.93%	1.12
	(70%, 80%]	-	0.42%	148.74%	196.78%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.28
	(80%, 90%]	-	-76.32%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW (IVA)]

Figura C.24. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la corriente del quinto armónico en la Fase C.

Tabla C.8. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para la corriente del quinto armónico.

Fase	Escenarios válidos	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
A	64	17	26.56
B	56	22	39.28
C	68	28	41.18

Corriente del séptimo armónico IH7

El impacto del sistema FV en la corriente del séptimo armónico para cada fase se muestra en las figuras C.25, C.26 y C.27. Se aprecia que, en los escenarios con mayor ocurrencia, la máxima variación de corriente fue 516.53%, 136.86% y 207.36% para las fases A, B y C, respectivamente. La fase C fue la más afectada en los escenarios con mayor ocurrencia. Además, se puede observar que todas las fases presentan un alto nivel de ocurrencia para escenarios de baja cargabilidad. Asimismo, la Tabla C.9 muestra la cantidad de escenarios válidos para la prueba de Wilcoxon y el porcentaje que se vio afectado por la inyección FV en cada fase.

		S del SFV											
		[0%] - [A]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.014	-11.79%	-22.09%	-20.37%	-22.82%	-18.89%	-8.24%	-7.15%	-3.80%	-1.60%	-8.69%	0.055
	(2.5%, 10%]	0.041	-4.22%	12.87%	1.00%	-1.21%	-1.71%	2.09%	6.88%	2.24%	-9.48%	-5.54%	0.22
	(10%, 20%]	0.103	0.98%	-0.54%	-12.13%	-14.52%	-14.62%	-19.13%	-7.42%	-10.35%	-25.83%	-19.00%	0.44
	(20%, 30%]	0.096	4.99%	-19.27%	37.11%	1.77%	184.76%	9.10%	24.29%	46.83%	58.91%	232.71%	0.66
	(30%, 40%]	0.184	-28.80%	85.66%	18.32%	-9.41%	-16.67%	107.96%	94.08%	146.11%	-10.38%	81.34%	0.88
	(40%, 50%]	0.215	19.31%	-44.93%	-37.29%	-26.17%	-5.51%	-39.96%	-5.71%	11.96%	53.80%	279.97%	1.1
	(50%, 60%]	0.272	59.88%	342.44%	-57.93%	-68.78%	346.97%	-44.20%	0.00%	424.02%	172.98%	143.36%	1.32
	(60%, 70%]	0.258	306.41%	486.56%	516.53%	644.01%	0.00%	772.51%	789.93%	0.00%	779.87%	0.00%	1.54
	(70%, 80%]	X	15.97%	0.00%	41.86%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.76
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.98
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.2	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kVA]

Figura C.25. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la corriente del séptimo armónico en la Fase A.

		S del SFV											
		[0%] - [A]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.046	0.00%	0.89%	2.27%	5.51%	4.86%	5.91%	6.84%	7.46%	0.00%	5.77%	0.045
	(2.5%, 10%]	0.086	-13.25%	-13.82%	-10.55%	-12.00%	-12.32%	-12.04%	-9.72%	-9.37%	-4.61%	-8.70%	0.18
	(10%, 20%]	0.192	-42.83%	-23.53%	-10.83%	-14.58%	-15.48%	-25.20%	-30.94%	-20.66%	136.86%	28.29%	0.36
	(20%, 30%]	0.180	-26.98%	-18.70%	29.39%	-8.15%	55.71%	28.17%	-11.45%	42.16%	44.69%	8.95%	0.54
	(30%, 40%]	0.235	-37.27%	-26.97%	-17.79%	-15.64%	-10.19%	-5.50%	2.48%	52.12%	81.77%	33.69%	0.72
	(40%, 50%]	0.266	18.50%	40.43%	15.26%	30.73%	37.49%	-15.76%	-40.52%	39.67%	123.23%	0.00%	0.9
	(50%, 60%]	0.151	55.89%	38.13%	46.77%	47.76%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.08
	(60%, 70%]	0.286	-36.91%	-32.73%	-39.55%	0.00%	13.72%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.26
	(70%, 80%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

Figura C.26. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la corriente del séptimo armónico en la Fase B.

		S del SFV											
		[0%] - [A]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.084	-5.93%	-9.79%	-4.33%	-9.43%	-4.71%	-2.94%	-4.07%	-1.76%	-3.64%	-0.96%	0.04
	(2.5%, 10%]	0.042	207.36%	38.94%	52.96%	40.56%	40.72%	-13.80%	41.34%	67.25%	65.37%	33.81%	0.16
	(10%, 20%]	0.152	29.94%	33.63%	9.98%	22.67%	61.11%	39.00%	98.21%	42.85%	48.70%	55.08%	0.32
	(20%, 30%]	0.112	7.63%	27.72%	47.15%	26.29%	2.77%	5.24%	7.10%	24.49%	8.71%	-6.06%	0.48
	(30%, 40%]	0.131	-35.98%	42.80%	1.88%	38.35%	115.54%	25.60%	52.69%	33.59%	6.91%	-21.06%	0.64
	(40%, 50%]	0.263	41.54%	152.19%	93.68%	-7.55%	176.09%	207.21%	78.34%	76.80%	187.56%	198.29%	0.8
	(50%, 60%]	0.115	7.29%	2.64%	0.00%	107.95%	95.09%	112.88%	0.00%	45.38%	91.28%	27.98%	0.96
	(60%, 70%]	0.100	-6.91%	-38.51%	55.10%	65.32%	2.49%	0.00%	0.35%	18.22%	60.23%	-3.28%	1.12
	(70%, 80%]	-	-22.43%	13.09%	26.68%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.28
	(80%, 90%]	-	-64.64%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

Figura C.27. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la corriente del séptimo armónico en la Fase C.

Tabla C.9. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para la corriente del séptimo armónico.

Fase	Escenarios válidos	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
A	64	18	28.12
B	56	19	33.93
C	68	26	38.23

Corriente del noveno armónico IH9

El impacto del sistema FV en la corriente del noveno armónico para cada fase se muestra en las figuras C.28, C.29 y C.30. Se aprecia que, en los escenarios con mayor ocurrencia, la máxima variación de corriente fue 351.94%, 111.24% y 211.38% para las fases A, B y C, respectivamente. La fase C fue la más afectada en los escenarios con mayor ocurrencia. Además, se puede observar que todas las fases presentan un alto nivel de ocurrencia para escenarios de baja cargabilidad. Asimismo, la Tabla C.10 muestra la cantidad de escenarios válidos para la prueba de Wilcoxon y el porcentaje que se vio afectado por la inyección FV en cada fase.

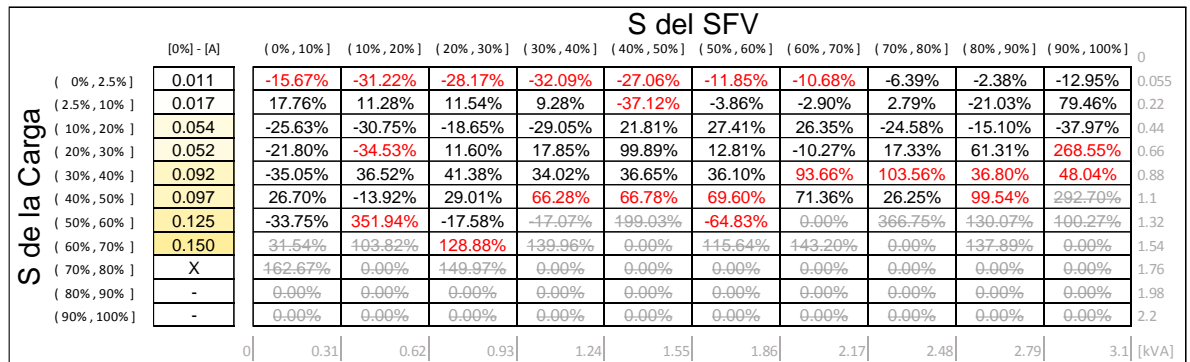


Figura C.28. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la corriente del noveno armónico en la Fase A.

		S del SFV										0	
		[0%] - [A]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.042	0.00%	-10.58%	-6.31%	-0.71%	-2.59%	-0.57%	0.78%	0.95%	0.00%	-0.57%	0.045
	(2.5%, 10%]	0.073	-19.29%	-21.94%	-15.98%	-16.60%	-19.16%	-16.80%	-12.51%	-11.36%	-4.69%	-10.99%	0.18
	(10%, 20%]	0.112	-32.05%	-27.69%	5.58%	0.48%	-25.36%	-43.33%	-1.52%	-44.22%	111.24%	37.22%	0.36
	(20%, 30%]	0.093	-79.06%	-39.00%	32.38%	15.96%	46.18%	8.05%	-31.87%	21.97%	59.83%	-25.97%	0.54
	(30%, 40%]	0.146	-58.96%	-61.59%	-39.24%	-27.19%	-24.44%	-11.17%	-19.57%	-2.69%	21.43%	-16.19%	0.72
	(40%, 50%]	0.135	-17.67%	26.26%	9.44%	9.39%	42.75%	11.73%	-58.40%	16.06%	111.37%	0.00%	0.9
	(50%, 60%]	0.056	-13.16%	-42.50%	12.47%	-37.35%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.08
	(60%, 70%]	0.136	-64.85%	-67.10%	-89.82%	0.00%	-13.06%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.26
	(70%, 80%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW, kVA]

Figura C.29. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la corriente del noveno armónico en la Fase B.

		S del SFV										0	
		[0%] - [A]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.071	-16.89%	-18.27%	-8.67%	-14.77%	-10.05%	-9.04%	-6.80%	-1.17%	-1.10%	-4.49%	0.04
	(2.5%, 10%]	0.027	211.38%	55.79%	49.33%	25.48%	25.28%	35.30%	14.90%	29.77%	81.97%	19.66%	0.16
	(10%, 20%]	0.080	62.45%	52.71%	-17.50%	-45.00%	33.30%	10.01%	71.09%	6.35%	-28.02%	7.31%	0.32
	(20%, 30%]	0.077	5.71%	-1.58%	2.20%	-24.38%	-19.57%	1.98%	-2.38%	0.81%	-35.20%	-23.19%	0.48
	(30%, 40%]	0.083	-41.76%	-23.84%	-1.42%	-9.65%	49.45%	37.37%	126.27%	194.01%	47.06%	-26.33%	0.64
	(40%, 50%]	0.135	9.91%	98.14%	48.54%	-13.01%	117.67%	221.36%	-7.94%	6.28%	108.10%	148.34%	0.8
	(50%, 60%]	0.071	-1.98%	42.74%	0.00%	83.59%	42.18%	53.42%	0.00%	46.90%	44.63%	174.98%	0.96
	(60%, 70%]	0.059	17.80%	65.55%	104.88%	-15.92%	-42.99%	0.00%	141.35%	-41.96%	-8.02%	-41.80%	1.12
	(70%, 80%]	-	-27.08%	104.00%	322.80%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.28
	(80%, 90%]	-	-32.35%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW, kVA]

Figura C.30. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la corriente del noveno armónico en la Fase C.

Tabla C.10. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para la corriente del noveno armónico.

Fase	Escenarios válidos	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
A	64	21	32.81
B	56	17	30.36
C	68	27	39.71

Componente fundamental de tensión VH1

El impacto del sistema FV en la tensión fundamental para cada fase se muestra en las figuras C.31, C.32 y C.33. Se aprecia que, en los escenarios con mayor

ocurrencia, la máxima variación de tensión fue 1.55%, 3.54% y 2.32% para las fases A, B y C, respectivamente. La fase B fue la más afectada en los escenarios con mayor ocurrencia. Además, se puede observar que todas las fases presentan un alto nivel de ocurrencia para escenarios de baja cargabilidad y baja inyección FV. Asimismo, la Tabla C.11 muestra la cantidad de escenarios válidos para la prueba de Wilcoxon y el porcentaje que se vio afectado por la inyección FV en cada fase.

		S del SFV											
		[0%] - [V]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	129.651	1.20%	1.14%	0.67%	1.14%	0.85%	0.74%	0.58%	-0.45%	-0.38%	0.12%	0.055
	(2.5%, 10%]	128.019	1.55%	0.92%	0.06%	0.22%	0.21%	0.04%	0.37%	-0.05%	-0.20%	1.06%	0.22
	(10%, 20%]	128.556	0.78%	0.05%	0.04%	0.07%	-0.03%	-0.81%	-0.96%	-0.60%	-0.45%	0.07%	0.44
	(20%, 30%]	128.599	1.53%	0.24%	-1.11%	-0.27%	-0.86%	-0.69%	-0.71%	-0.84%	-0.80%	-0.30%	0.66
	(30%, 40%]	128.787	1.08%	0.67%	-0.74%	-0.78%	-0.34%	-0.91%	-0.71%	-0.73%	-0.79%	-1.11%	0.88
	(40%, 50%]	128.135	0.72%	0.20%	0.24%	-0.20%	0.21%	0.07%	0.12%	-0.14%	-0.44%	-0.09%	1.1
	(50%, 60%]	128.243	1.19%	0.07%	-0.43%	-0.22%	0.33%	-0.09%	0.43%	-0.27%	2.40%	0.00%	1.32
	(60%, 70%]	127.813	1.59%	0.66%	1.00%	1.24%	0.00%	0.78%	0.52%	0.00%	0.77%	0.00%	1.54
	(70%, 80%]	X	2.22%	0.00%	0.75%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.76
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.98
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.2	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kVA]

Figura C.31. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión fundamental en la Fase A.

		S del SFV											
		[0%] - [V]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	128.515	0.00%	3.78%	3.54%	2.97%	2.97%	3.00%	2.90%	3.11%	0.00%	2.99%	0.045
	(2.5%, 10%]	129.470	1.76%	1.36%	0.65%	0.76%	0.98%	0.93%	0.25%	-0.49%	-0.26%	0.49%	0.18
	(10%, 20%]	129.580	1.32%	-0.24%	-0.91%	-0.64%	-0.97%	-1.35%	-1.20%	-0.62%	-0.98%	0.01%	0.36
	(20%, 30%]	128.947	1.65%	-0.04%	-0.45%	-0.69%	-0.45%	-0.56%	-0.86%	-1.06%	-0.39%	0.10%	0.54
	(30%, 40%]	128.951	1.70%	1.40%	-0.37%	-0.58%	-1.16%	-0.62%	-0.48%	-0.64%	-0.39%	-0.12%	0.72
	(40%, 50%]	128.249	0.13%	0.25%	-0.04%	0.39%	0.30%	-0.04%	-0.31%	-0.30%	-0.22%	0.00%	0.9
	(50%, 60%]	128.828	-0.07%	-0.33%	-0.83%	0.35%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.08
	(60%, 70%]	128.987	0.50%	-0.70%	-0.89%	0.00%	-0.76%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.26
	(70%, 80%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

Figura C.32. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión fundamental en la Fase B.

		S del SFV											
		[0%] - [V]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	127.504	1.52%	1.28%	0.75%	1.31%	0.83%	0.37%	0.47%	-0.39%	-0.17%	0.12%	0.04
	(2.5%, 10%]	128.682	2.32%	0.90%	0.29%	0.55%	-0.04%	-0.10%	0.01%	-0.25%	0.01%	0.69%	0.16
	(10%, 20%]	128.617	1.29%	0.07%	0.01%	-0.29%	0.21%	-0.34%	-0.04%	-0.27%	-0.46%	0.05%	0.32
	(20%, 30%]	128.345	1.22%	-0.17%	-0.56%	-0.47%	-0.09%	0.18%	-0.53%	-0.18%	-0.44%	-0.03%	0.48
	(30%, 40%]	128.327	-1.24%	-1.09%	-1.80%	-1.52%	-0.74%	-1.18%	0.72%	1.10%	0.93%	0.10%	0.64
	(40%, 50%]	127.545	0.67%	1.32%	0.44%	-0.44%	-0.28%	-0.28%	-0.43%	-0.47%	-0.70%	-0.92%	0.8
	(50%, 60%]	127.832	-0.03%	-0.10%	0.00%	0.61%	0.20%	0.22%	0.00%	0.03%	-0.47%	-0.24%	0.96
	(60%, 70%]	128.536	0.45%	0.02%	-0.04%	-0.16%	-0.22%	0.00%	-0.63%	-0.82%	-0.30%	-0.69%	1.12
	(70%, 80%]	-	0.73%	1.13%	1.07%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.28
	(80%, 90%]	-	-1.48%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

Figura C.33. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión fundamental en la Fase C.

Tabla C.11. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para la tensión fundamental.

Fase	Escenarios válidos	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
A	64	19	29.69
B	56	25	44.64
C	68	19	27.94

Tensión del tercer armónico VH3

El impacto del sistema FV en la tensión del tercer armónico para cada fase se muestra en las figuras C.34, C.35 y C.36. Se aprecia que, en los escenarios con mayor ocurrencia, la máxima variación de tensión fue 46.71%, 30.33% y -36.33% para las fases A, B y C, respectivamente. Se puede observar que la fase A fue la más afectada en los escenarios con mayor ocurrencia. Asimismo, la Tabla C.12 muestra la cantidad de escenarios válidos para la prueba de Wilcoxon y el porcentaje que se vio afectado por la inyección FV en cada fase.

		S del SFV											
		[0%] - [V]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.183	-12.76%	-5.48%	-2.34%	-0.92%	-2.75%	-2.81%	-7.29%	-13.02%	-11.22%	-3.35%	0.055
	(2.5%, 10%]	0.182	5.46%	0.69%	-7.19%	-11.69%	-5.33%	-10.22%	-4.28%	-6.81%	-6.34%	-6.04%	0.22
	(10%, 20%]	0.198	-19.58%	-13.85%	-15.20%	-16.63%	-11.77%	-9.05%	-15.08%	-12.30%	-8.13%	-10.87%	0.44
	(20%, 30%]	0.200	-28.57%	-18.78%	-12.71%	-15.60%	-5.95%	-11.60%	-8.45%	-3.85%	-7.92%	-3.94%	0.66
	(30%, 40%]	0.219	-27.17%	-10.69%	-10.44%	-12.66%	-12.47%	-3.65%	3.53%	-7.15%	-4.33%	-2.54%	0.88
	(40%, 50%]	0.223	-2.64%	-12.80%	-13.29%	-10.79%	-2.73%	-3.55%	-7.06%	-6.82%	22.77%	32.57%	1.1
	(50%, 60%]	0.250	14.67%	46.71%	-7.59%	-20.19%	43.54%	0.83%	0.00%	50.92%	17.32%	-4.26%	1.32
	(60%, 70%]	0.253	3.77%	26.78%	33.65%	48.19%	0.00%	50.23%	55.88%	0.00%	55.60%	0.00%	1.54
	(70%, 80%]	X	-12.20%	0.00%	-3.36%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.76
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.98
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.2	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kVA]

Figura C.34. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión del tercer armónico en la Fase A.

		S del SFV											
		[0%] - [V]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.185	0.00%	-1.21%	-0.48%	2.35%	4.85%	-4.83%	0.57%	-3.64%	0.00%	4.94%	0.045
	(2.5%, 10%]	0.207	-13.96%	-14.78%	-9.22%	-15.53%	-17.09%	-15.05%	-12.83%	-6.36%	-10.09%	-16.23%	0.18
	(10%, 20%]	0.254	-5.84%	8.78%	12.12%	7.35%	4.53%	0.46%	-12.75%	-5.56%	30.33%	2.25%	0.36
	(20%, 30%]	0.270	-1.87%	-2.96%	-4.05%	-2.74%	13.08%	-0.88%	-6.74%	-12.59%	2.73%	-5.37%	0.54
	(30%, 40%]	0.295	6.92%	3.92%	16.62%	8.12%	-19.98%	5.16%	1.21%	-0.03%	7.50%	23.35%	0.72
	(40%, 50%]	0.313	10.09%	14.10%	-5.51%	-7.61%	-7.10%	-12.37%	-18.74%	12.58%	47.85%	0.00%	0.9
	(50%, 60%]	0.300	4.83%	2.76%	7.58%	-13.25%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.08
	(60%, 70%]	0.372	-28.50%	-26.14%	-24.55%	0.00%	-9.22%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.26
	(70%, 80%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

Figura C.35. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión del tercer armónico en la Fase B.

		S del SFV											
		[0%] - [V]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	0.152	13.56%	11.68%	5.00%	10.95%	1.03%	0.48%	-2.79%	-13.53%	-14.93%	-10.42%	0.04
	(2.5%, 10%]	0.144	9.20%	4.74%	-1.39%	-2.11%	-6.44%	-16.31%	3.43%	0.69%	2.04%	1.99%	0.16
	(10%, 20%]	0.174	22.81%	-4.55%	0.38%	-2.89%	9.80%	2.88%	-2.11%	6.99%	-8.61%	-6.00%	0.32
	(20%, 30%]	0.169	9.36%	11.09%	-7.45%	-5.14%	-0.57%	-2.78%	-19.75%	-20.50%	0.58%	-9.54%	0.48
	(30%, 40%]	0.181	-21.91%	-10.63%	-19.34%	-14.59%	12.98%	-30.60%	-4.30%	-9.99%	-17.30%	-36.33%	0.64
	(40%, 50%]	0.228	6.44%	15.61%	10.01%	-2.13%	20.52%	12.41%	9.21%	9.24%	28.56%	32.02%	0.8
	(50%, 60%]	0.178	1.75%	-11.65%	0.00%	-5.35%	-27.62%	9.63%	0.00%	2.15%	0.38%	-19.56%	0.96
	(60%, 70%]	0.201	-20.09%	6.28%	10.78%	-16.92%	-30.15%	0.00%	-4.07%	-31.20%	-25.56%	-38.15%	1.12
	(70%, 80%]	-	-8.68%	34.49%	27.88%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.28
	(80%, 90%]	-	-42.62%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

Figura C.36. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión del tercer armónico en la Fase C.

Tabla C.12. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para la tensión del tercer armónico.

Fase	Escenarios válidos	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
A	64	33	51.56
B	56	18	32.14
C	68	14	20.59

Tensión del quinto armónico VH5

El impacto del sistema FV en la tensión del quinto armónico para cada fase se muestra en las figuras C.37, C.38 y C.39. Se aprecia que, en los escenarios con mayor ocurrencia, la máxima variación de tensión fue 39.65%, 79.76% y 48.64% para las fases A, B y C, respectivamente. Además, se puede observar que todas las fases presentan un alto nivel de ocurrencia para escenarios de baja cargabilidad. Asimismo, la Tabla C.13 muestra la cantidad de escenarios válidos para la prueba de Wilcoxon y el porcentaje que se vio afectado por la inyección FV en cada fase.

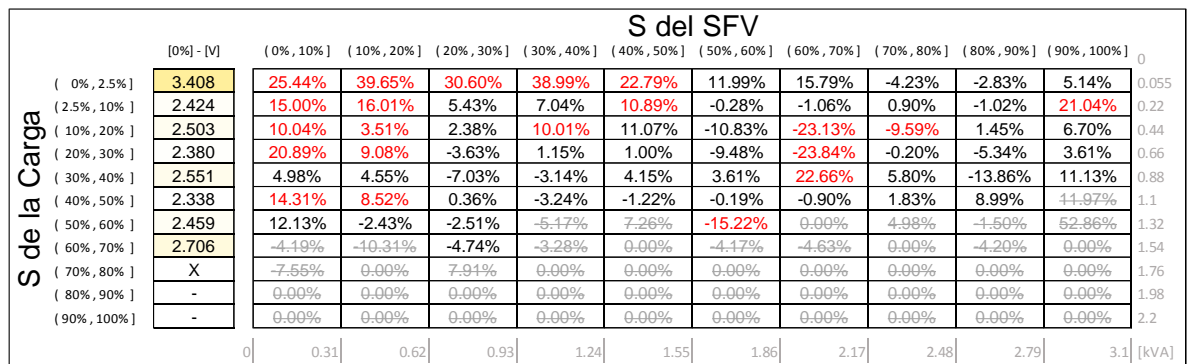


Figura C.37. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión del quinto armónico en la Fase A.

		S del SFV											
		[0%] - [V]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	2.875	0.00%	82.99%	79.76%	71.65%	72.20%	73.28%	69.28%	75.03%	0.00%	68.85%	0.045
	(2.5%, 10%]	2.812	24.23%	41.85%	25.07%	31.23%	35.75%	27.69%	11.83%	-2.11%	8.77%	21.86%	0.18
	(10%, 20%]	2.525	17.89%	11.59%	-0.28%	5.56%	8.60%	5.40%	3.91%	6.40%	2.53%	32.64%	0.36
	(20%, 30%]	2.528	7.94%	-9.16%	-7.75%	-8.63%	4.74%	-10.68%	-1.93%	-17.74%	3.80%	26.06%	0.54
	(30%, 40%]	2.473	19.68%	60.08%	8.92%	9.33%	-24.97%	-23.08%	6.14%	22.91%	19.04%	7.23%	0.72
	(40%, 50%]	2.192	19.49%	25.33%	8.22%	-9.58%	-5.86%	1.67%	1.78%	11.06%	44.08%	0.00%	0.9
	(50%, 60%]	2.229	-2.42%	0.09%	-4.01%	16.30%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.08
	(60%, 70%]	2.380	2.08%	0.29%	1.38%	0.00%	-1.12%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.26
	(70%, 80%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

Figura C.38. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión del quinto armónico en la Fase B.

		S del SFV											
		[0%] - [V]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	2.917	27.10%	43.31%	37.90%	48.64%	30.89%	17.17%	20.37%	-0.59%	7.07%	15.51%	0.04
	(2.5%, 10%]	2.838	25.26%	23.25%	10.47%	13.24%	4.10%	3.24%	-14.47%	1.10%	7.22%	24.08%	0.16
	(10%, 20%]	2.610	16.61%	3.93%	-5.51%	-4.05%	0.70%	-12.03%	-7.24%	-12.33%	-12.78%	14.47%	0.32
	(20%, 30%]	2.463	18.27%	5.45%	-1.64%	17.43%	24.42%	25.35%	1.75%	10.41%	-1.03%	15.57%	0.48
	(30%, 40%]	2.494	-14.22%	-13.01%	-17.53%	-0.79%	12.56%	10.81%	36.83%	34.79%	30.38%	19.19%	0.64
	(40%, 50%]	2.416	4.35%	9.08%	0.61%	-12.17%	19.58%	19.78%	27.34%	27.67%	25.99%	28.21%	0.8
	(50%, 60%]	2.056	9.45%	4.70%	0.00%	14.84%	0.89%	12.87%	0.00%	9.31%	8.49%	12.71%	0.96
	(60%, 70%]	2.216	-5.96%	-13.61%	7.67%	-3.83%	-5.12%	0.00%	-3.57%	-9.12%	-8.57%	-8.03%	1.12
	(70%, 80%]	-	1.61%	22.65%	32.66%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.28
	(80%, 90%]	-	-27.03%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

Figura C.39. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión del quinto armónico en la Fase C.

Tabla C.13. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para la tensión del quinto armónico.

Fase	Escenarios válidos	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
A	64	21	32.81
B	56	22	39.28
C	68	29	42.65

Tensión del séptimo armónico VH7

El impacto del sistema FV en la tensión del séptimo armónico para cada fase se muestra en las figuras C.40, C.41 y C.42. Se aprecia que, en los escenarios con

mayor ocurrencia, la máxima variación de tensión fue 35.71%, 54.99% y 33.92% para las fases A, B y C, respectivamente. La fase B fue la más afectada en los escenarios con mayor ocurrencia y menor cargabilidad. Asimismo, la Tabla C.14 muestra la cantidad de escenarios válidos para la prueba de Wilcoxon y el porcentaje que se vio afectado por la inyección FV en cada fase.

		S del SFV											
		[0%] - [V]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	1.274	24.84%	34.98%	18.41%	32.60%	17.42%	-0.16%	-5.64%	-6.11%	-5.98%	-0.30%	0.055
	(2.5%, 10%]	1.037	-1.46%	-0.67%	-4.33%	2.73%	-4.33%	-0.12%	-2.97%	2.19%	-16.97%	6.36%	0.22
	(10%, 20%]	1.051	-3.43%	2.60%	2.07%	-1.14%	3.61%	6.75%	-0.11%	-0.69%	-7.96%	-6.74%	0.44
	(20%, 30%]	1.058	35.71%	17.24%	-1.54%	4.57%	-1.86%	10.37%	2.70%	-2.33%	-6.00%	5.23%	0.66
	(30%, 40%]	1.083	4.28%	12.49%	-2.96%	-14.44%	-15.41%	-10.69%	-3.07%	-14.43%	-7.33%	-9.64%	0.88
	(40%, 50%]	1.092	0.71%	-2.08%	-6.65%	-10.65%	-7.53%	-16.25%	-4.16%	-8.18%	-23.30%	7.15%	1.1
	(50%, 60%]	1.039	40.19%	28.66%	-6.46%	-2.13%	28.12%	-1.46%	0.00%	27.26%	5.64%	57.03%	1.32
	(60%, 70%]	0.886	49.53%	45.77%	48.23%	63.50%	0.00%	54.76%	47.00%	0.00%	45.94%	0.00%	1.54
	(70%, 80%]	X	53.18%	0.00%	-9.19%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.76
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.98
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.2	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kVA]

Figura C.40. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión del séptimo armónico en la Fase A.

		S del SFV											
		[0%] - [V]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0%, 2.5%]	1.147	0.00%	53.70%	54.99%	50.02%	51.44%	50.65%	42.50%	54.77%	0.00%	46.86%	0.045
	(2.5%, 10%]	1.144	31.30%	29.45%	9.57%	14.73%	13.34%	5.60%	1.58%	-5.84%	-0.62%	2.14%	0.18
	(10%, 20%]	1.127	6.18%	-14.33%	-11.65%	-9.80%	-14.98%	-18.88%	-12.86%	-16.61%	-10.86%	-8.45%	0.36
	(20%, 30%]	0.973	15.41%	13.02%	0.24%	3.59%	-0.16%	6.42%	3.83%	1.64%	-9.36%	-3.06%	0.54
	(30%, 40%]	1.006	15.63%	13.48%	16.35%	-14.43%	-1.77%	-0.88%	3.89%	-15.42%	-14.98%	4.38%	0.72
	(40%, 50%]	1.000	-18.96%	-10.97%	-17.96%	3.92%	1.13%	-0.40%	-4.42%	1.25%	-4.68%	0.00%	0.9
	(50%, 60%]	0.956	-15.69%	-0.40%	-5.38%	-9.46%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.08
	(60%, 70%]	0.760	60.01%	28.33%	8.36%	0.00%	33.69%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.26
	(70%, 80%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
	(80%, 90%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.62
(90%, 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.8	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] [kVA]

Figura C.41. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión del séptimo armónico en la Fase B.


		S del SFV											
		[0%] - [V]	(0%, 10%]	(10%, 20%]	(20%, 30%]	(30%, 40%]	(40%, 50%]	(50%, 60%]	(60%, 70%]	(70%, 80%]	(80%, 90%]	(90%, 100%]	0
S de la Carga	(0% , 2.5%]	1.056	24.66%	30.58%	16.52%	33.92%	14.57%	1.69%	-3.61%	-7.05%	-4.96%	-3.78%	0.04
	(2.5% , 10%]	1.049	23.73%	5.10%	-2.62%	-0.84%	-3.98%	-7.29%	3.57%	-4.89%	-0.07%	0.89%	0.16
	(10% , 20%]	0.986	2.48%	0.24%	0.51%	-5.70%	-7.76%	-6.52%	-7.64%	-9.17%	-16.25%	-3.15%	0.32
	(20% , 30%]	0.922	1.60%	2.75%	-8.80%	-9.44%	-8.22%	2.07%	-5.50%	-4.92%	-7.73%	-16.35%	0.48
	(30% , 40%]	0.899	-18.36%	-2.33%	3.93%	1.35%	-10.89%	-1.15%	32.49%	41.93%	36.25%	23.17%	0.64
	(40% , 50%]	0.904	10.20%	26.38%	10.27%	17.00%	5.37%	-1.94%	20.91%	0.68%	-6.50%	-8.61%	0.8
	(50% , 60%]	0.888	-19.40%	23.33%	0.00%	30.74%	12.10%	20.94%	0.00%	1.76%	3.81%	2.10%	0.96
	(60% , 70%]	0.809	6.22%	38.85%	7.92%	25.10%	22.23%	0.00%	51.13%	24.45%	20.70%	22.55%	1.12
	(70% , 80%]	-	-24.77%	-7.45%	-18.32%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.28
	(80% , 90%]	-	-12.42%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.44
(90% , 100%]	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.6	
		0	0.31	0.62	0.93	1.24	1.55	1.86	2.17	2.48	2.79	3.1	[kW] 

Figura C.42. Resultados de la prueba de Wilcoxon para la tensión del séptimo armónico en la Fase C.

Tabla C.14. Porcentaje de escenarios afectados por la inyección FV para la tensión del séptimo armónico.

Fase	Escenarios válidos	Escenarios afectados	Porcentaje [%]
A	64	17	26.56
B	56	23	41.07
C	68	21	30.88