

Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito  
Maestría en Ingeniería Eléctrica



# Calidad de energía de una instalación industrial con generación fotovoltaica

Autor:

Ing. Carlos Armando Cubides Castro

Director:

Ing. Agustín Rafael Marulanda Guerra, PhD

Bogotá, Colombia

Marzo de 2024

Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito  
Maestría en Ingeniería Eléctrica

# Calidad de energía de una instalación industrial con generación fotovoltaica

**Ing. Carlos Armando Cubides Castro**

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de: **Magíster en Ingeniería Eléctrica** con énfasis en Recursos energéticos en la línea de profundización

Director:

Ing. Agustín Rafael Marulanda Guerra, PhD

Grupo de Investigación:

Modelación Estratégica de Energía y Potencia

Bogotá D.C, Colombia

Marzo de 2024

# Aceptación del Jurado

---

El Trabajo de grado de Maestría titulado **Calidad de energía de una instalación industrial con generación fotovoltaica**, presentado por **Ing. Carlos Armando Cubides Castro**, cumple con los requisitos establecidos por la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica con énfasis en Recursos energéticos.

-----  
Director: Ing. Agustín Rafael Marulanda Guerra, PhD.

-----  
Jurado: Ing. Johan Manuel Cardenas Leal, MSc.

-----  
Jurado: Ing. Ivan Camilo Duran Tovar, PhD.

Bogotá D.C, Colombia  
Marzo de 2024

*Dedico este trabajo en primer lugar a Dios, por darme la vida y fortaleza para iniciar, cumplir este gran logro, y seguir adelante por mi familia. A mis padres Víctor e Isabel, por darme el apoyo desde que nací, al formarme un profesional, especialista y magister. A mi esposa Angela Cecilia que junto mis hijas Mariel Natalia y Angela María luchan día a día junto a mí dándome apoyo y mucho amor para seguir adelante formando una familia de la que me siento orgulloso siempre. También a mi suegra Cecilia que me acoge como a su hijo y me apoya siempre. A mis hermanos Néstor, Fernando y Duván porque siempre están ahí para escucharme y darme palabras de aliento, y a todas las personas que han hecho parte de este gran logro.*

# Agradecimientos

---

Agradecimiento infinito a Dios, por permitirme vivir sin restricciones, por darme unos padres, una esposa, unas hijas y una familia que me quiere y busca día a día mi felicidad. Por las bendiciones que recibo al permitirme cursar la maestría en la Escuela Colombiana de Ingeniería, de donde soy egresado como Ingeniero Electricista.

A la Escuela Colombiana de Ingeniería, que es parte fundamental de este proceso.

A mis padres, por darme el apoyo desde el inicio de este gran reto, por enseñarme que con esfuerzo y dedicación puedo lograr mis objetivos personales y académicos.

A mi esposa, por creer en mí, por darme amor junto a nuestras hijas y lograr darme la fortaleza que me impulso a seguir adelante y completar mis metas para convertirlos en el logro de ser Magister en Ingeniería Eléctrica.

A mis compañeros de INELCACC SAS que hicieron posible el avance de este trabajo, a Javier Herrera, Ricardo Becerra, Sonia Chacón, Claudia Castro, más que compañeros, fueron apoyo en los momentos en que más los necesite.

A mi director, el Ingeniero Agustín Rafael Marulanda Guerra, que fue un apoyo fundamental, que con su sabiduría y disposición logro encajarme de la mejor manera para que el resultado fuera el mejor.

A mi compañera, la ingeniera Diana Vega, por ser ese apoyo incondicional.

En fin, doy gracias a todas las personas que hicieron que este trabajo de grado tuviese el resultado que con orgullo muestro a todos los lectores.

# Resumen

---

A nivel mundial los avances tecnológicos son evidentes en todos los campos y aplicaciones de las energías renovables, estas pueden ser representadas en todos los ámbitos posibles que mejoran día a día el bienestar y comodidad de la humanidad; por lo que surgen nuevos problemas que requieren soluciones eficientes y confiables.

Este avance tecnológico nos impulsa a desarrollar soluciones para la integración de las tecnologías existentes de consumo de energía eléctrica junto a las nuevas etapas de suministro con generaciones de energías limpias que afectan especialmente las instalaciones eléctricas industriales, por lo que el análisis de estas instalaciones es de gran importancia para identificar los problemas de calidad de energía que se puedan derivar o incrementar debido al uso de generación fotovoltaica. Por lo tanto, es indispensable caracterizar los parámetros de calidad de energía de una instalación industrial con proyección de generación fotovoltaica, la identificación de problemas de calidad de energía y el análisis del impacto de la generación fotovoltaica sobre los parámetros de calidad para proponer posibles mejoras en diseño y funcionalidad de la instalación industrial, por lo que se propone como metodología tres pasos que corresponden a la medición de parámetros de calidad de energía mediante un equipo analizador de redes, la identificación de problemas de calidad de energía y planteamiento de mejoras en el diseño y funcionalidad de la instalación eléctrica.

Dentro de estos pasos, se desarrollan simulaciones de la instalación, evaluación de diferentes escenarios de simulación para comparar los resultados obtenidos de las simulaciones y los datos reales que permitan identificar los problemas de la instalación industrial, lo que permite proponer mejoras en el diseño y funcionalidad de la instalación eléctrica industrial.

Nuestro caso de estudio, toma una instalación eléctrica industrial con problemas de calidad de energía y la caracteriza mediante mediciones y evaluación de los índices de calidad de energía, dicha caracterización nos permite plantear las posibles soluciones, a partir de simulaciones con software especializado y evaluar los efectos de esta en la instalación con la entrada de generación fotovoltaica.

En los análisis realizados, obtuvimos una mejora de los índices de calidad de energía, particularmente en el factor de potencia, mediante la instalación de un compensador electrónico.

# Abstract

---

Worldwide, technological advances are evident in all fields and applications of renewable energy. These advances can be seen in all possible areas that improve the daily well-being and comfort of humanity. As a result, new problems arise that require efficient and reliable solutions.

This technological progress drives us to develop solutions for the integration of existing electrical energy consumption technologies together with the new stages of supply with clean energy generations that especially affect industrial electrical installations, so the analysis of these installations is great importance to identify power quality problems that may arise or increase due to the use of photovoltaic generation. Therefore, it is essential to characterize the power quality parameters of an industrial installation with photovoltaic generation projection, the identification of power quality problems and the analysis of the impact of photovoltaic generation on the quality parameters to propose possible improvements in design and functionality of the industrial facility, so three steps are proposed as a methodology that corresponds to the measurement of energy quality parameters using a network analyzer equipment, the identification of energy quality problems and the proposal of improvements in the design. and functionality of the electrical installation.

Within these steps, simulations of the installation are developed, evaluation of different simulation scenarios to compare the results obtained from the simulations and the real data that allow identifying the problems of the industrial installation, which allows proposing improvements in the design and functionality. of the industrial electrical installation.

Our case study takes an industrial electrical installation with power quality problems and characterizes it through measurements and evaluation of power quality indices, this characterization allows us to propose possible solutions, based on simulations with specialized software and evaluate the effects of this on the installation with the input of photovoltaic generation.

Through the analyses conducted, we obtained an improvement in the power quality indices, particularly in the power factor, by installing an electronic compensator.



# Contenido

---

Agradecimientos . . . . .	5
Resumen . . . . .	7
Abstract . . . . .	9
Contenido . . . . .	9
Lista de figuras . . . . .	15
Lista de tablas . . . . .	16
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Planteamiento del problema . . . . .	1
1.2. Objetivos . . . . .	3
1.2.1. Objetivo general . . . . .	3
1.2.2. Objetivos específicos . . . . .	3
1.3. Metodología . . . . .	4
Lista de símbolos . . . . .	1
<b>2. Marco referencial</b>	<b>6</b>
2.1. Antecedentes . . . . .	6
2.2. Estado del arte . . . . .	8
2.3. Marco de referencia . . . . .	10
2.4. Incremento de la Generación de Energía Solar . . . . .	13
2.5. Instalaciones eléctricas industriales . . . . .	15
<b>3. Caso de estudio</b>	<b>17</b>
3.1. Descripción de la instalación eléctrica industrial . . . . .	17
3.2. Realización de medición de parámetros de la instalación eléctrica industrial .	18
3.3. Evaluación de parámetros medidos para la caracterización de la instalación eléctrica industrial . . . . .	20
3.3.1. Tensión de línea $V_{RMS}$ . . . . .	20
3.3.2. Corriente $A_{RMS}$ . . . . .	22

3.3.3.	Potencia . . . . .	22
3.3.4.	Armónicos Individuales de Corriente . . . . .	25
3.3.5.	Distorsión Armónica Total en Tensión (THDv) . . . . .	26
3.3.6.	THDi (Total Harmonic Distortion) - Corriente . . . . .	29
3.3.7.	Distorsión Total de la Demanda (TDD) . . . . .	32
3.3.8.	Desbalance de tensión . . . . .	35
3.3.9.	Desbalance de corriente . . . . .	36
3.3.10.	Factor de Potencia . . . . .	36
3.3.11.	Factor de Potencia Real (TPF - True Power Factor) . . . . .	39
<b>4.</b>	<b>Modelamiento</b>	<b>41</b>
4.1.	Simulación de los armónicos en ETAP . . . . .	46
4.2.	Simulación del sistema fotovoltaico en ETAP . . . . .	47
<b>5.</b>	<b>Evaluación del sistema</b>	<b>54</b>
5.1.	Evaluación de Escenarios de simulación . . . . .	54
5.1.1.	Simulación de potencia instalación evaluada sin ajustes . . . . .	54
5.1.2.	Simulación factor de potencia instalación evaluada sin ajustes . . . . .	55
5.1.3.	Simulación tensión de línea instalación evaluada sin ajustes . . . . .	56
5.1.4.	Simulaciones de armónicos instalación evaluada sin ajustes . . . . .	56
5.2.	Comparación de resultados simulados y reales . . . . .	58
5.3.	Identificación de problemas de calidad de energía de la instalación eléctrica industrial. . . . .	58
5.4.	Propuesta de posibles mejoras en el diseño y funcionalidad de la instalación industrial . . . . .	59
5.4.1.	Simulación de potencia instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía . . . . .	59
5.4.2.	Simulación factor de potencia instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía . . . . .	60
5.4.3.	Simulación de potencia instalación evaluada sin ajustes con la inclusión de generación fotovoltaica . . . . .	61
5.4.4.	Factor de potencia instalación evaluada sin ajustes con la inclusión de generación fotovoltaica . . . . .	61
5.4.5.	Simulación de potencia instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía e incluyendo generación fotovoltaica. . . . .	62
5.4.6.	Simulación factor de potencia de la instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía e incluyendo generación fotovoltaica . . . . .	63

<i>CONTENIDO</i>	11
5.4.7. Simulación tensión de línea de la instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía e incluyendo generación fotovoltaica	64
5.4.8. Simulación potencia del equipo SVG con generación fotovoltaica . . .	65
5.5. Simulaciones de armónicos con ajustes . . . . .	66
5.5.1. Simulación de la instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía . . . . .	66
5.5.2. Simulación de la instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía e incluyendo generación fotovoltaica . . . . .	67
5.5.3. Comportamiento de armónicos según conexiones de equipos . . . . .	68
5.5.4. Comportamiento de THD y conexión de equipos . . . . .	69
5.5.5. Evaluación de escenarios simulados de solución . . . . .	70
5.5.6. Evaluación del impacto de la instalación industrial por la instalación de generación fotovoltaica sin previa corrección de los problemas de calidad de energía . . . . .	70
<b>6. Conclusiones</b>	<b>71</b>
6.1. Aportes . . . . .	73
6.2. Trabajos futuros . . . . .	73
<b>Anexos</b>	<b>78</b>

# Lista de Figuras

---

<b>2.1.</b>	Tabla 1 IEEE 519 de 2014 - Limites de distorción de voltaje . . . . .	12
<b>2.2.</b>	Tabla 2 IEEE 519 de 2014 - Limites de distorción de corriente para tensiones del sistema entre 120V hasta 69KV . . . . .	12
<b>2.3.</b>	Porcentajes de Suministro de Energía Renovable por insumo fuente, información tomada de IEA/OECD balance de energías [3]. . . . .	13
<b>2.4.</b>	Tasa de crecimiento promedio anual de suministro de energía renovable desde 2000 hasta 2019, información tomada de IEA/OECD balance de energías [3].	14
<b>2.5.</b>	Generación con Fuentes de energía renovable no convencionales FERNC en Colombia, información tomada de boletín energético XM #203 [5]. . . . .	15
<b>3.1.</b>	Diagrama Unifilar de conexión de analizador de redes MYeBOX 1500 . . . . .	19
<b>3.2.</b>	Conexión de analizador de redes MYeBOX 1500 . . . . .	19
<b>3.3.</b>	Tensión de línea en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	21
<b>3.4.</b>	Tensión de línea sin eventos de tensión en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	21
<b>3.5.</b>	Corriente en neutro en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	22
<b>3.6.</b>	Potencia mensual en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	23
<b>3.7.</b>	Potencia activa promedio de lunes a viernes en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	23
<b>3.8.</b>	Potencia reactiva promedio de lunes a viernes en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	24
<b>3.9.</b>	Potencia promedio sábado en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	24
<b>3.10.</b>	Armónicos Individuales de corriente en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	26

<b>3.11.</b> $THD_v$ (%) Tensión en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	26
<b>3.12.</b> $THD_v$ (%) Fase A en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	27
<b>3.13.</b> $THD_v$ (%) Fase B en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	27
<b>3.14.</b> $THD_v$ (%) Fase C en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	28
<b>3.15.</b> $THD_v$ promedio de las fases (%) en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	28
<b>3.16.</b> $THD_i$ (%) Corriente en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	29
<b>3.17.</b> $THD_i$ (%) Fase A en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	30
<b>3.18.</b> $THD_i$ (%) Fase B en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	30
<b>3.19.</b> $THD_i$ (%) Fase C en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	31
<b>3.20.</b> $THD_i$ Promedio de las 3 fases (%) en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	31
<b>3.21.</b> TDD (%) Fase A en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	33
<b>3.22.</b> TDD (%) Fase B en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	33
<b>3.23.</b> TDD (%) Fase C en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	34
<b>3.24.</b> TDD promedio de las fases (%) en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	34
<b>3.25.</b> Desbalance de tensión de línea en relación a medición obtenida desde el 20 de enero de 2020 al 17 de febrero de 2020 . . . . .	35
<b>3.26.</b> Desbalance de corriente en relación a medición obtenida desde el 20 de enero de 2020 al 17 de febrero de 2020 . . . . .	36
<b>3.27.</b> Factor de Potencia Medido en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	37
<b>3.28.</b> Factor de Potencia Calculado segun ecuación 3.2 . . . . .	37
<b>3.29.</b> Error entre Factor de Potencia Medido vs Calculado . . . . .	38
<b>3.30.</b> Factor de Potencia Real desde 20 de enero de 2020 hasta 17 de febrero de 2020	39

<b>3.31.</b> Factor de Potencia vs Factor de Potencia Real en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero y según ecuación 3.2 . . . . .	40
<b>4.1.</b> Diagrama de ETAP . . . . .	41
<b>4.2.</b> Curva porcentual horaria de la potencia activa de lunes a viernes en relación a las medidas obtenidas . . . . .	42
<b>4.3.</b> Curva porcentual horaria de la potencia reactiva de lunes a viernes en relación a las medidas obtenidas . . . . .	43
<b>4.4.</b> Curva Porcentual respecto a la potencia aparente máxima - Sábado en relación a las medidas obtenidas . . . . .	43
<b>4.5.</b> Potencia trifásica activa medida y simulada . . . . .	44
<b>4.6.</b> Potencia trifásica reactiva medida y simulada . . . . .	44
<b>4.7.</b> Muestreo de diferencia trifásica medida y simulada de potencia activa y reactiva	44
<b>4.8.</b> Potencia trifásica activa medida y % de error potencia trifásica activa simulada	45
<b>4.9.</b> Potencia trifásica reactiva medida y % de error potencia trifásica reactiva simulada . . . . .	45
<b>4.10.</b> Armónicos individuales de corriente por fase . . . . .	46
<b>4.11.</b> Armónicos individuales de corriente promedio . . . . .	46
<b>4.12.</b> Localización Proyecto, fuente: <a href="http://www.google.com/maps">www.google.com/maps</a> . . . . .	47
<b>4.13.</b> Promedio horario mensual de la irradiancia en la estación Fedearroz - Valledupar	48
<b>4.14.</b> Perfil de irradiancia mes de enero en la estación Fedearroz - Valledupar implementado en ETAP . . . . .	48
<b>4.15.</b> Perfil de irradiancia anual en la estación Fedearroz - Valledupar implementado en ETAP . . . . .	49
<b>4.16.</b> Distribución de los paneles simulados en ETAP . . . . .	49
<b>4.17.</b> Configuración en ETAP del panel solar individual . . . . .	50
<b>4.18.</b> Configuración en ETAP del arreglo de paneles solares . . . . .	51
<b>4.19.</b> Configuración en ETAP del inversor . . . . .	52
<b>4.20.</b> Irradiancia y potencia generada por el sistema fotovoltaico . . . . .	53
<b>5.1.</b> Potencia instalación evaluada sin ajustes. . . . .	55
<b>5.2.</b> Factor de potencia de la instalación evaluada sin ajustes. . . . .	55
<b>5.3.</b> Tensión de línea instalación evaluada sin ajustes. . . . .	56
<b>5.4.</b> Corriente de armónicos . . . . .	57
<b>5.5.</b> % THDi respecto a fundamental . . . . .	57
<b>5.6.</b> Simulación instalación evaluada con ajuste de potencia reactiva por medio de un SVG . . . . .	60

<b>5.7.</b> Factor de potencia de la instalación evaluada con ajuste de potencia reactiva por medio de un SVG . . . . .	60
<b>5.8.</b> Potencia instalación evaluada sin ajustes y con ingreso de generación de energía fotovoltaica . . . . .	61
<b>5.9.</b> Factor de potencia de la instalación evaluada sin ajustes y con ingreso de generación de energía fotovoltaica . . . . .	62
<b>5.10.</b> Potencia instalación evaluada con ajuste de potencia reactiva y con generación fotovoltaica . . . . .	63
<b>5.11.</b> Factor de potencia de la instalación evaluada con ajuste de potencia reactiva y con generación fotovoltaica . . . . .	64
<b>5.12.</b> Tensión de línea instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía e incluyendo generación fotovoltaica. . . . .	65
<b>5.13.</b> Potencia del equipo SVG con generación fotovoltaica . . . . .	65
<b>5.14.</b> Corriente para los primeros 31 armónicos respecto a la fundamental simulando la instalación de SVG's en ETAP . . . . .	66
<b>5.15.</b> % THDi respecto a fundamental simulado en ETAP . . . . .	67
<b>5.16.</b> Corriente para los primeros 31 armónicos respecto a la fundamental simulando la instalación de SVG's y paneles solares en ETAP . . . . .	67
<b>5.17.</b> % THDi respecto a la fundamental simulando la instalación de SVG's y paneles solares en ETAP . . . . .	68
<b>5.18.</b> Porcentaje de la corriente para los primeros 31 armónicos respecto a la corriente fundamental para cada uno de los escenarios simulados en ETAP . . . . .	69
<b>5.19.</b> Relación entre la corriente fundamental y el THD(%) para cada uno de los escenarios simulados en ETAP . . . . .	69

# Lista de tablas

---

<b>3.1.</b> Características principales de la acometida principal trifásica . . . . .	18
<b>3.2.</b> Características de transformador operador de red . . . . .	18
<b>3.3.</b> Caracterización de la carga en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	20
<b>3.4.</b> Corriente medida . . . . .	22
<b>3.5.</b> Resumen de armónicos individuales de corriente en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero 25	
<b>3.6.</b> Datos principales de THDv en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	29
<b>3.7.</b> Datos principales de THDi en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	32
<b>3.8.</b> Datos de TDD en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero . . . . .	35
<b>3.9.</b> Error para el factor de potencia medido vs calculado . . . . .	38
<b>3.10.</b> Características principales del Factor de Potencia calculado y medido . . . .	38
<b>3.11.</b> Fechas de factor de potencia negativo . . . . .	39



---

## Capítulo 1

# Introducción

---

En la actualidad, uno de los grandes impactos generados por el uso de inversores en el ámbito de generación de energía son los problemas de calidad de energía que están implícitos en cada instalación. Por lo tanto, se presenta un desafío específico al garantizar el funcionamiento continuo de estos sistemas a lo largo del tiempo.

Un caso especial lo representan las instalaciones industriales que se ven afectadas por las nuevas tecnologías de generación, debido a la operación con carga no continua que afecta los índices de calidad de energía.

Con el antecedente planteado, se contempla en este trabajo de grado, realizar un análisis previo de la instalación existente con proyección de implementación de generación de energía fotovoltaica, para evaluar el impacto que la generación de energía solar puede tener sobre los índices de calidad de energía en instalaciones eléctricas industriales, por medio de mediciones de calidad de energía, simulaciones en diferentes programas de apoyo para el análisis de las redes eléctricas de la instalación industrial, con la finalidad de plantear diferentes escenarios de evaluación que nos permitan dar como resultado el planteamiento de posibles mejoras en el diseño y funcionalidad de la instalación industrial, además de poder documentar dicho caso y obtener un artículo científico basado en la investigación.

### 1.1. Planteamiento del problema

La generación de energía en el ámbito mundial, al igual que la demanda, ha tenido un crecimiento importante en su matriz, por tal razón y al identificar que las fuentes convencionales de energía tienen una tendencia a asociar efectos perjudiciales para el planeta, que en particular los definimos como gases de efecto invernadero, se convierten en objetivos de mejora que conllevan al análisis del ingreso masivo de dichas fuentes. Las fuentes de energía no convencionales van teniendo un incremento anual significativo y con proyección a ser en pocos años una importante fuente de generación de energía, en especial para los países que están en vía de desarrollo. Es por esto que, para efectos de contextualizar las cifras mundia-

les, en el año 2018, el suministro de energía total, fue realizado en un 13.5 % por fuentes de energía renovable, del cual, como aclaración importante, de fuentes hídricas se tiene el 2.5 %, por biocombustibles y desperdicio, el 9 % y por fuentes solares, viento y geotérmico el 2 %, siendo valores registrados con base en la información mundial para el suministro de energía. Para complementar un poco la tendencia de las cifras citadas, se tiene que desde 1990, las fuentes de energía renovable han crecido a una tasa promedio anual del 2,0 %, además, complementando que, de ese valor porcentual, la energía solar fotovoltaica y eólica tienen tasas de crecimiento anual del 36.5 % y 23 % respectivamente [1].

Pasando a el ámbito nacional, teniendo como base la ley 1715 del año 2014 , que como objeto principal tiene promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, desde el año de publicación dió inicio a la apertura de proyectos de generación de energías renovables, y además se intensifico después en el plan de expansión nacional 2015-2029, ya que fue proyectada una entrada de generación solar fotovoltaica distribuida con proyección a 2029 de alrededor de 30 GWh-mes. Mas adelante, con la resolución CREG 030 del año 2018, cuyo objeto es regular aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional , en este sentido se dio un gran avance para la interacción entre los generadores, los operadores de red, y los clientes, mediante medidas concretas de integración, plazos establecidos y entes encargados del desarrollo, el seguimiento y la regulación, bien definidos para el impulso de una nueva etapa de desarrollo y proyección futura de nuestro país [2],[3],[4].

En el comportamiento de la entrada de la generación de energía con fuentes no convencionales de energía hasta la fecha, según el boletín energético número 195 reportado por XM S.A. ESP., con un aporte en generación de fuentes de energía renovable no convencionales máximo de alrededor de 600 GW-día, lo que podría dar la magnitud de lo que está pasando en la actualidad, versus lo que se tenía proyectado en el plan de expansión nacional 2015-2029, que superaría con creces las metas propuestas [4],[5].

Con una proyección clara y en aras de tener una garantía de los sucesos y eventos en cuanto a calidad de energía se refiere, es procedente considerar los parámetros que se alteran en los sistemas de distribución y en las instalaciones eléctricas industriales. Siendo los más representativos según lo argumentado por el autor, la variación de tensión, la caída de tensión, la elevación de tensión, la distorsión de armónicos, el desbalance en tensión, entre otros que se puedan quedar por fuera de este texto. Estando presentes dichas perturbaciones en la actualidad de la operación de carga, aunque con avances en su mitigación que se ven

limitadas debido al crecimiento acelerado de la generación distribuida en las redes existentes en operación a nivel industrial y por la imperiosa necesidad de que los nichos productivos de nuestro país que son las industrias a pequeña y gran escala puedan plantear estrategias de mejora y autosuficiencia permanentemente al incluir la generación con fuentes de energía renovable, en especial la energía solar fotovoltaica, puede ser una oportunidad atractiva para integrar en su industria y mejorar su competitividad al reducir de forma sustancial el costo de la energía usada y es por esto que es necesario analizar las implicaciones de la generación fotovoltaica en los índices de calidad de energía por la instalación de estas tecnologías en la red existente y en la instalación eléctrica, lo cual según citación de dicho estudio, puede amplificar los problemas de calidad de energía donde se incluyen armónicos en tensión, factor de potencia, elevaciones de tensión, incremento de energía reactiva del sistema, que también son mencionados en otros artículos los cuales incluyen el análisis de la red del operador, donde precisa que se puede dar un aumento de los niveles de voltaje y que estos tengan un efecto perjudicial en el factor de potencia del sistema, lo que induce a plantear como una posible solución con la entrada de nuevas plantas de generación de energía distribuida [6],[7],[8].

Por lo tanto, la intención al realizar esta investigación, en busca de un aporte significativo a la literatura, es buscar una solución particular que sea incluyente para las cargas existentes, con base en un estudio de calidad de energía que permita identificar previamente el impacto generado por la instalación de una solución de generación de energía fotovoltaica, con el fin de que la solución implique altos estándares de calidad de energía de acuerdo a la normatividad vigente y sea implementada una solución completa, contemplada en los diseños.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo general**

Analizar el impacto de la generación fotovoltaica sobre los parámetros de calidad de energía eléctrica en una instalación industrial, por medio de mediciones de parámetros eléctricos y simulación del sistema para mejorar los diseños y funcionalidad.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

1. Caracterizar los parámetros de la calidad de energía de una instalación industrial con proyección de generación fotovoltaica, para la identificación de posibles problemas.
2. Identificar los problemas de calidad de energía mediante la comparación de los resultados de simulación y mediciones en la instalación industrial con proyección de generación

fotovoltaica.

3. Proponer posibles mejoras en el diseño y funcionalidad de la instalación industrial.

### 1.3. Metodología

Para poder llegar al objetivo general planteado, teniendo de base para poder cumplirlo, los objetivos específicos, se define la siguiente metodología:

1. Caracterizar los parámetros de la calidad de energía de una instalación industrial con proyección de generación fotovoltaica, para la identificación de posibles problemas:
  - a) Realizar medición de los parámetros de la instalación eléctrica industrial para la identificación de problemas de calidad de energía, estos parámetros son:
    - Tensiones.
    - Corrientes.
    - Potencias.
    - Armónicos.
    - Factor de Potencia.
  - b) Evaluación de parametros medidos para la caracterización de la instalación eléctrica industrial.
  - c) Simulación de la instalación eléctrica industrial perfil de carga.
  - d) Simulación de la instalación eléctrica industrial perfil de Armónicos.
  - e) Simulación del arreglo fotovoltaico a implementar.
2. Identificar los problemas de calidad de energía mediante la comparación de los resultados de simulación y mediciones en la instalación industrial con proyección de generación fotovoltaica:
  - a) Evaluación de escenarios de simulación.
  - b) Comparación de resultados simulados y reales.
  - c) Identificación de problemas de calidad de energía de la instalación eléctrica industrial.
3. Proponer posibles mejoras en el diseño y funcionalidad de la instalación industrial:
  - a) Planteamiento de posibles soluciones a problemas de calidad de energía de la instalación industrial.

- b) Evaluación de escenarios simulados de solución.
- c) Evaluación del impacto de la instalación industrial por la instalación de generación fotovoltaica sin previa corrección de los problemas de calidad de energía.

---

## Capítulo 2

# Marco referencial

---

### 2.1. Antecedentes

En el desarrollo a nivel mundial de la generación distribuida, con avances científicos y tecnológicos de más de 50 años, se plantean las plantas de generación de energía como una mejora a la matriz energética de cualquier país con potencial de generación de energía, enfocado estratégicamente a las fuentes de energía renovable, por su impacto en la reducción de gases efecto invernadero y por su amplio desarrollo de nuevas tendencias, y tecnologías, que permiten cada vez más su penetración en todos los campos permisibles, con principal aceptación de los auto-generadores a pequeña escala, que ven una oportunidad de penetración enfocado hacia el consumo de energía, sin dejar de lado la contribución de una u otra manera con la preservación del medio ambiente que se ha hecho tan importante al pasar de los años.

El nivel de impacto en los índices de calidad de energía, que la generación de energía puede tener en una industria, no ha sido revisada a profundidad, porque es cada cliente en particular el que debe procurar por el óptimo funcionamiento de su generación, pero por desconocimiento propio y el amplio abanico de prestadores de servicios que se generan a nivel local y nacional, que en muchas ocasiones únicamente se verifica por precio por kw instalado, y no por su evaluación técnica, que en muchísimas de las ofertas realizadas no es tomada en cuenta, y, que después de su implementación no refleja los valores esperados de ahorro, o en el peor de los casos el sistema entra en un sin número de fallas después de la implementación de la generación de energía.

La investigación se ha centrado en el análisis de diferentes impactos de penetración a la red de distribución donde se conecta la generación distribuida, en los efectos que se presentan en su punto de conexión integrando generación distribuida y almacenamiento de energía, los diferentes efectos que la irradiación solar pueden llegar a generar debido a su intermitencia, en la modelación para la comprensión de la resonancia en plantas de energía solar fotovoltaica.

ca, en los límites máximos de generación fotovoltaica, y en los diferentes puntos que abarca la literatura en el escenario de las redes inteligentes asociadas a la generación distribuida, lo que nos abre una brecha que puede ser limitada con la aplicación de estos estudios basados en el punto de conexión con la red [9],[10],[11],[12],[13],[14].

Pocos artículos presentan una solución puntual asociada a soluciones especiales, específicamente con bancos de almacenamiento de energía, que responden a un análisis previo de sensibilidad de equipos asociados a la carga [15].

De acuerdo con una de las literaturas usadas, el impacto de la generación distribuida en las redes de distribución se muestra un mayor impacto en tensión, con el aumento de voltaje en la carga. El factor de potencia también se ve afectado con una reducción de este y los armónicos de la red fueron incrementados considerablemente, siendo lo puntualizado en el artículo para estos 3 parámetros [8].

Sin embargo, es un punto crítico de estos análisis, donde se plantea la utilización de diferentes tipos de inversores que son utilizados para el análisis de respuestas transitorias de las instalaciones eléctricas y también en los análisis de calidad de energía asociados a la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos en una red eléctrica, lo que representa variaciones muy amplias en dichos análisis [16].

Estos inversores van a tener una gran importancia en su modelación, por su alta demanda en el uso de sistemas fotovoltaicos aplicados a la generación distribuida y a su vez, se tendrían graves consecuencias en el funcionamiento de la red eléctrica, y en el desarrollo de modelos precisos para el análisis de dichos eventos. Por lo cual, encontramos múltiples modelos desarrollados por investigadores, como los inversores de fuentes Z, los inversores multinivel, entre otros [16].

Para resumir, los modelos de inversores multinivel, sirven para analizar la eficiencia, calidad de energía, soporte de frecuencia y tensión en sistemas con almacenamiento, se han utilizado en estudios que muestran la reducción de potencia activa para alimentadores de red de distribución, también en la evaluación del comportamiento de generación fotovoltaica en micro redes, entre otras aplicaciones analizadas [16].

No obstante, para el estudio de armónicos en la red eléctrica se debe tener en cuenta no solo las múltiples aplicaciones evaluadas, sino que en el desarrollo del modelo, estos deben abarcar el análisis de los armónicos y sean muy explícitos y amplios en su caracterización,

además de poder incluir en el campo de aplicación el análisis en sistemas balanceados, en sistemas desbalanceados y la aplicación en sistemas dinámicos en su gran mayoría se basan en análisis estático, el cual no es el apropiado para el campo de estudio de esta investigación.

Los estudios realizados en los diferentes artículos analizados muestran una centralización de esfuerzos en el enfoque de los parámetros de calidad de energía, donde se evalúan parámetros de tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Con base en la medición realizada, evalúan la aplicación normativa local y el cumplimiento de su instalación dentro de los parámetros indicados en esta, que aunque en esa instalación particular cumple, los armónicos generados y evaluados como el THD son del orden del 70 %, lo que puede transferirse en distorsión armónica a cargas aledañas, pero que son objeto de evaluación particular, y dentro del análisis propio al evaluarlas respecto a la corriente de carga, se tiene un TDD particularmente bajo y que está dentro del rango normativo local [17].

Aunque existen inversores multinivel, utilizados para la mejora de los índices de calidad de energía, los cuales responden a cargas equilibradas y desequilibradas, con baja y alta irradiación dentro de su operación, respondiendo muy bien a estos cambios permanentes que pueden hacer que el sistema falle, estos tipos de tecnología son demasiado costosas y además no son comercializados en Colombia fácilmente por su baja demanda y el desconocimiento de las empresas del sector en su funcionalidad. Por esta razón se debe procurar en la implementación técnica de proyectos, la implementación de estudios enfocados a la previa identificación y planteamientos dirigidos a obtener un óptimo funcionamiento del sistema y evitar inconvenientes que puedan desestimar el gran avance de las tecnologías de generación de energía solar fotovoltaica [18].

## **2.2. Estado del arte**

Actualmente las energías renovables tienen un papel importante en la matriz energética global, esto se debe principalmente a objetivos gubernamentales mundiales por tratar de reducir el impacto y contaminación de los combustibles fósiles, para ello una de las principales alternativas manejadas es la implementación de paneles solares dada su practicidad en implementación a nivel industrial.

Para un funcionamiento óptimo y eficiente de un sistema fotovoltaico implementado a nivel industrial, es necesario analizar su impacto en la red frente a la calidad de energía, y para ello, se tienen varias opciones que permiten ahondar en dichos temas de acuerdo a la necesidad que se tiene como objetivo solventar.



Diferentes autores han realizado este análisis, plantean enfoques diversos que van desde la Cargabilidad del sistema pasando por el comportamiento del factor de potencia de su instalación hasta la optimización de los sistemas de generación y la necesidad de la carga basados en la intensidad del recurso y las demandas.

Es fundamental saber que el desarrollo de la normatividad de calidad de energía viene ampliando su alcance, teniendo en cuenta que hay parámetros de la red que son obligatorios en su cumplimiento ante el operador de red y que como usuario de una instalación industrial, es fundamental saberlos para la buena operación de las instalaciones industriales en el entorno del operador de red.

Para dar un contexto del avance en la investigación y análisis de las diferentes modalidades y escenarios de identificación de problemas de calidad de energía se tomaron varios autores que introducen operación de instalaciones industriales y generación con energías alternativas, basadas básicamente en energía fotovoltaica y energía eólica.

Al analizar los índices de calidad de energía en la instalación evaluada, para realizar un diagnóstico general de la instalación principalmente frente a niveles y desbalance de tensión y corriente, armónicos y factor de potencia, en los resultados obtenidos se identificó como principal problema los armónicos presentes en la red, ya que estaban generando pérdidas adicionales en el sistema y caídas de tensión, además de presentar un riesgo de daño y mal funcionamiento para las máquinas de la empresa. Para la mitigación de armónicos se realizó un análisis con filtros activos, pasivos e híbridos y se planteó el diseño de filtros pasivos dada su relación beneficio/precio, en donde se tomó como criterio la afectación en el factor de potencia, el calentamiento de los dieléctricos del filtro y los armónicos individuales que están fuera de los límites de la norma IEEE 519 de 2014 con el fin de realizar una sintonización correcta de los filtros. La simulación del levantamiento de las cargas del sistema y la implementación de los filtros se realizó en el software EASY POWER y se obtuvo un correcto funcionamiento de los filtros con una reducción del THD de tensión de 6.52 % a 0.746 % y de THD de corriente de 19.97 % a menos del 3 % [19],[20],[21],[22].

Al analizar las componentes armónicas de los inversores fotovoltaicos de conexión a red que se tratan, donde se realiza la comparación con diferentes inversores para sistemas fotovoltaicos con el fin de ser implementados, se hace un análisis completo para THD en tensión y corriente obtenidos por medio de mediciones en el punto de implementación. En el análisis de los inversores SunnyBoy 1100 y StecaGrid 300 se evidenció que existen grandes diferencias

entre los dos, el SunnyBoy inyecta menos corriente armónica al sistema y se establece que no sobrepasa los límites establecidos en la norma IEEE 519 de 2014, además se obtuvieron curvas características de estos entre los cuales se relaciona el THDi con la potencia suministrada y el factor de potencia. Se pudo establecer que a mayor THDi el factor de potencia disminuye, también que a mayor potencia se disminuye el THDi teniendo una relación no lineal y un THDi mínimo en relación con la máxima potencia de salida. Por último, se estableció que a pesar de que los inversores son la principal fuente de armónicos dada su carga no lineal, el impacto no llega a ser alto, esto se debe principalmente a la optimización de los inversores y en el caso del inversor SunnyBoy 1100 a la incorporación de un transformador de aislamiento interno con lo que además se mejora la salida de corriente continua es decir de orden cero, y la independencia de este en relación con la potencia de salida [23].

Por ultimo, se logra analizar el impacto de armónicos frente a la entrada de un sistema fotovoltaico en la subestación Parnaso, en este estudio se midieron los armónicos sin la entrada del sistema fotovoltaico y con este en funcionamiento. La principal conclusión de este estudio es el bajo impacto del funcionamiento del sistema frente a la distorsión armónica de tensión que varia entre 0.03 % y el 0.11 %, y el comportamiento en la distorsión armónica de corriente que es mas alto, presentando una variación más alta que en tensión con un rango entre 0 % y 3.56 %, que aún permanece dentro del rango recomendado por norma IEEE 519 de 2014 con la implementación del sistema fotovoltaico [24].

## 2.3. Marco de referencia

Los parámetros eléctricos que interactúan constantemente en las redes eléctricas industriales se pueden caracterizar en los siguientes:

- Variaciones de Voltaje: Los valores de voltaje deben oscilar en un rango aceptable de operación, que depende del voltaje nominal del sistema, estas variaciones se pueden definir como de muy corta duración y de larga duración dependiendo del tiempo que transcurre el evento, se pueden dar entre milisegundos para los de corta duración y minutos para los de larga duración. Dentro de los de corta duración tenemos los hundimientos y los picos de tensión, dentro de los de larga duración se encuentran la fluctuación de tensión, bajo voltaje, sobretensión y la interrupción [19].
- Armónicos: Los armónicos son múltiplos integrales en Corriente Alterna (AC por sus siglas en ingles), de voltaje y corriente de la frecuencia fundamental del suministro. Dichos armónicos se suman a la fundamental y generan como resultado una única forma de onda distorsionada [19].

- Fluctuación de Frecuencia: Es una variación de los valores nominales de frecuencia (normalmente 50 o 60Hz), y esta condición de variación se observa cuando la demanda y la generación varían, teniendo como resultado que, si la demanda es más alta que la generación, la frecuencia tiende a bajar, pero si la generación es mayor a la demanda, la frecuencia tiende a subir [19].
- Factor de Potencia: Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente, que da como resultado el factor asociado a la energía convertida en trabajo, que debe estar cercano al 100.
- Interrupciones de suministro: Las interrupciones de suministro están dadas por la incapacidad del sistema eléctrico de cada país de dar suministro de la carga, sumado a la poca inversión en las redes de transmisión y distribución [19].
- TDD: Determina el contenido de distorsión de la forma de onda de corriente de carga máxima con la relación de la raíz cuadrada del contenido armónico, considerando componentes armónicos hasta el orden 50 y excluyendo específicamente interarmónicos, expresado como un porcentaje de la máxima demanda de corriente [20].

Siendo la ecuación de la siguiente forma:

$$TDD = \frac{1}{I_L} \sqrt{\sum_{n=2}^M I_n^2} * 100 \% \quad (2.1)$$

Donde  $I_L$  es la corriente de carga máxima de la medición, mientras que  $I_n$  hace referencia a la corriente en el armónico, siendo la sumatoria al cuadrado de los armónicos desde  $n=2$  hasta  $n=50$ , ya que son las mediciones de armónicos que nos determina el dispositivo de medición.

THDi: Determina el contenido de distorsión de la forma de onda de corriente con la relación de la raíz cuadrada del contenido armónico, considerando componentes armónicos hasta el orden 50 y excluyendo específicamente interarmónicos, expresado como un porcentaje de la fundamental en corriente [20].

Representado a partir de la siguiente ecuación:

$$THD_i = \frac{1}{|I_{fund}|} \sqrt{\sum_{n=2}^M |I_{n.Harm}|^2} \quad (2.2)$$

Donde  $I_{fund}$  es la corriente fundamental o del primer armónico, mientras que  $I_{n.Harm}$  hace referencia a la corriente en el armónico, siendo la sumatoria al cuadrado de los armónicos desde  $n=2$  hasta  $n=50$ , ya que son las mediciones de armónicos que nos determina el dispositivo de medición.

THD<sub>v</sub>: Determina el contenido de distorsión de la forma de onda de tensión con la relación de la raíz cuadrada del contenido armónico, considerando componentes armónicos hasta el orden 50 y excluyendo específicamente interarmónicos, expresado como un porcentaje de la fundamental en tensión [20].

Expresado con la siguiente ecuación:

$$THD_v = \frac{1}{|V_{fund}|} \sqrt{\sum_{n=2}^M |V_{n.Harm}|^2} \quad (2.3)$$

Donde  $V_{fund}$  es la corriente fundamental o del primer armónico, mientras que  $V_{n.Harm}$  hace referencia a la corriente en el armónico, siendo la sumatoria al cuadrado de los armónicos desde  $n=2$  hasta  $n=50$ , ya que son las mediciones de armónicos que nos determina el dispositivo de medición.

Bus voltage $V$ at PCC	Individual harmonic (%)	Total harmonic distortion THD (%)
$V \leq 1.0$ kV	5.0	8.0
$1$ kV $< V \leq 69$ kV	3.0	5.0
$69$ kV $< V \leq 161$ kV	1.5	2.5
$161$ kV $< V$	1.0	1.5 <sup>a</sup>

Figura 2.1: Tabla 1 IEEE 519 de 2014 - Límites de distorsión de voltaje

Maximum harmonic current distortion in percent of $I_L$						
Individual harmonic order (odd harmonics) <sup>a, b</sup>						
$I_{SC}/I_L$	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
$< 20^c$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 < 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 < 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
$> 1000$	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Figura 2.2: Tabla 2 IEEE 519 de 2014 - Límites de distorsión de corriente para tensiones del sistema entre 120V hasta 69KV

## 2.4. Incremento de la Generación de Energía Solar

A nivel mundial se ha visto el incremento de la generación de energía solar, que ha tenido un mayor crecimiento en los países más desarrollados, es por esto que se toma como fuente de información la Agencia Internacional de Energía (IEA), mediante la información obtenida que se presenta en la figura 2.3, en la cual se muestra la evolución de la energía solar a través de los años [3].

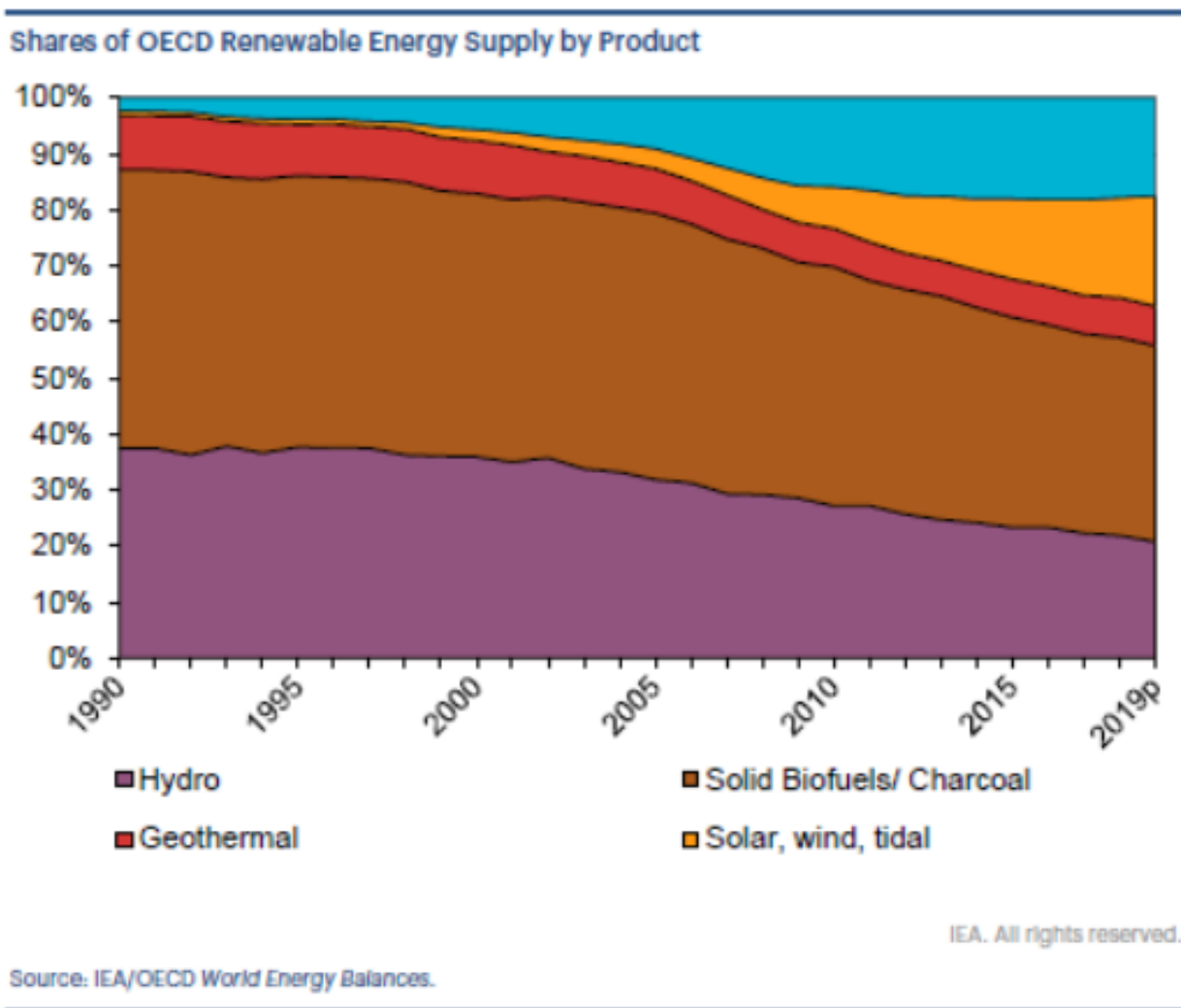


Figura 2.3: Porcentajes de Suministro de Energía Renovable por insumo fuente, información tomada de IEA/OECD balance de energías [3].

En la figura 2.4 se puede ver un promedio anual de crecimiento en energía solar significativa si se compara con el resto de energías evaluadas.

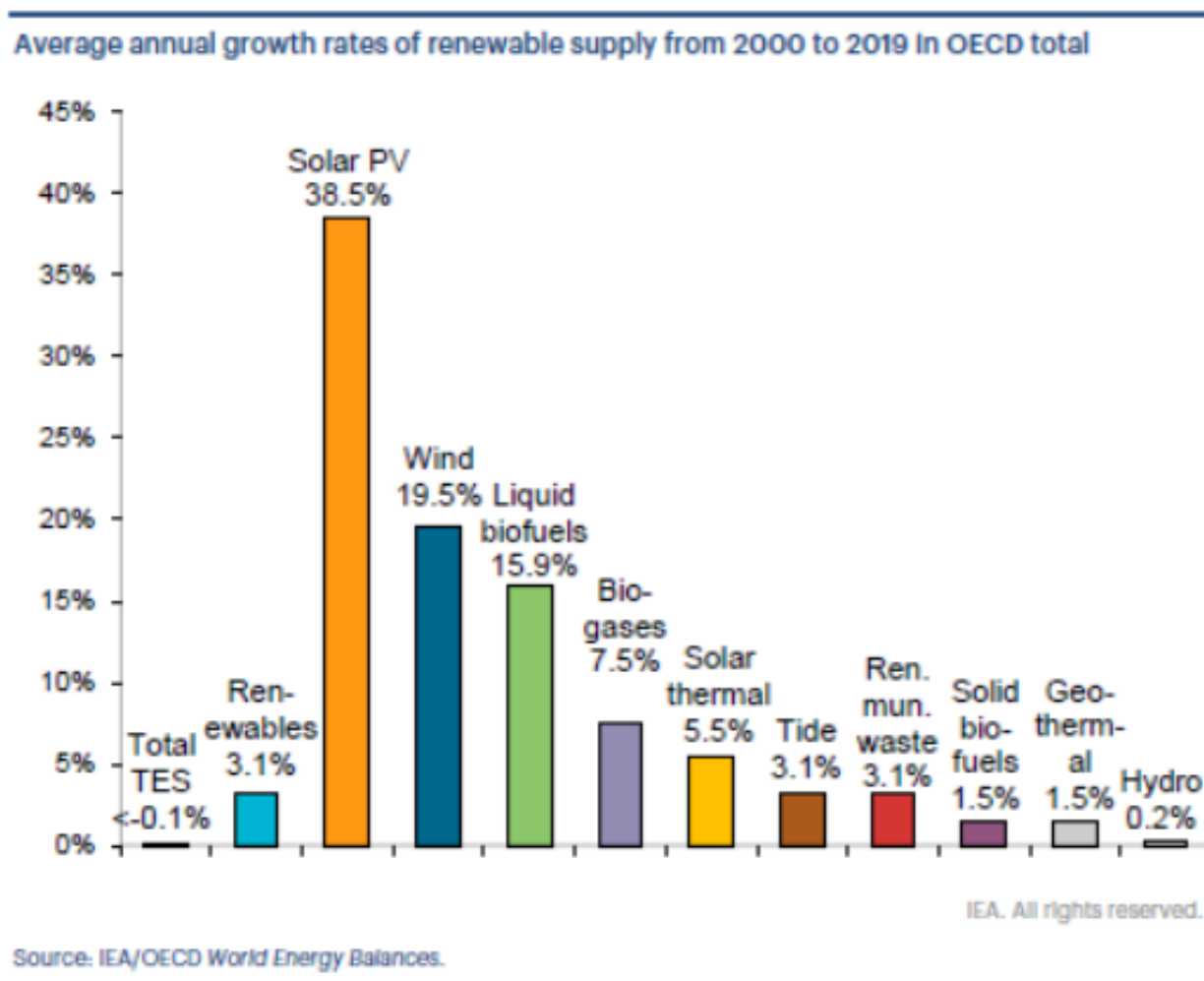


Figura 2.4: Tasa de crecimiento promedio anual de suministro de energía renovable desde 2000 hasta 2019, información tomada de IEA/OECD balance de energías [3].

En el caso de Colombia, el incremento no se ha dado de la misma manera, pero ha superado las expectativas que se enmarcaron por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), esto basado en el boletín emitido por XM, donde se representa una generación de energía con fuentes de energía renovables no convencionales (FERNC) considerable y que se muestra en la figura 2.5 [4][5].

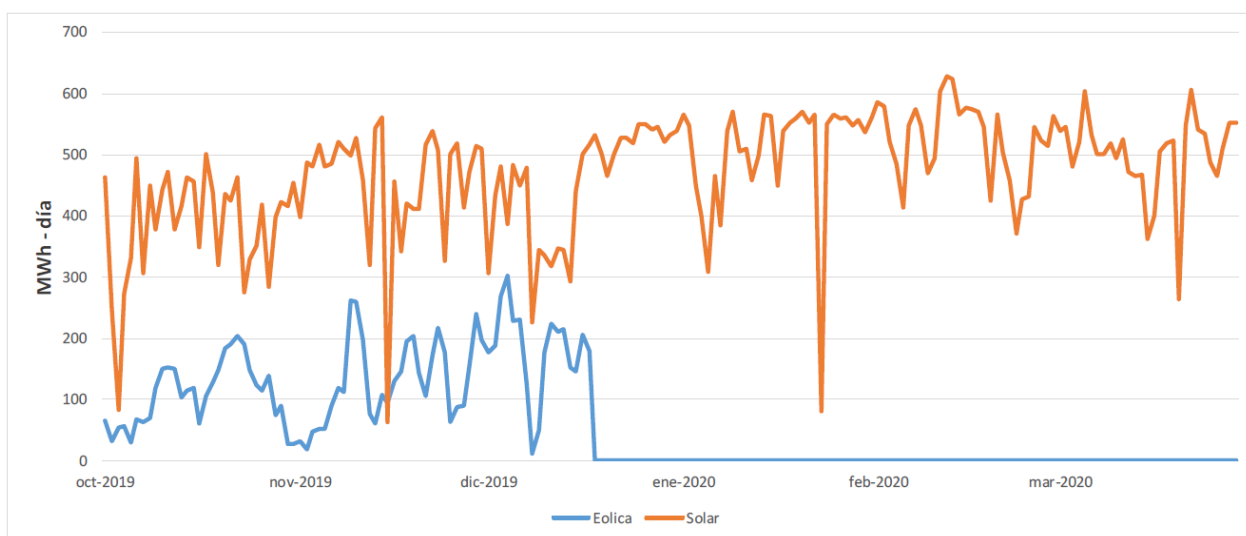


Figura 2.5: Generación con Fuentes de energía renovable no convencionales FERNC en Colombia, información tomada de boletín energético XM #203 [5].

Siguiendo el análisis de la misma figura 2.5 se puede deducir que la generación ha estado entre 300 MWh-día y 600 MWh-día, lo que lleva a comparar esta producción con la esperada por la UPME donde se tenía una proyección de 30 GWh-mes, del cual se podría conceptuar que podríamos tener una media de 1 GWh-día, que comparado con el máximo de generación de energía, estaría en un 60 % de la proyección a la fecha de revisión de la información, y con 3 auto generadores a pequeña escala (AGPE) involucrados en este reporte, lo que da una visión de oportunidad y proyección de entrada de nuevos auto generadores donde las instalaciones industriales pueden tener un campo de acción y capacidad económica suficiente para impulsarlo en un corto o mediano plazo [4].

## 2.5. Instalaciones eléctricas industriales

Las instalaciones eléctricas industriales en la actualidad tienen una afectación natural en sus parámetros de calidad de energía, dada la inclusión de equipos electrónicos en los procesos propios de su operación, que, requieren de una estabilidad en los parámetros de energía para evitar que sus procesos se vean afectados por fallas en los parámetros principales de calidad de energía.

Es por esta razón que al analizar la información suministrada en cuanto a un examen de la calidad de la energía en la industria, se caracteriza el tipo de instalación que se evalúa, se realizan mediciones de los diferentes parámetros de calidad de energía, y con base en las

mediciones se plantean y simulan las posibles soluciones para que los parámetros afectados se regulen a la normatividad aplicada [21],[22],[24].

Dentro de la literatura se plantea el análisis y gestión de los impactos de una alta penetración de los sistemas fotovoltaicos en una red de distribución, dando alcance a lo que pasaría con las redes cuando se masifique la entrada de los auto generadores a pequeña escala (AGPE), pero queda ese paso faltante que es, que pasa en mi propia instalación con una parametrización particular de una red industrial [8].



---

## Capítulo 3

# Caso de estudio

---

Se presenta la caracterización de los parámetros de la calidad de energía de una instalación industrial con proyección de generación fotovoltaica. En esta caracterización se tienen 3 pasos a saber: La descripción de la instalación eléctrica industrial, la realización de la medición de parámetros de dicha instalación, desde el 20 de enero de 2020 hasta el 17 de febrero de 2020 y finalizando con la evaluación de parámetros medidos.

### 3.1. Descripción de la instalación eléctrica industrial

La instalación eléctrica industrial, localizada en la ciudad de Valledupar (Colombia), está dedicada a labores de corte y manejo de madera, mediante la utilización de equipos rotativos y electrónicos especializados, alimentado con un transformador tipo convencional aislado en Aceite conexión DY5, con capacidad de Potencia Aparente de 150 kVA, un consumo promedio mensual de 4000 kWh, un horario general de 24 horas y un horario de operación de lunes a viernes de 6 a.m. a 6 p.m., el cual en estos días de la semana cuenta con un horario de almuerzo de 12 p.m. a 2 p.m., y el sábado de 6 a.m. a 1 p.m. en jornada continua.

Para realizar el análisis y dimensionamiento de la instalación de paneles solares del caso de estudio, primero es necesario conocer el contexto de la empresa en términos de calidad de energía eléctrica para determinar los principales problemas y anomalías que se presentan en esta, siendo importante realizar una evaluación completa de los índices de calidad de energía que puedan llegar a afectar la operación normal del sistema, siendo necesario evaluar tanto el promedio de operación como el promedio general en el sitio, los cuales se obtienen a partir de los estudios que se mostrarán en el desarrollo de esta sección.

Las características principales de la instalación se presentan en las tablas **3.1** y **3.2** donde se muestran las características de su acometida principal y el transformador de alimentación

respectivamente:

**Tabla 3.1:** Características principales de la acometida principal trifásica

Calibre (fases)	Calibre (neutro)	Materiales
3 X 1/0 AWG	2 AWG	Cobre

**Tabla 3.2:** Características de transformador operador de red

Potencia	Conexión	Tipo de refrigeración	Montaje	Tensión fase-neutro	Tensión fase-fase	Impedancia de corto circuito ( $Z_{cc}$ )
150 kVA	Delta - Y	Aceite	En poste	127	220	4%

## 3.2. Realización de medición de parámetros de la instalación eléctrica industrial

El periodo que se determinó para realizar las mediciones fue desde el 20 de enero de 2020 hasta el 17 de febrero de 2020, en la fábrica anteriormente mencionada, por lo cual se solicitó se concediera dejar el equipo utilizado para la obtención de datos, ya que no era necesaria la supervisión absoluta del artefacto de medida.

El equipo utilizado para la realización de la medición fue un MYeBOX 1500 de la marca CIRCUITOR, con el cual se midieron tensiones, corrientes, potencias, armónicos y factor de potencia de la instalación.

La recolección de datos para el análisis de la calidad de energía con el equipo anteriormente mencionado se hizo a partir de la conexión de este en la acometida principal de la carga evaluada tal como se muestra en la Figura 3.1 y 3.2.

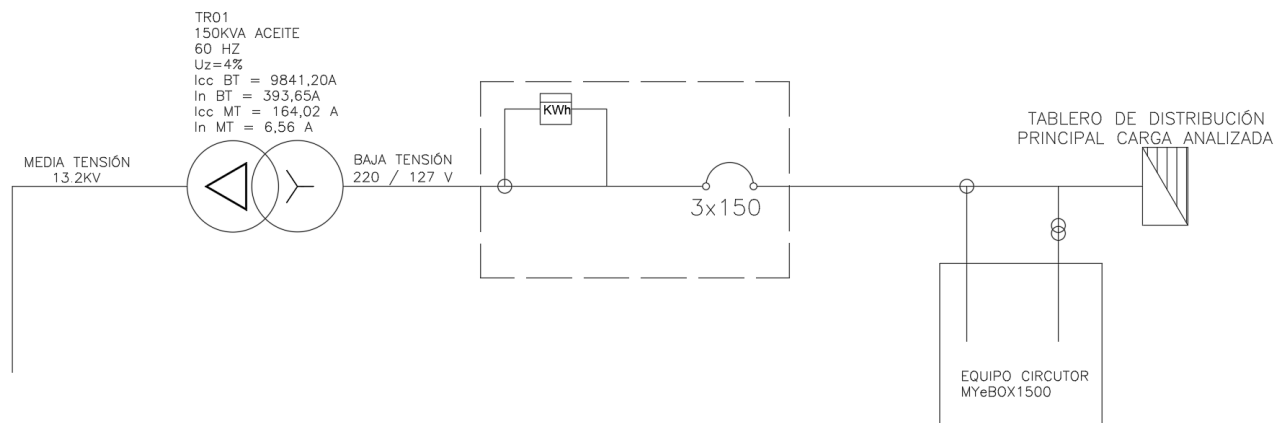


Figura 3.1: Diagrama Unifilar de conexión de analizador de redes MYeBOX 1500

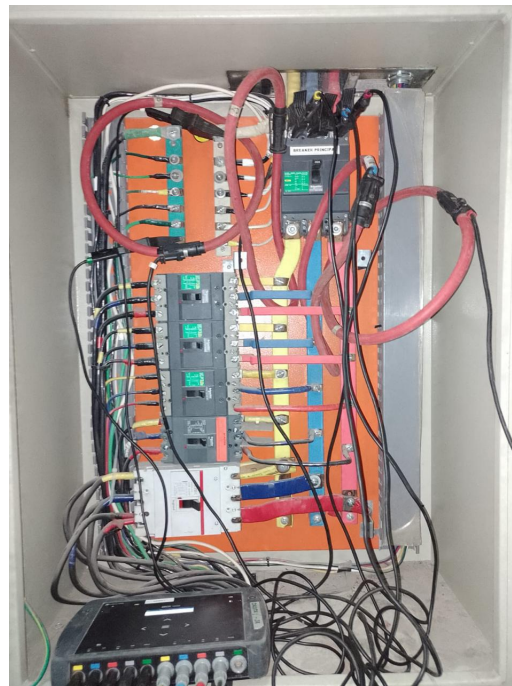


Figura 3.2: Conexión de analizador de redes MYeBOX 1500

Con el fin de determinar los índices de calidad de energía eléctrica para este proyecto se realizó una medición de la frecuencia, tensión de línea, tensión línea neutro, corriente, armónicos individuales tanto de tensión como de corriente, THD en tensión y en corriente, desbalance de tensión y corriente, potencia: Activa, reactiva y aparente, energía: Activa, reactiva y aparente y factor de potencia.

En la tabla **3.3** se presentan las principales características de la carga total del sistema medida desde la acometida principal:

**Tabla 3.3:** Caracterización de la carga en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

Potencia	Maxima	24/01/2020 7:11	3/02/2020 16:39	3/02/2020 17:01	5/02/2020 11:26	Promedio operación	Promedio general
S (kVA)	44	5	44	41	43	19.55	10.65
P (kW)	34	4	33	30	34	15.35	9.17
Q+ (kvar)	29	0	29	28	27	11.94	5.43
Q- (kvar)	1	1	0	0	0	1	0

### 3.3. Evaluación de parámetros medidos para la caracterización de la instalación eléctrica industrial

Al momento de realizar la caracterización de la instalación eléctrica con 40.288 registros con un periodo de registro de 1 minuto, se presentan las siguientes anomalías: Tensión de línea (Urms), Corriente (A), Armónicos individuales en corriente, THDv (%) (Total Harmonic Distortion) - Tensión, THDi (%) (Total Harmonic Distortion) - Corriente, TDD (%) (Total Demand Distortion), Desbalance de tensión, Desbalance de corriente, Factor de potencia (PF).

A continuación se muestran cada una de las anomalías presentadas en la instalación.

#### 3.3.1. Tensión de línea $V_{RMS}$

Los rangos de operación fueron normales para todas las medidas durante la evaluación, aunque se tiene un aumento en promedio del 15 % respecto a la tensión nominal, las caídas en tensión en 2 tiempos diferentes se aclaran que sucedieron por fallas en el suministro de energía por parte del operador de red, con una duración de 8 minutos. Los resultados obtenidos se presentan en la figura **3.3**:

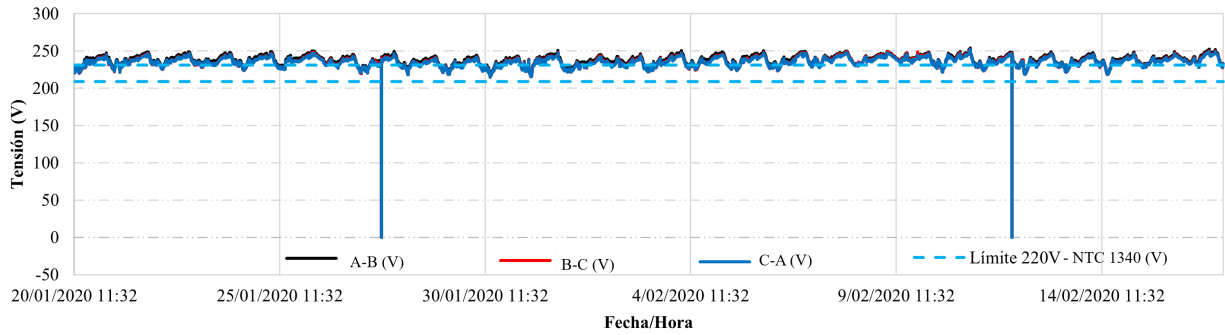


Figura 3.3: Tensión de línea en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

En la figura 3.3 se tuvo en promedio tensión de línea de 236.22V (1.074 PU), con máximos por línea de 254.07V (1.155 PU), 252.79V (1.149 PU) y 252.21V (1.146 PU) respectivamente presentados el 11/02/2020 a las 6:47.

Se presentan dos caídas de tensión por falla en el operador de red los días 27 de enero de 2020 a las 22:55 y 12 de febrero de 2020 a las 7:02 con duración de 8 minutos cada una.

Por otro lado, se puede observar cómo es el funcionamiento en condiciones normales, como se observa en la figura 3.4, donde la tensión contratada con el operador de red es superada con picos como se enunció en el párrafo anterior, lo cual se debe tener en cuenta en la simulación con una tensión promedio de 236.22 V.

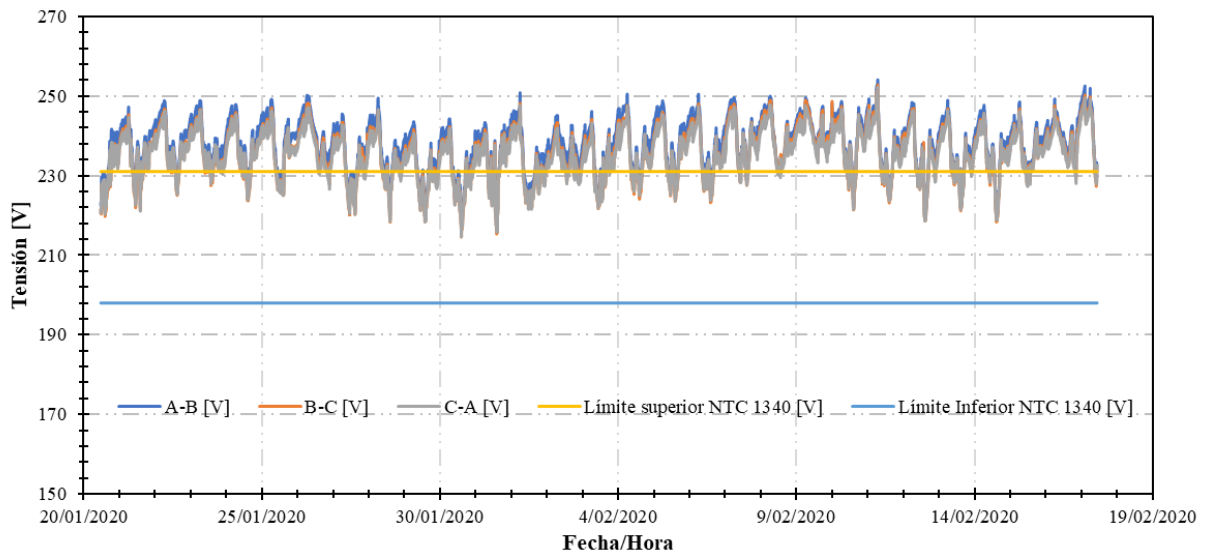


Figura 3.4: Tensión de línea sin eventos de tensión en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

### 3.3.2. Corriente $A_{RMS}$

En la tabla 3.4 se presentan los datos obtenidos de la corriente medida donde se presenta una máxima medida, un promedio en operación teniendo en cuenta el horario de trabajo que se liga a la operación de la carga y un promedio general que se toma durante toda la medida, esto se hace para las tres fases y el neutro.

**Tabla 3.4:** Corriente medida

	I máxima [A]	Fecha	Hora	Promedio de operación [A]	Promedio general [A]
<b>Fase A</b>	117.63	03/02/2020	16:30	54.38	25.54
<b>Fase B</b>	104.75	05/02/2020	11:26	48.02	20.81
<b>Fase C</b>	106.49	17/02/2020	8:46	48.31	22.36
<b>Neutro</b>	19.11	30/01/2020	17:45	11.15	3.32

En el conductor de neutro se presentó regularmente una corriente máxima entre 15 y 18 amperios durante la medición, tal como se observa en la figura 3.5, que corresponde a la corriente de desequilibrio de la instalación.

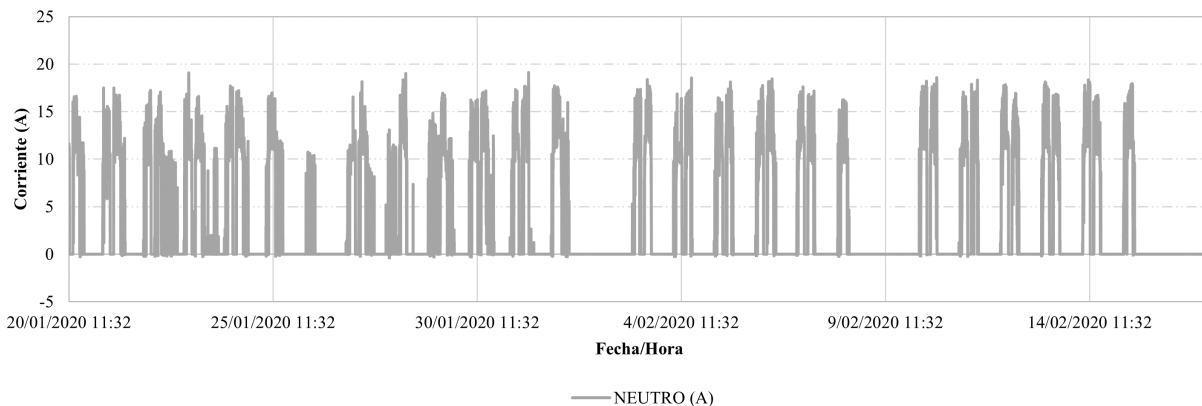


Figura 3.5: Corriente en neutro en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

### 3.3.3. Potencia

En la figura 3.6 se presenta la potencia horaria activa, reactiva inductiva, reactiva capacitiva y aparente, los 7 días de medición con el fin de obtener los datos necesarios para su

posterior simulación. Se puede observar que horarios de operación se enmarcan en potencias máximas y mínimas diferentes de 0, que llegan a 0 después del fin de la operación del día.

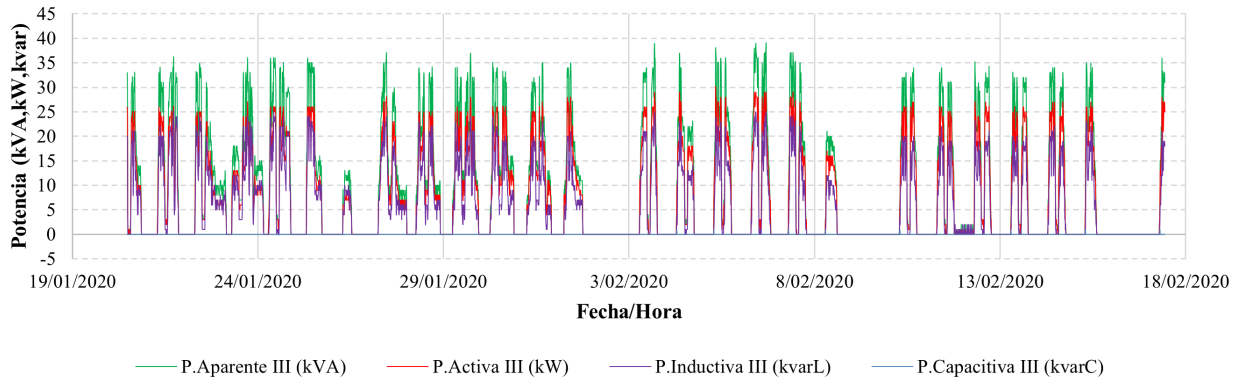


Figura 3.6: Potencia mensual en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

Teniendo en cuenta los días de operación, en las figuras 3.7 a 3.9 se presenta la distribución promedio semanal; inicialmente, se puede observar el promedio de potencia activa de lo comprendido en las jornadas de lunes a viernes:

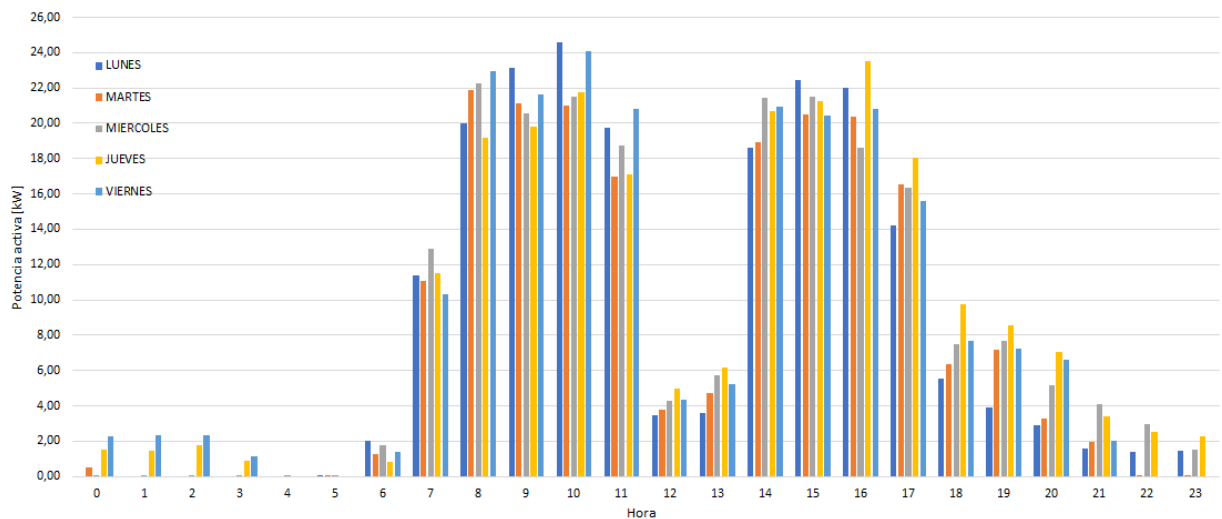


Figura 3.7: Potencia activa promedio de lunes a viernes en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

Por otro lado, haciendo el análisis de potencias reactivas, se evidencia a continuación el comportamiento basados en horas para los días correspondientes de lunes a viernes:

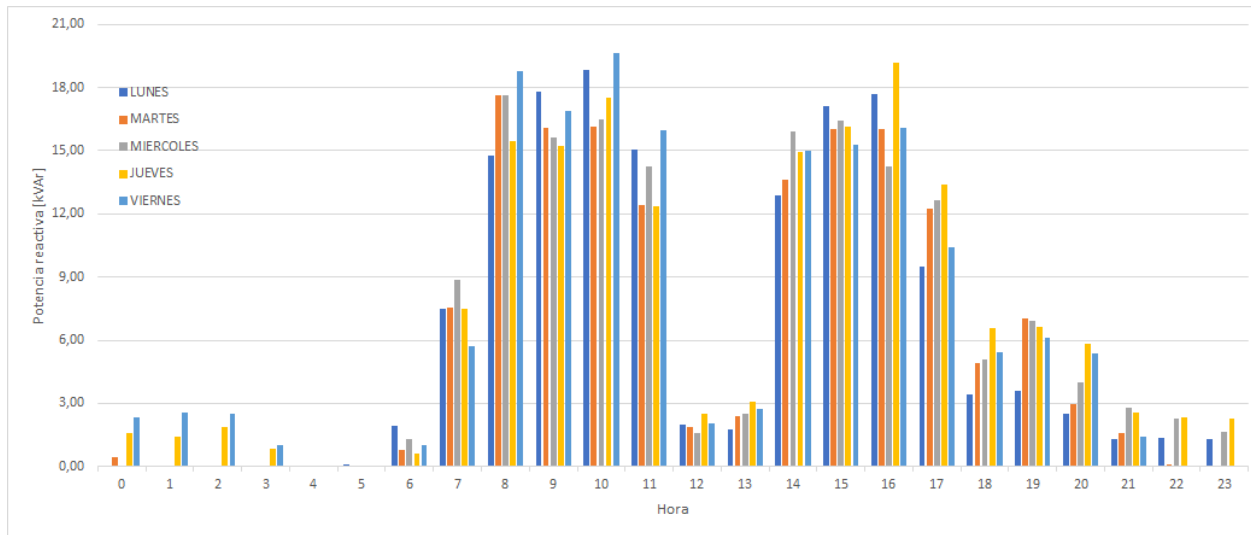


Figura 3.8: Potencia reactiva promedio de lunes a viernes en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

El sábado, al trabajarse solo a media jornada, se puede contemplar de forma diferente, ya que se puede realizar un análisis directo de potencias, tanto activas como reactivas:

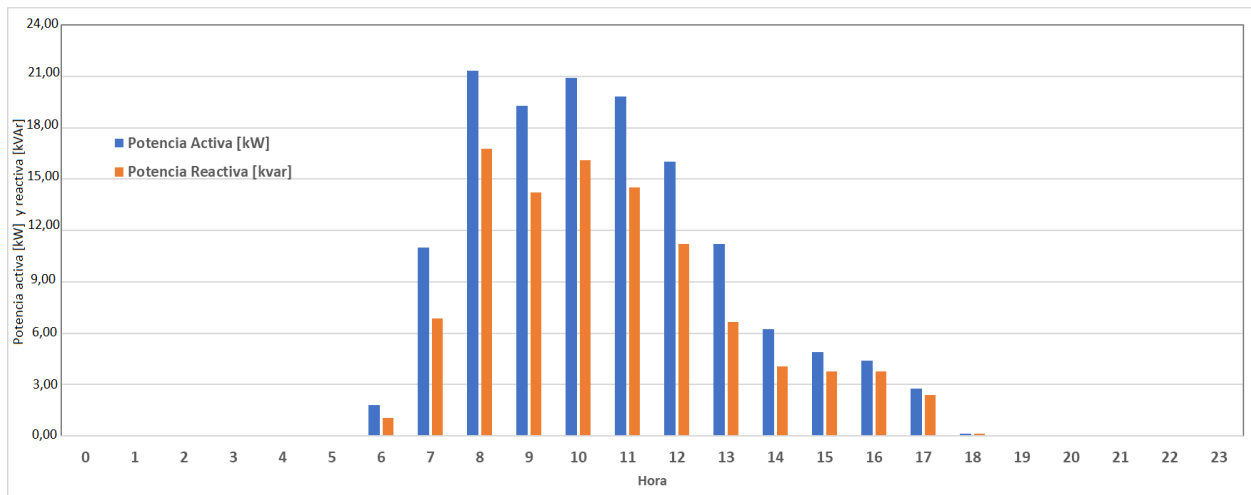


Figura 3.9: Potencia promedio sábado en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

Al analizar la tendencia de la carga mostradas en las figuras 3.7 a 3.9 se observa que de lunes a viernes es muy parecida y el día sábado cambia notoriamente, por lo tanto será una



coincidencia a corroborar con los resultados que se deriven de la misma.

El comportamiento de la carga se observa con mayor carga en operación entre las 8 a.m. y 10 a.m. y entre las 2 p.m. y 5pm para los días de lunes a viernes, y para el día sábado entre 8 a.m. y 12p.m.. Los días de menor consumo van desde las 12:00 a.m. hasta las 6 a.m. y desde las 9 p.m. hasta las 11 p.m. para los días de lunes a viernes, y los días sábado desde las 0 a.m. hasta las 6 a.m. y desde las 6 p.m. hasta las 11 p.m..

### 3.3.4. Armónicos Individuales de Corriente

La evaluación de armónicos individuales en corriente para la medición se realiza con base en la norma IEEE 519 (2014) tabla 2 y los límites se establecen según la relación mostrada en la Ecuación 3.2 mostrada en el aparte 3.3.7. Estos límites se representan numéricamente en la tabla 3.5, la cual muestra los armónicos individuales, resaltando en rojo aquellos que no cumplen con la norma IEEE 519. Se observa que el límite de distorsión armónica individual en corriente para las fases B Y C, 3er armónico están por fuera del rango establecido en la norma, con un valor de 10.65 % y 12.39 % respectivamente.

**Tabla 3.5:** Resumen de armónicos individuales de corriente en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

Fase	Armónico 3°	Armónico 5°	Armónico 7°
A	9.42	6.64	4.94
B	10.65	7.36	6.44
C	12.39	7.39	5.00

Adicionalmente, se logra evidenciar en la Figura 3.10 lo obtenido según la tabla anterior:

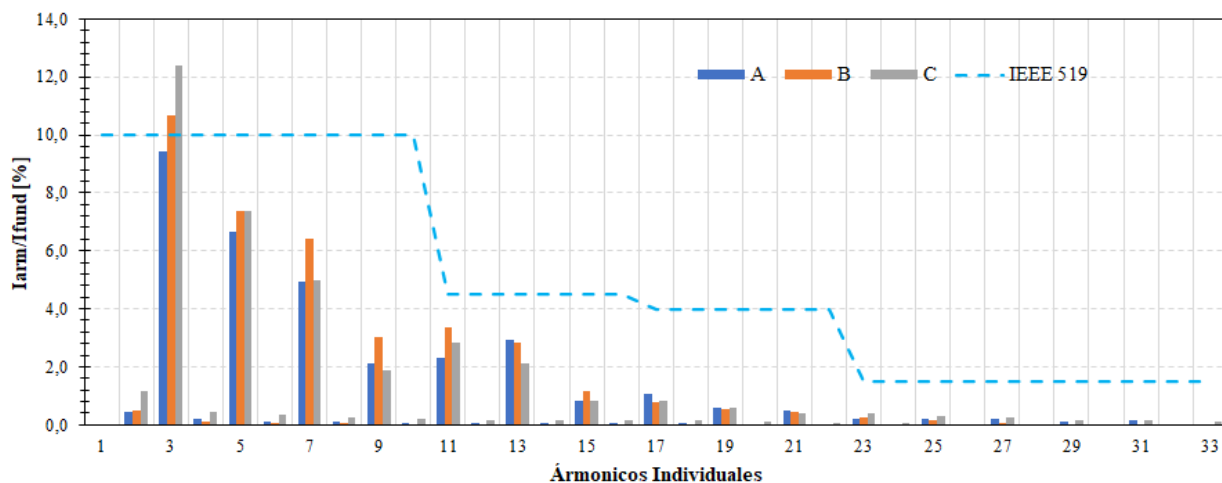


Figura 3.10: Armónicos Individuales de corriente en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

### 3.3.5. Distorsión Armónica Total en Tensión (THDv)

La evaluación de THDv se realiza con base en la norma IEEE 519 (2014), la cual establece los rangos de cumplimiento según el nivel de tensión en el punto de medición que para nuestro caso es del 8 (%) para tensiones menores o iguales a 1kV, los resultados obtenidos se presentan en la figura 3.11

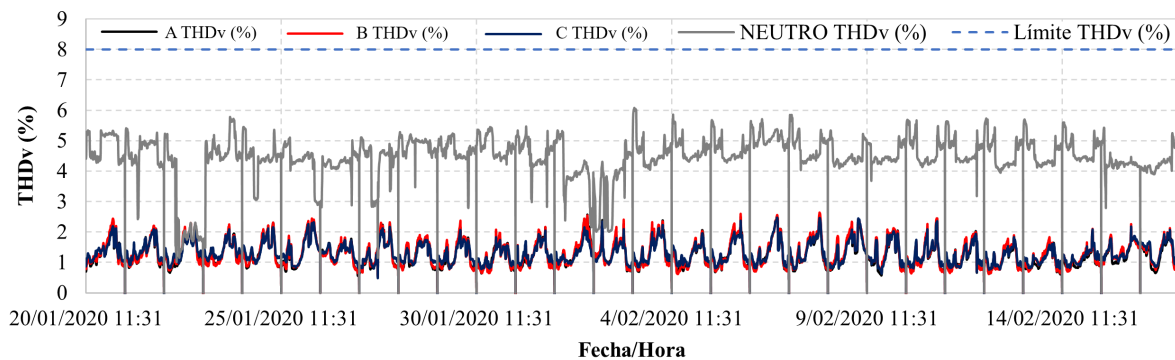


Figura 3.11:  $THD_v$  (%) Tensión en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

Teniendo como base la medición realizada de la distorsión Armonica total en tensión (THDv) se realiza un análisis estadístico para trabajar el percentil 95 para cada una de las líneas A, B, C y para el promedio.

A continuación, se presenta el percentil 95 de los datos obtenidos de THDv por línea y neutro, representados en histogramas (Figuras 3.12, 3.13, 3.14 y 3.15). En el eje horizontal se encuentra el rango de THDv que se obtuvo durante la medición, en el eje vertical izquierdo el porcentaje de THDv correspondiente a cada rango respecto al total de los datos obtenidos, en el eje vertical derecho el porcentaje acumulado y el valor correspondiente al percentil 95 % de los datos obtenidos:

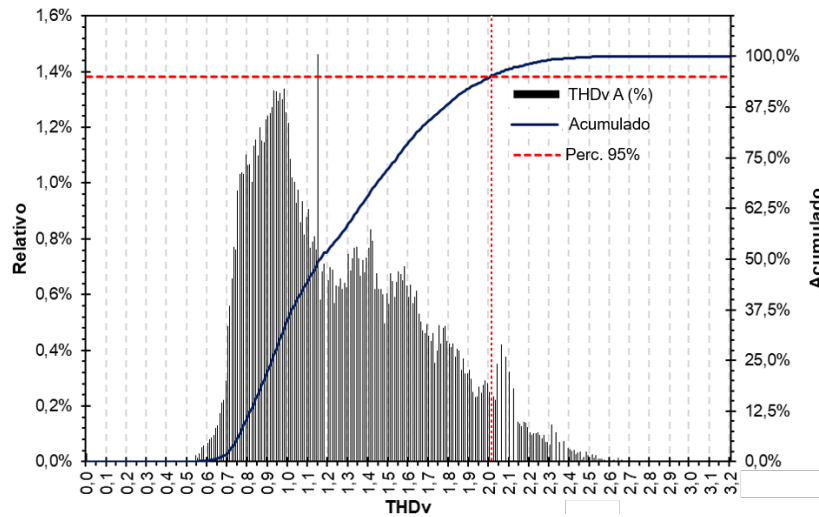


Figura 3.12: THDv (%) Fase A en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

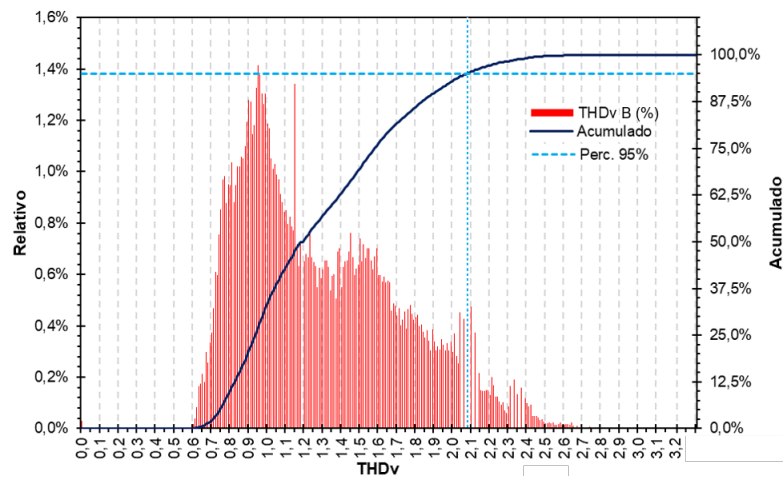


Figura 3.13: THDv (%) Fase B en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

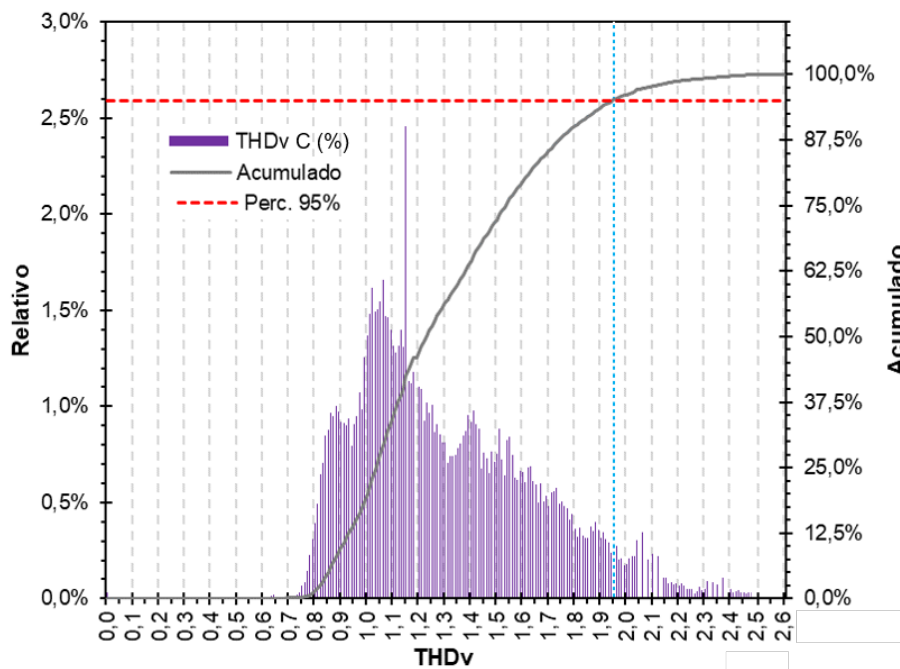


Figura 3.14: THDv (%) Fase C en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

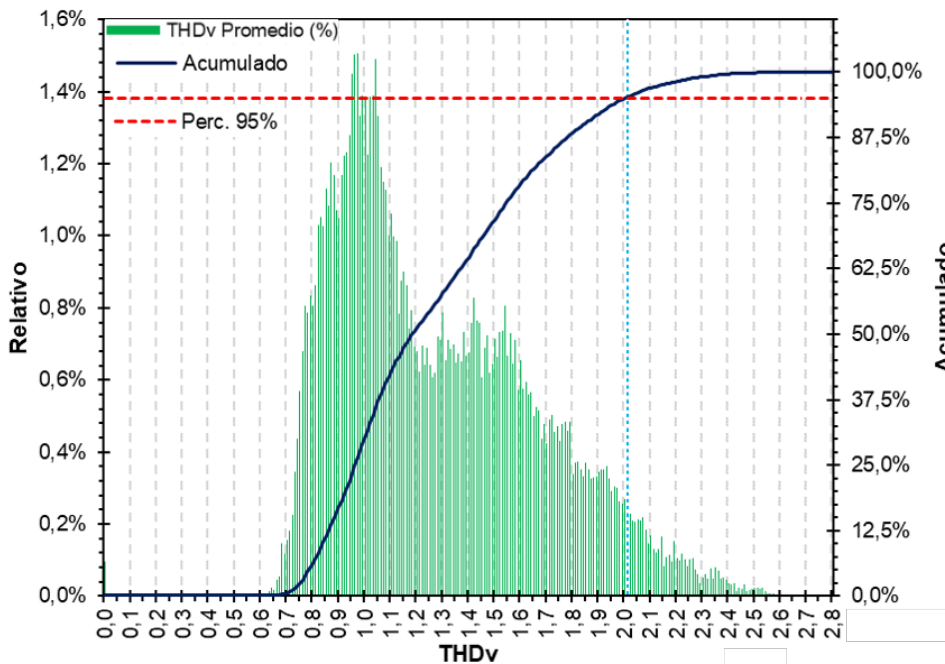


Figura 3.15: THDv promedio de las fases (%) en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

En la tabla **3.6** se presentan los principales datos de THDv.

**Tabla 3.6:** Datos principales de THDv en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

Fase	Máximo	Promedio	Percentil 95
A [%]	2.57	1.25	2.0
B [%]	2.64	1.28	2.07
C [%]	2.47	1.30	1.94
<b>Promedio [%]</b>	2.56	1.28	<b>2.0</b>

El límite de distorsión armónica total en tensión (THDv) está dentro del rango establecido en la norma IEEE 519, como se observa en la Figura **3.15**, el percentil 95 de los datos obtenidos para THDv de tensión es 2 %.

### 3.3.6. THDi (Total Harmonic Distortion) - Corriente

En la figura **3.16** se presentan los datos medidos de THD en corriente.

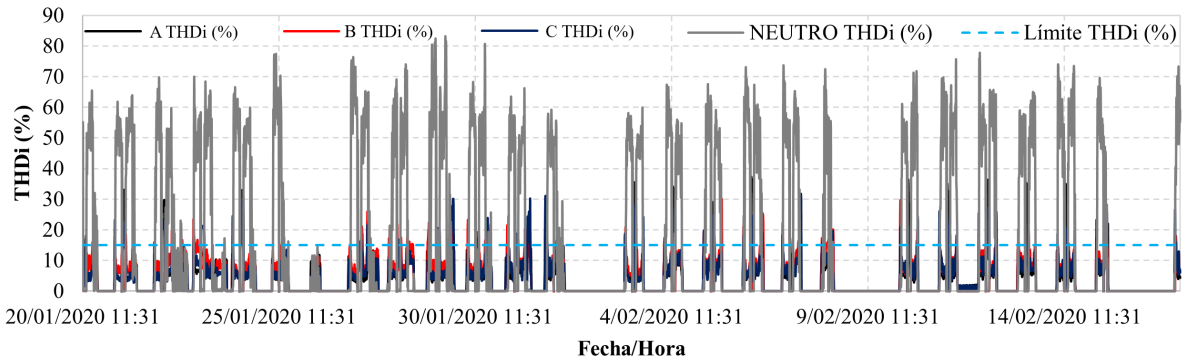


Figura **3.16:**  $THD_i$  (%) Corriente en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

Teniendo como base la medición realizada de la distorsión armónica total en corriente (THDi) se realiza un análisis estadístico para trabajar el percentil 95 para cada una de las líneas A, B, C y para el promedio.

Para un mejor análisis de los datos obtenidos para las figuras **3.17** a **3.20**, se presenta el percentil 95 de los datos obtenidos de THDi por fase representado en histogramas, en el eje horizontal se halla el rango de THDi que se obtuvo durante la medición, en el eje vertical izquierdo el porcentaje de THDi correspondiente a cada rango respecto al total de los

datos obtenidos, en el eje vertical derecho el porcentaje acumulado, el valor correspondiente al percentil 95 % de los datos obtenidos se marca en la intersección de las líneas en rojo punteadas, por lo tanto se muestra como sigue:

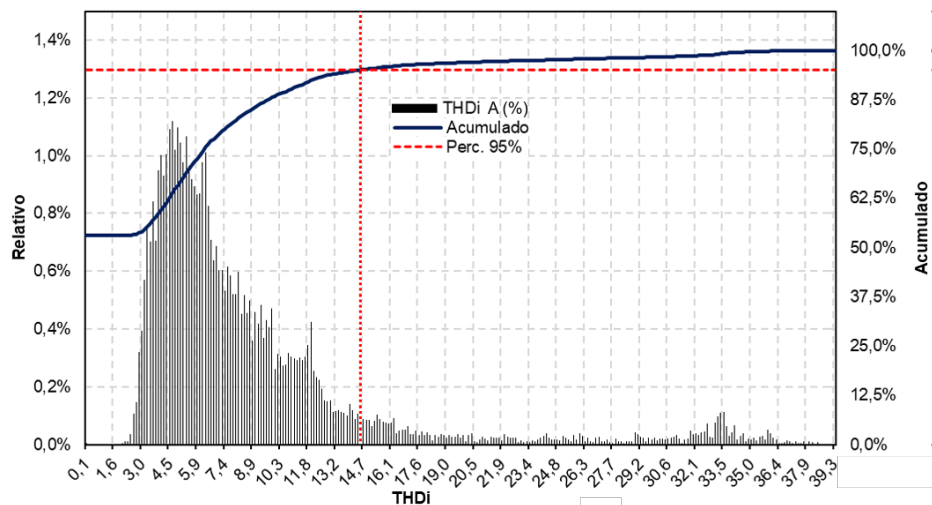


Figura 3.17: THDi (%) Fase A en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

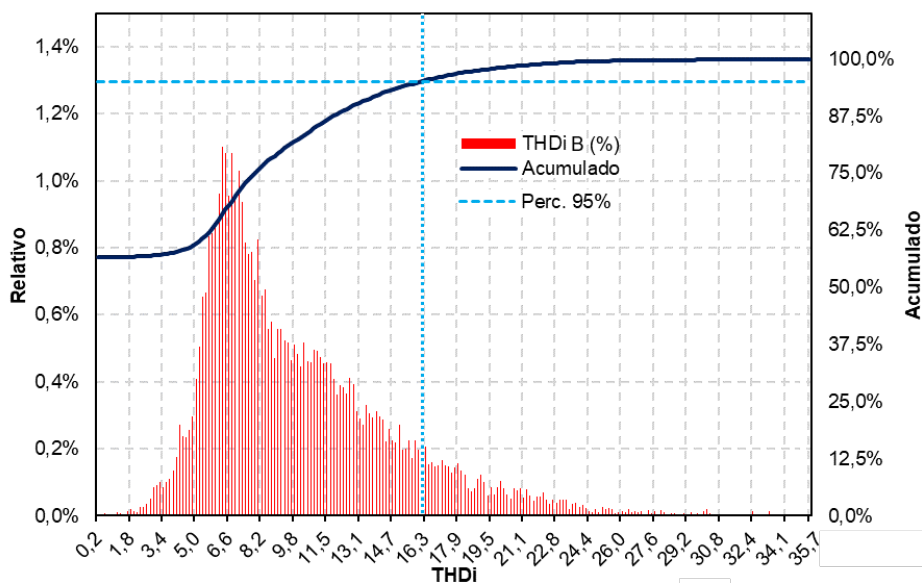


Figura 3.18: THDi (%) Fase B en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

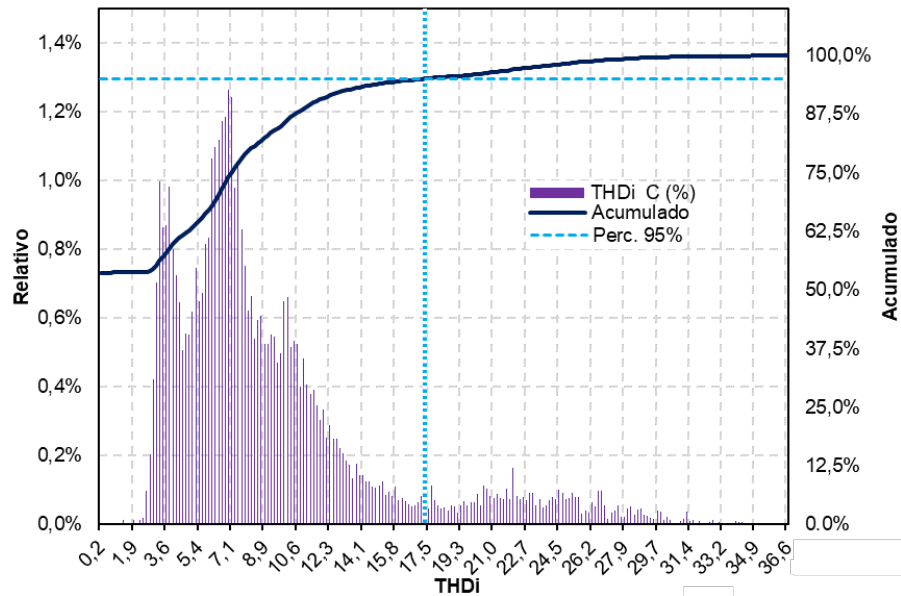


Figura 3.19: THDi (%) Fase C en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

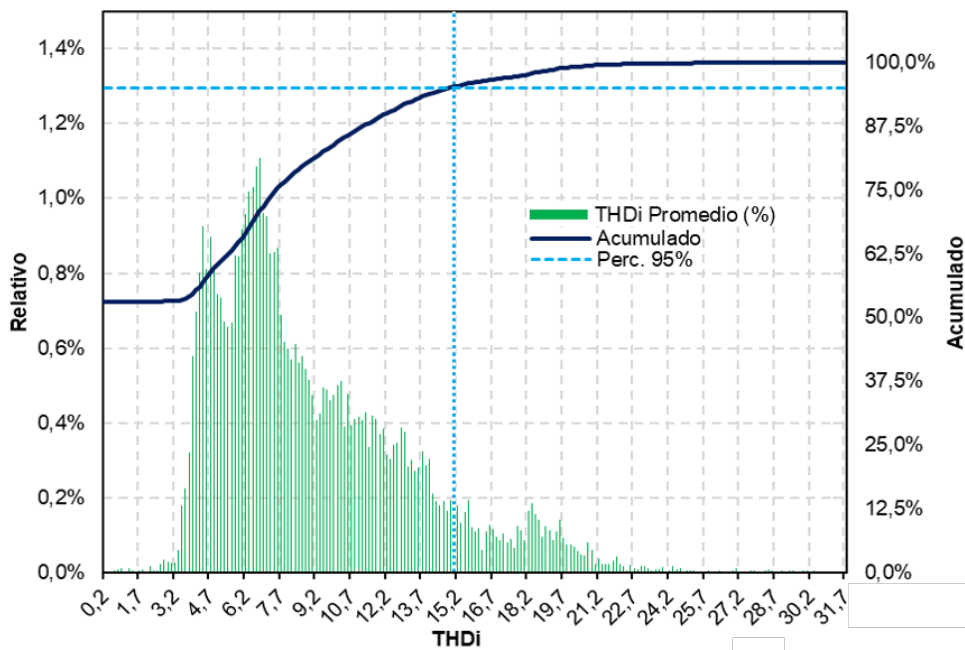


Figura 3.20: THDi Promedio de las 3 fases (%) en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

En la tabla 3.7 se presentan los datos principales de THDi obtenidos.

**Tabla 3.7:** Datos principales de THDi en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

Fase	Máximo	Promedio	Percentil 95
A [%]	37.30	4.12	13.24
B [%]	29.70	4.39	15.05
C [%]	31.73	4.34	16.23
<b>Promedio [%]</b>	32.91	4.28	<b>14.84</b>

De las figuras **3.17** a **3.20** y la tabla **3.7** mostradas anteriormente y teniendo en cuenta que en la norma IEEE 519 (2014) no se presenta ninguna recomendación ni límite para el THDi por ello la referencia será el límite de distorsión de demanda total (TDD) la que nos de una guía para la verificación de la aplicación de los límites, como se observa en la figura **3.20**, el percentil 95 % de los datos obtenidos para THDi es 14.84 %, pero por ahora no nos dice nada y se requiere complementar como se indicó con el TDD.

### 3.3.7. Distorsión Total de la Demanda (TDD)

La evaluación de TDD se realiza con base en la norma IEEE 519 (2014) en la tabla 2, la cual establece que según el periodo de muestreo de la medición de 10 minutos se debe usar el percentil 95 % para la representación de los datos y los rangos de cumplimiento de la norma se establecen según la relación:

$$\text{Relación} = \frac{I_{SC}}{I_L} \quad (3.1)$$

$$\text{Relación} = \frac{9841,20}{117,63} = 84,11 \quad (3.2)$$

Donde:

$I_{SC}$  es la máxima corriente de cortocircuito en el punto de conexión que en nuestro caso es en la subestación de alimentación de 150KVA, mientras que  $I_L$  Máxima corriente demandada en el punto de conexión bajo operación de carga normal.

Para un mejor análisis de los datos obtenidos para las figuras **3.21** a **3.24**, se presenta el percentil 95 de los datos obtenidos de TDD por fase representado en histogramas, en el eje horizontal se puede encontrar el rango de TDD que se obtuvo durante la medición, en el eje vertical izquierdo el porcentaje de TDD correspondiente a cada rango respecto al total de los datos obtenidos, en el eje vertical derecho el porcentaje acumulado, el valor correspondiente al percentil 95 % de los datos obtenidos se marca en la intersección de las líneas en azul punteadas, por lo tanto se muestra como sigue:



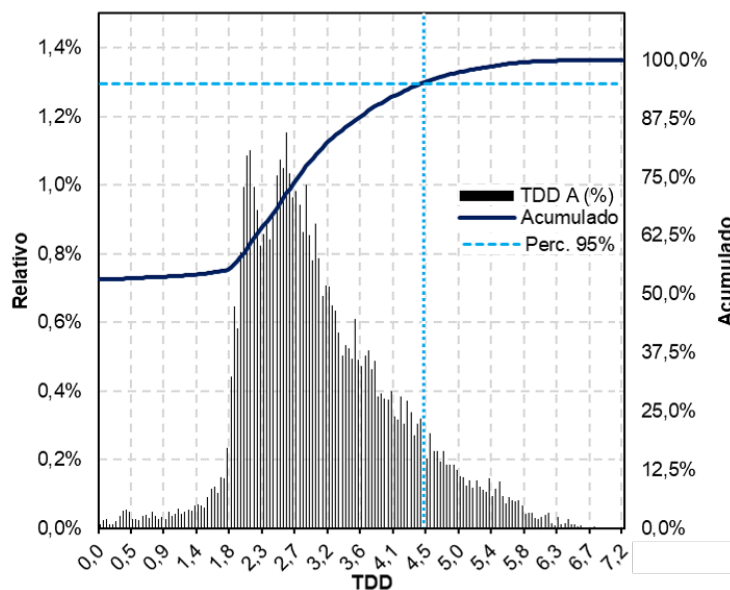


Figura 3.21: TDD (%) Fase A en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

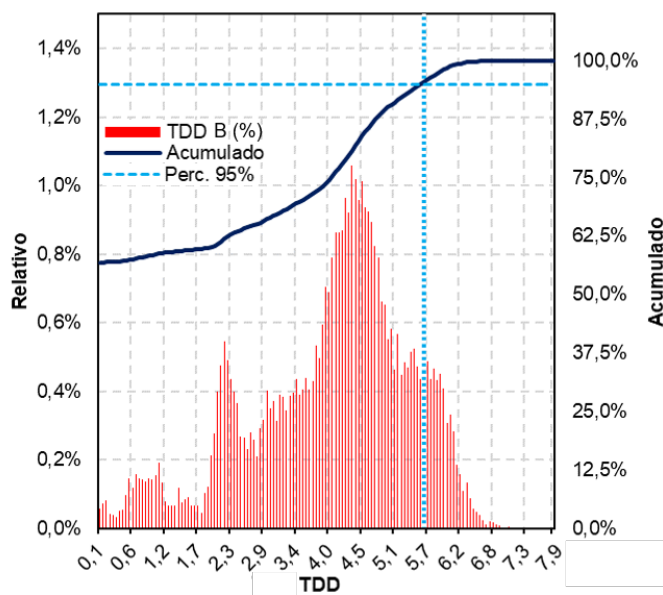


Figura 3.22: TDD (%) Fase B en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

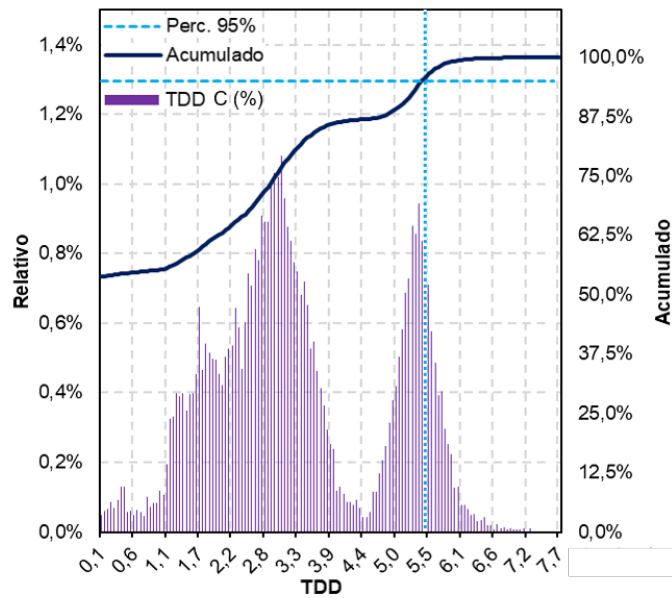


Figura 3.23: TDD (%) Fase C en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

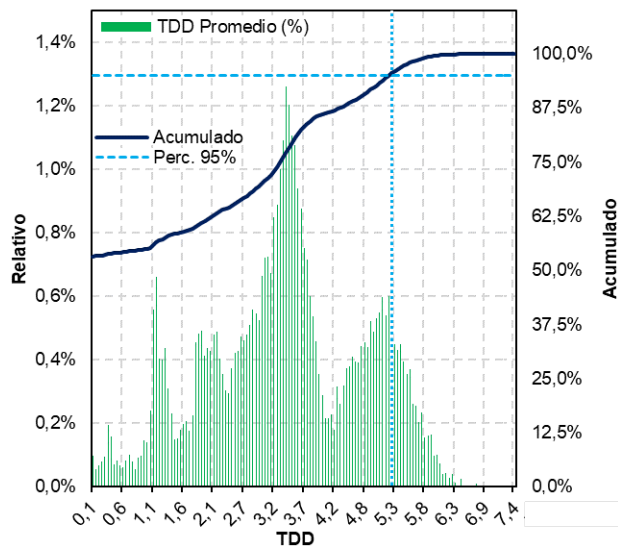


Figura 3.24: TDD promedio de las fases (%) en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

En la tabla 3.8 se presentan los datos de TDD obtenidos.

**Tabla 3.8:** Datos de TDD en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

Fase	Máximo	Promedio	Percentil 95
A [%]	6.38	1.45	4.41
B [%]	5.94	1.58	4.99
C [%]	6.96	1.44	4.91
<b>Promedio [%]</b>	6.43	1.49	<b>4.77</b>

De las figuras 3.21 a 3.24 y la tabla 3.8 mostradas anteriormente se puede evidenciar que se encuentran dentro de los límites establecidos en la norma IEEE 519 (2014), soportado además por lo mostrado en la figura 3.8 en cuanto al percentil 95 para el TDD del total de la medición con valor de 5.28 %, lo que indica que está dentro del rango establecido en la norma que es máximo el 12 %.

### 3.3.8. Desbalance de tensión

El análisis de desbalance de tensión y corriente se basa en la norma IEEE 1159 (2009), donde se recomiendan porcentajes para desbalance en tensión para sistemas trifásicos que van desde 0.5 % hasta 2 %.

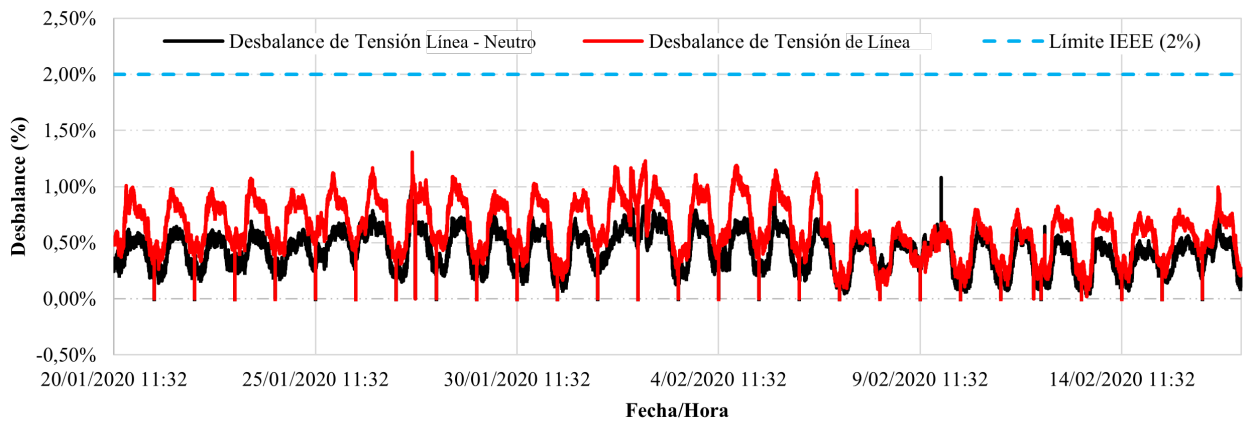


Figura 3.25: Desbalance de tensión de línea en relación a medición obtenida desde el 20 de enero de 2020 al 17 de febrero de 2020

Como se observa en la Figura 3.25 el desequilibrio en tensión está dentro de los rangos establecidos por la norma IEEE 1159 (2009), ya que el límite superior es del 2 %, mientras que los límites de desbalance para tensión de línea y tensión línea neutro no superan el 1 %.

### 3.3.9. Desbalance de corriente

El análisis de desbalance de tensión y corriente se basa en la norma IEEE 1159 (2009), donde se recomiendan porcentajes para desbalance en corriente para sistemas trifásicos que van desde 1 % hasta 30 %.

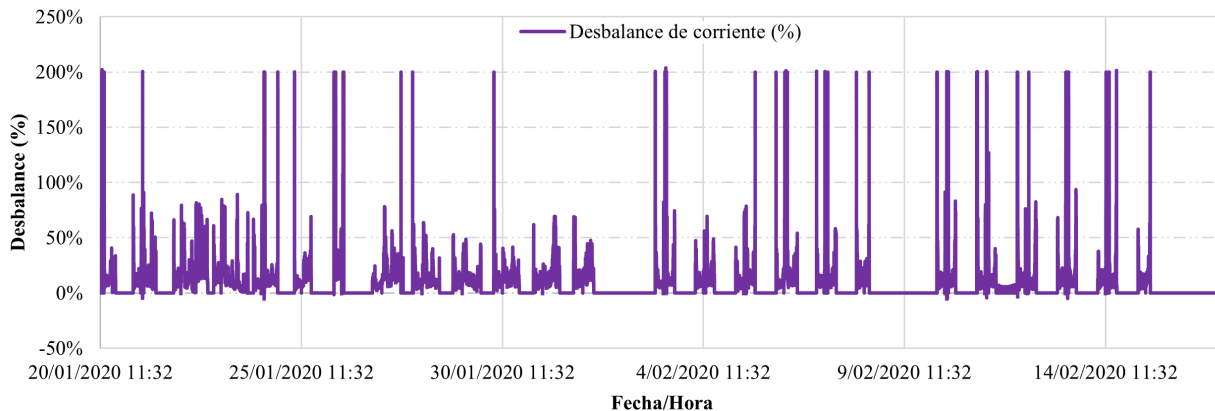


Figura 3.26: Desbalance de corriente en relación a medición obtenida desde el 20 de enero de 2020 al 17 de febrero de 2020

Aunque en la norma IEEE 1159 de 2009 se da el rango del límite para el desequilibrio de corriente que no supere el 30 %, como se observa en la Figura 3.26 el desequilibrio en corriente presenta unos picos de 200 %, los cuales se dan por la existencia de múltiples cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas en el sistema lo que hace que se tenga circulación de corriente desequilibrada en diferentes momentos de la medición. Aunque en promedio en operación se obtuvo un desequilibrio de 18.73 % que es aceptable para este tipo de instalaciones por tener esta característica de carga atípica en la mayoría de los casos, estos picos de desequilibrio pueden generar calentamientos en conductores del neutro, circulación de corrientes con magnitudes considerables como peligrosas por tierra, tensiones entre neutro y tierra, en general, alteración de múltiples parámetros en la instalación que afectan los índices de calidad de energía.

### 3.3.10. Factor de Potencia

La instalación medida tiene la particularidad de presentar factor de potencia positivo y negativo, que es interpretado en transiciones de potencia inductiva a potencia capacitiva.

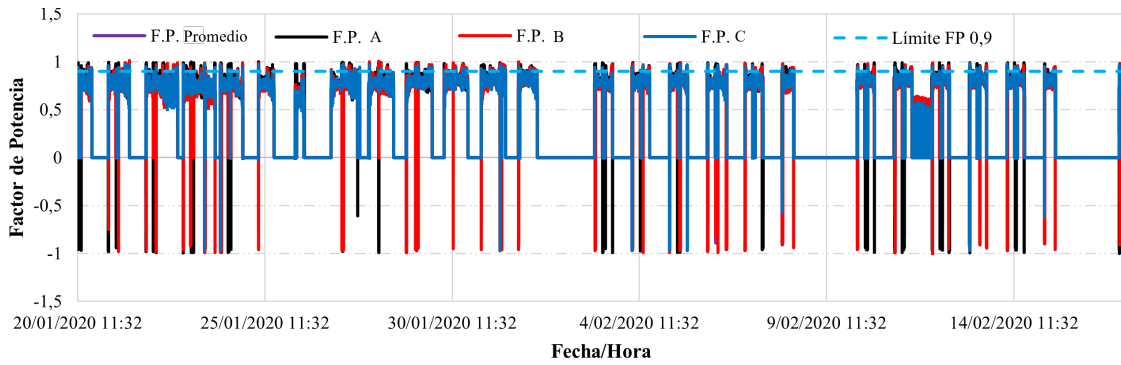


Figura 3.27: Factor de Potencia Medido en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero

El factor de potencia medido por el analizador de redes presenta picos negativos mostrados en la figura 3.27 teniendo una tendencia atípica para este tipo de instalaciones donde predomina la potencia reactiva inductiva, por lo tanto para validar estos datos medidos se realiza el cálculo matemático del factor de potencia por medio de la siguiente expresión:

$$FactordePotencia = \frac{P}{\sqrt{P^2 + (Q_L - Q_C)^2}} \quad (3.3)$$

Donde:

$P$  corresponde a potencia activa,  $Q_L$  a la potencia reactiva inductiva y  $Q_C$  a la potencia reactiva capacitiva

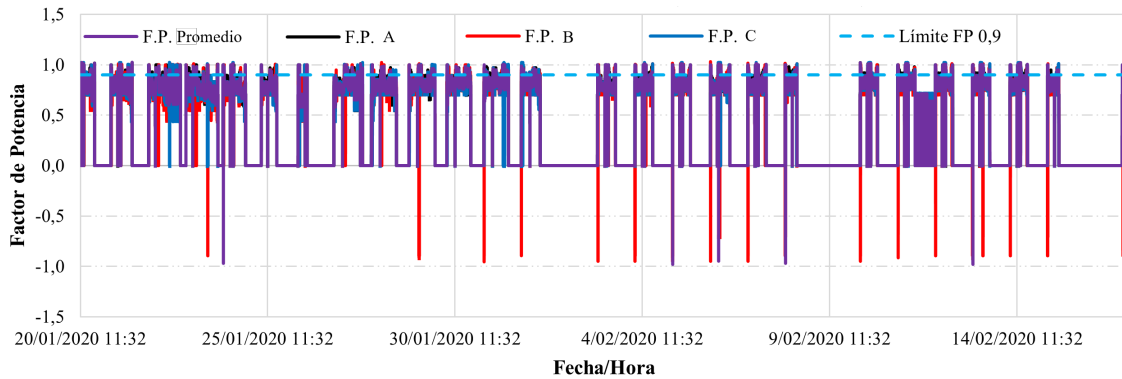


Figura 3.28: Factor de Potencia Calculado según ecuación 3.2

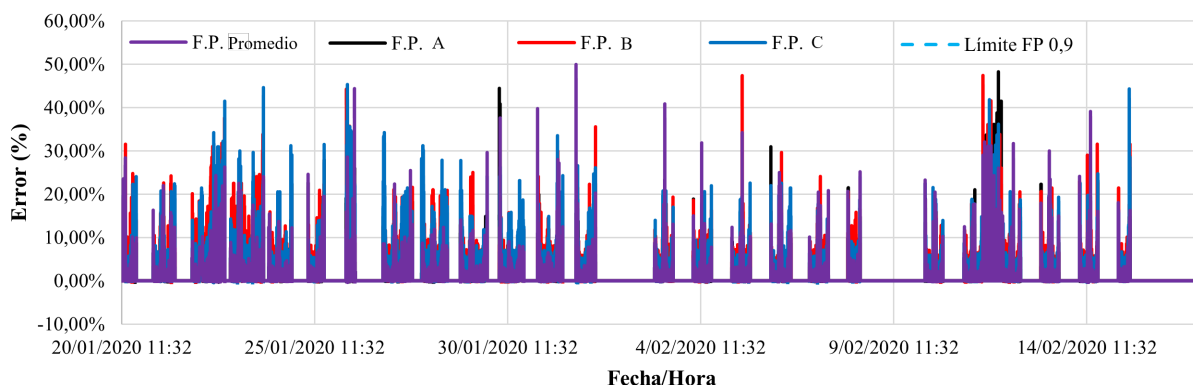


Figura 3.29: Error entre Factor de Potencia Medido vs Calculado

Los errores entre el factor de potencia medido y calculado mostrados en la figura 3.28 se presentan en la transición de energía reactiva inductiva a energía capacitiva en mayor proporción, pero nunca se mantienen los picos de energía capacitiva en el factor de potencia calculado, mostrado en la figura 3.27 lo que amerita un análisis más profundo del factor de potencia mediante el análisis del factor de potencia real.

A continuación, en la tabla 3.9 se muestra el porcentaje de error para el factor de potencia medido vs calculado y en la tabla 3.10 se muestran las características principales del factor de potencia calculado y medido.

Tabla 3.9: Error para el factor de potencia medido vs calculado

Fase	Máximo	Promedio	Percentil 95
A [%]	47.31	1.41	6.38
B [%]	47.31	1.73	8.17
C [%]	44.31	2.18	11.80
<b>Promedio [%]</b>	<b>46.31</b>	<b>1.77</b>	<b>8.78</b>

Tabla 3.10: Características principales del Factor de Potencia calculado y medido

Fase	Máximo calculado	Máximo medido	Mínimo calculado	Mínimo medido	Promedio en operación calculado	Promedio en operación medido	Promedio general calculado	Promedio general medido
A	1	1	0	-1	0.83	0.74	0.39	0.35
B	1	1	-0.95	-0.99	0.78	0.74	0.34	0.32
C	1	0.98	0	-0.97	0.79	0.78	0.36	0.36
<b>Promedio</b>	<b>1</b>	<b>0.98</b>	<b>-0.98</b>	<b>-0.97</b>	<b>0.81</b>	<b>0.78</b>	<b>0.38</b>	<b>0.36</b>

Para analizar puntualmente cuando el factor de potencia es negativo se muestra en la tabla 3.11 las fechas en las que ocurren, siendo relativamente pocas, pero ratificando que el

factor de potencia negativo se da cuando existe potencia inductiva capacitiva en la instalación.

**Tabla 3.11:** Fechas de factor de potencia negativo

Fecha / Hora	24/01/2020	05/02/2020	06/02/2020	08/02/2020	08/02/2020	08/02/2020	08/02/2020	13/02/2020
Potencia	07:10	06:58	12:24	07:12	07:13	07:14	07:17	07:18
S (kVA)	5	6	3	3	3	3	5	5
P (kW)	4	5	3	2	2	2	4	5
Q- (kVAr)	1	1	1	1	1	1	1	1
Q+ (kVAr)	0	0	0	0	0	0	0	0
F.P.	-0.970	-0.981	-0.949	-0.894	-0.894	-0.894	-0.970	-0.981

### 3.3.11. Factor de Potencia Real (TPF - True Power Factor)

El factor de potencia real se presenta en la figura 3.30 y determina la potencia aprovechable teniendo en cuenta el desfase entre tensión y corriente (factor de potencia) y el cambio de la onda sinusoidal debido a la presencia de armónicos (TDD), calculado con la siguiente fórmula:

$$TPF = PF \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + TDD^2}} \quad (3.4)$$

Donde TPF, es Factor de Potencia Real (True Power Factor), PF Factor de Potencia (Power Factor) y TDD es la Distorsión total en corriente demandada

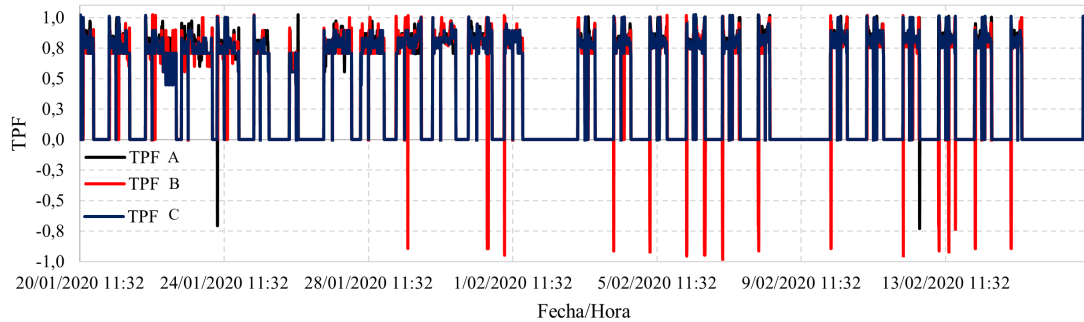


Figura 3.30: Factor de Potencia Real desde 20 de enero de 2020 hasta 17 de febrero de 2020

En la Figura 3.31 se presenta el porcentaje de diferencia entre el factor de potencia medido y el factor de potencia real (TPF) donde se evidencia que hay una buena medida de porcentaje debido a que el error tiene un máximo de 0.2% por lo tanto se deduce que no hay afectación de la medida del factor de potencia debida a la influencia de armónicos en la carga.

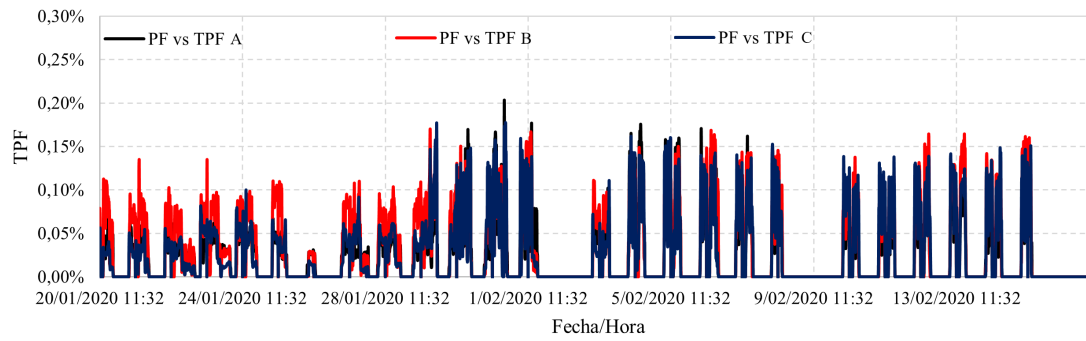


Figura 3.31: Factor de Potencia vs Factor de Potencia Real en relación a medición obtenida desde el 20 de enero al 17 de febrero y según ecuación 3.2



---

## Capítulo 4

# Modelamiento

---

Al momento de realizar el modelamiento en el software seleccionado, que en este caso fue ETAP, se obtiene el siguiente diagrama:

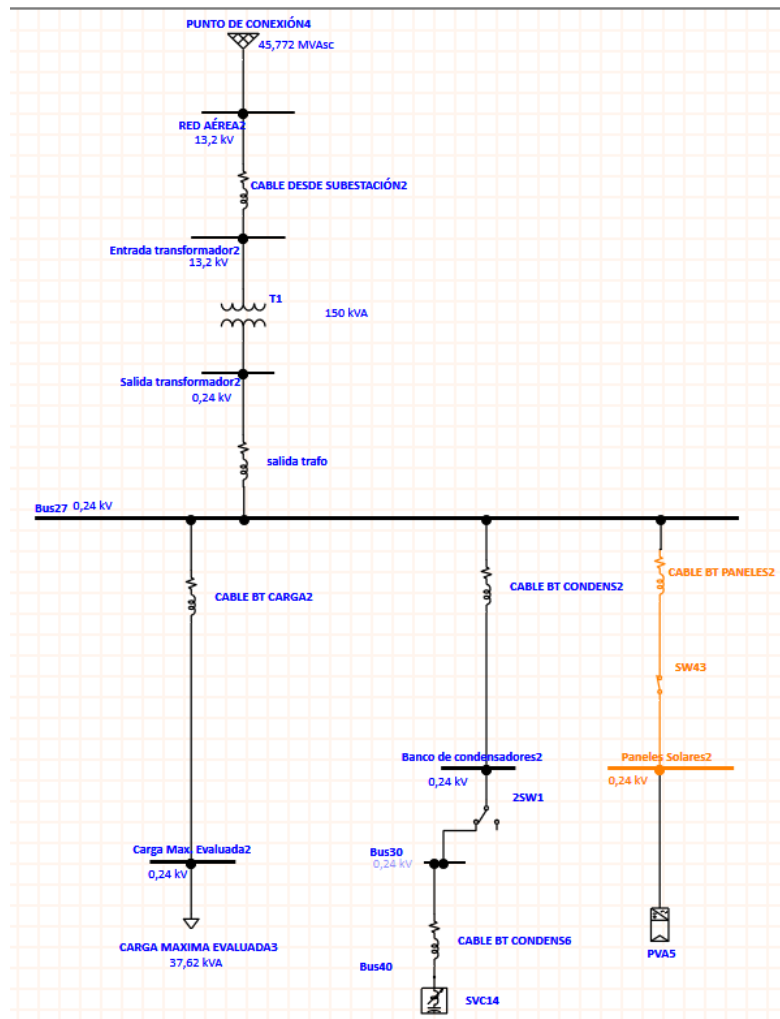


Figura 4.1: Diagrama de ETAP

Para la simulación en ETAP se debe tener en cuenta la potencia obtenida para cada hora de los 7 días de la semana.

1. Calcular la potencia reactiva total, restando la potencia reactiva capacitiva de la potencia reactiva inductiva. Esto se hace punto a punto, en el archivo de medida obtenido con el analizador de redes.
2. Obtener los promedios de potencia aparente, activa y reactiva hora a hora para los 7 días de la semana.
3. Calcular el porcentaje de potencia activa y reactiva calculado anteriormente en relación con la potencia aparente máxima.

$$PotenciaActiva(\%) = \frac{P_i}{S_{max}} \quad (4.1)$$

$$PotenciaReactiva(\%) = \frac{Q_i}{S_{max}} \quad (4.2)$$

Donde:

$P_i$  y  $Q_i$  corresponde a la potencia activa y reactiva para cada hora de los 7 días de la semana.

$S_{max}$  corresponde a potencia aparente máxima obtenida de los promedios calculados hora a hora.

4. En ETAP ingresar los perfiles de carga con los porcentajes obtenidos.
5. Realizar correcciones directamente en carga activa y reactiva en la carga simulada en ETAP para aproximar los datos simulados con los obtenidos.

En las figuras 4.2 y 4.3 mostradas se tienen las curvas porcentuales de demanda respecto a la potencia activa y reactiva aparente de manera respectiva:

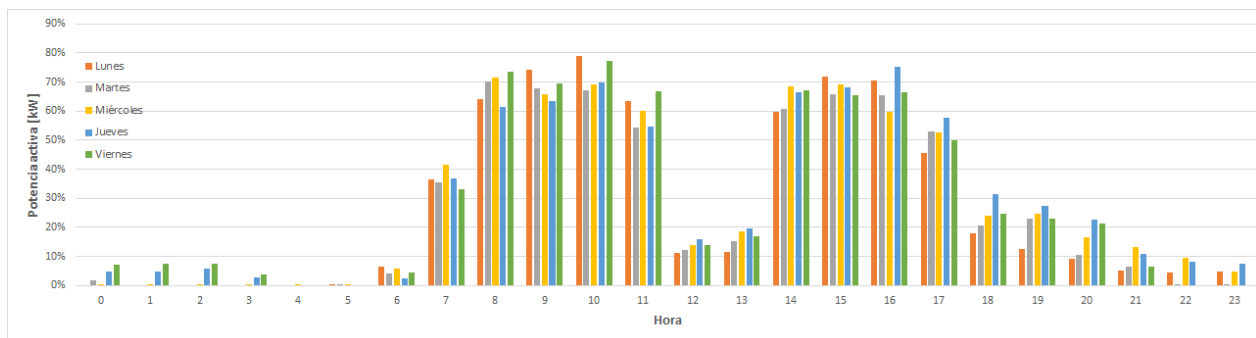


Figura 4.2: Curva porcentual horaria de la potencia activa de lunes a viernes en relación a las medidas obtenidas

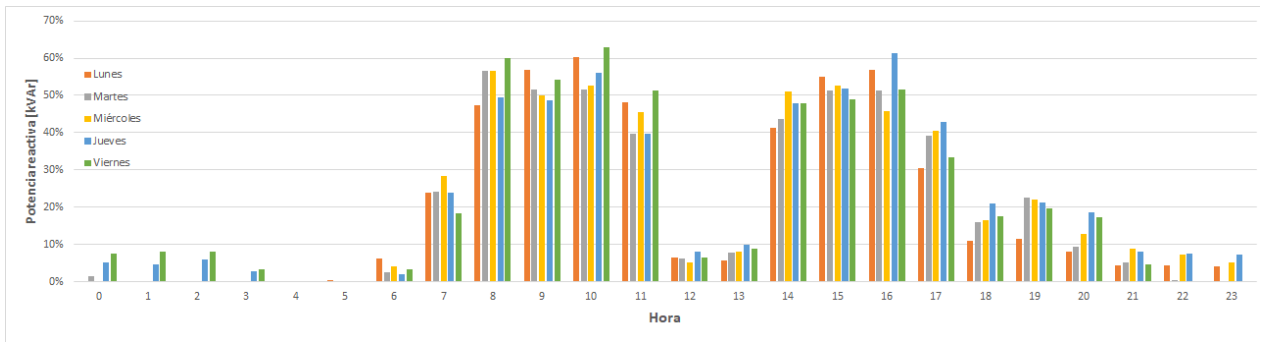


Figura 4.3: Curva porcentual horaria de la potencia reactiva de lunes a viernes en relación a las medidas obtenidas

Mientras que para el caso del día sábado, se puede observar la gráfica de las potencias establecidas en este horario especial:

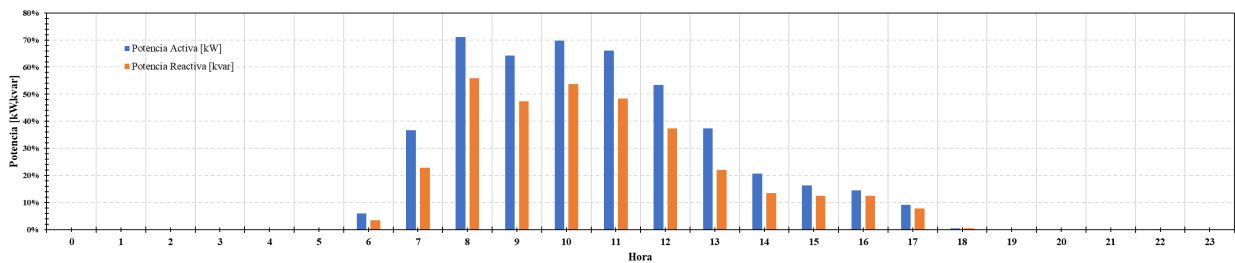


Figura 4.4: Curva Porcentual respecto a la potencia aparente máxima - Sábado en relación a las medidas obtenidas

Al analizar la tendencia de la carga mostradas en las figuras 4.2 a 4.4 se puede observar que de lunes a viernes es muy parecida y el día sábado cambia notoriamente, debido a esto con el ánimo de minimizar el error de la medición respecto a la simulación se aumentó la potencia aparente obtenida ya que se midió una potencia aparente máxima de 31.20 kVA y en el simulador fue necesario aumentar la carga a 37.62 kVA con un factor de potencia de 0.7124. Cabe destacar que en el ingreso de las curvas porcentuales en el software ETAP solo se pudieron ingresar números enteros, pese a esto se obtuvo una diferencia máxima entre los datos medidos y los obtenidos de 220 W y una potencia mínima de -280 var. En la figura 4.5 se presenta la comparación entre potencia activa medida y simulada, en la figura 4.6 se presenta la comparación entre la potencia reactiva medida y simulada. Para estas 2 gráficas se encuentran resultados similares, mientras que en la figura 4.7 se presenta la diferencia entre la potencia activa medida y simulada en color claro y entre la potencia reactiva medida y simulada en color oscuro.

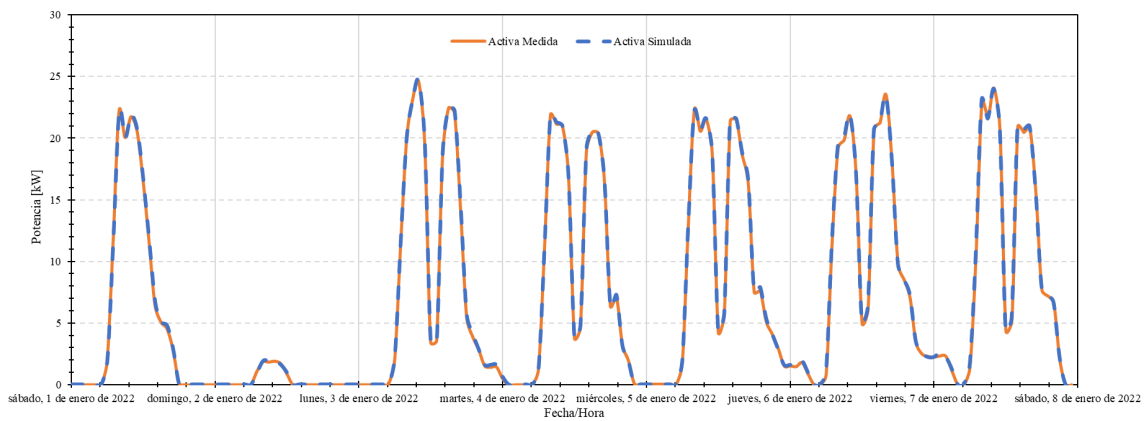


Figura 4.5: Potencia trifásica activa medida y simulada

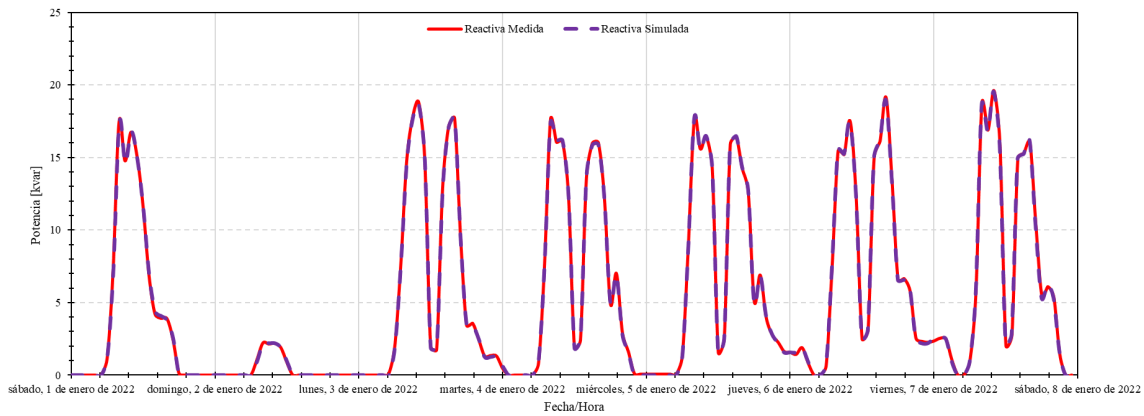


Figura 4.6: Potencia trifásica reactiva medida y simulada

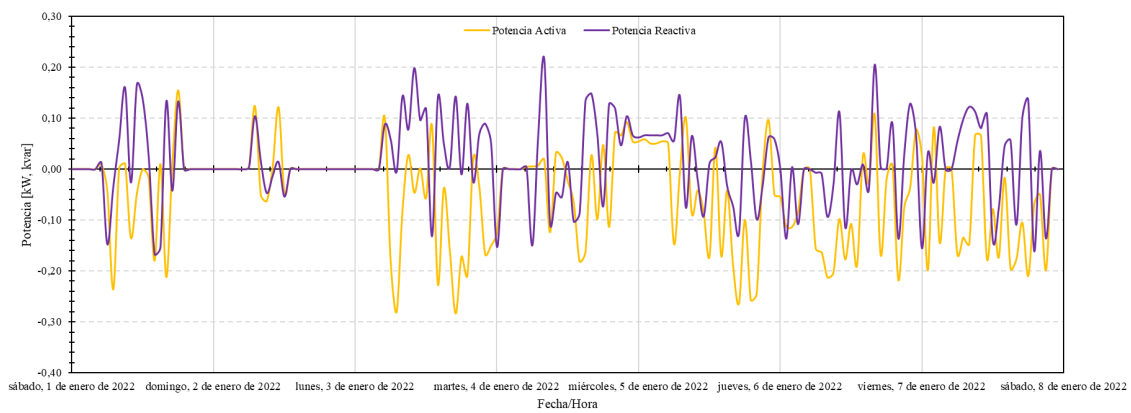


Figura 4.7: Muestreo de diferencia trifásica medida y simulada de potencia activa y reactiva

Al verificar que la diferencia entre la potencia medida y simulada es baja, del orden de 0.3kw para potencia activa y 0.3kvar para potencia reactiva, se complementa el analisis con las graficas 4.8 y 4.9 donde nos muestran la incidencia de los porcentajes de error de acuerdo a la curva de potencia real, por lo que se logra deducir que el error es aceptable para la simulación ya que en valores grandes de potencia el error es pequeño y en valores cercanos a cero el error es grande, lo que no incide en resultado.

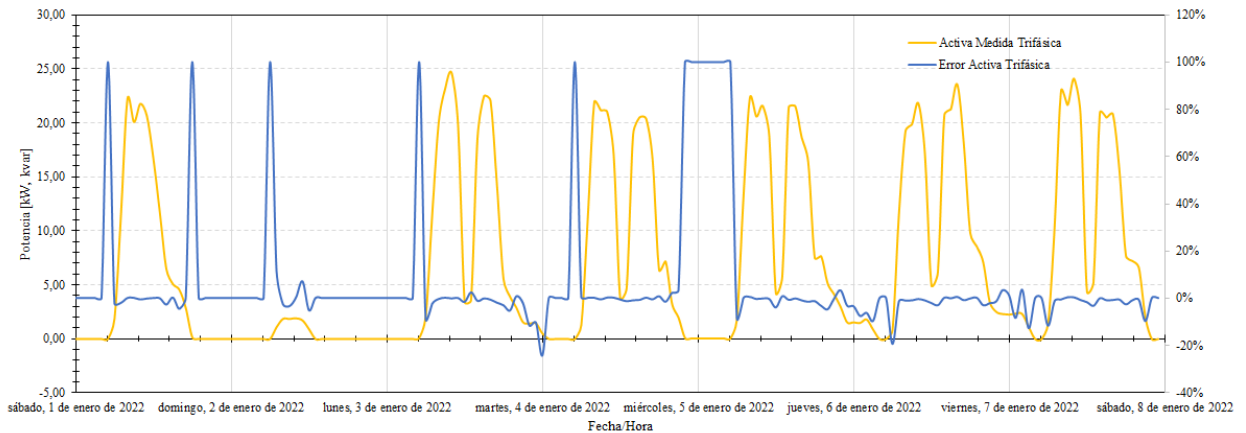


Figura 4.8: Potencia trifásica activa medida y % de error potencia trifásica activa simulada

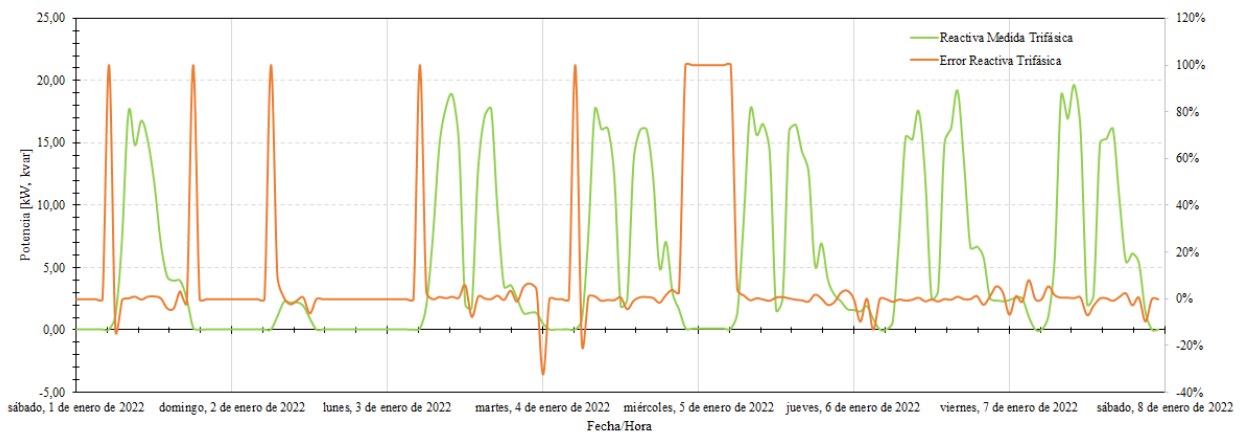


Figura 4.9: Potencia trifásica reactiva medida y % de error potencia trifásica reactiva simulada

## 4.1. Simulación de los armónicos en ETAP

La simulación de la afectación de armónicos en ETAP se realizó configurando un perfil de armónicos individuales de corriente según lo indica la norma IEEE 519, obteniendo el percentil 95 de los datos medidos durante el tiempo de medición, como se presenta en la figura 4.10:

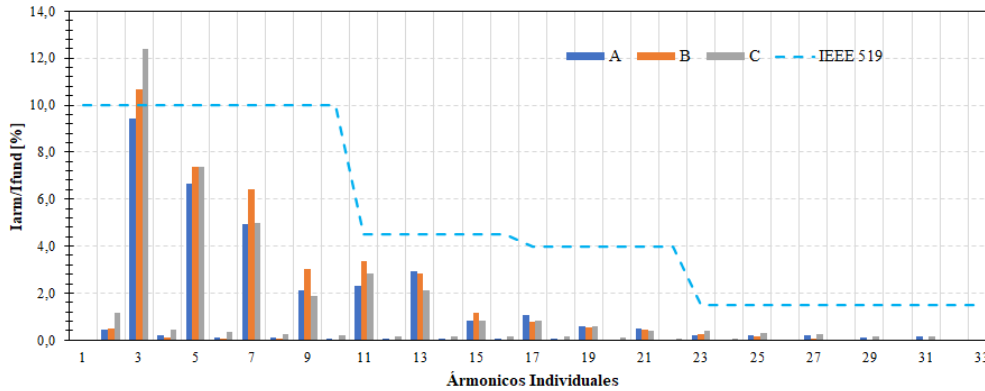


Figura 4.10: Armónicos individuales de corriente por fase

En el perfil de armónicos mostrado en la figura 4.10 se tienen los armónicos impares representativos 3,5,7,9,11,13,15,17, pero únicamente sobrepasando el límite normativo señalado con línea azul punteada en el armónico 3, línea B y C.

Para realizar el perfil de armónicos individuales de corriente es necesario hallar un promedio para las fases, el cual se presenta en la figura 4.11:

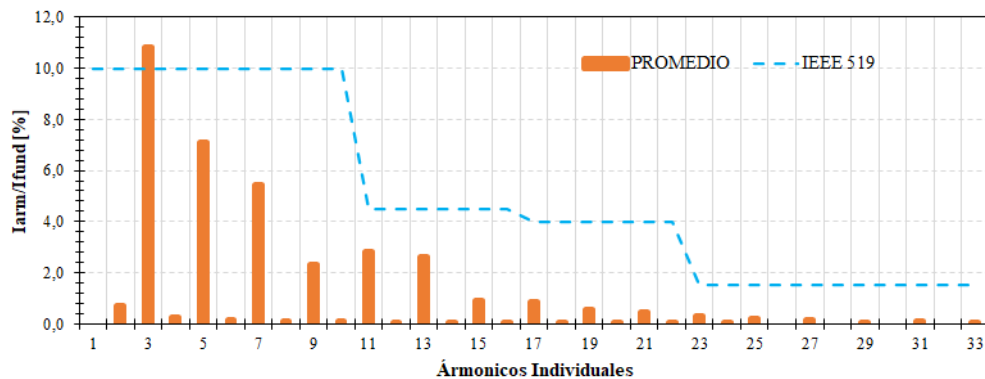


Figura 4.11: Armónicos individuales de corriente promedio

En el análisis de la figura 4.11 al tener el promedio de las tres fases no se supera en ningún orden armónico el límite normativo señalado con línea azul punteada.

## 4.2. Simulación del sistema fotovoltaico en ETAP

Para la implementación del sistema fotovoltaico es necesario primero obtener el dato de irradiancia en el punto más cercano de medición del IDEAM respecto a la ubicación de la implementación de los paneles. El punto más cercano es la estación Fedearroz ubicada en Valledupar, en la figura 4.12 se presenta la localización del proyecto en la ciudad de Valledupar, y en la figura 4.13 se presenta el promedio horario mensual de la irradiancia en la estación Fedearroz.

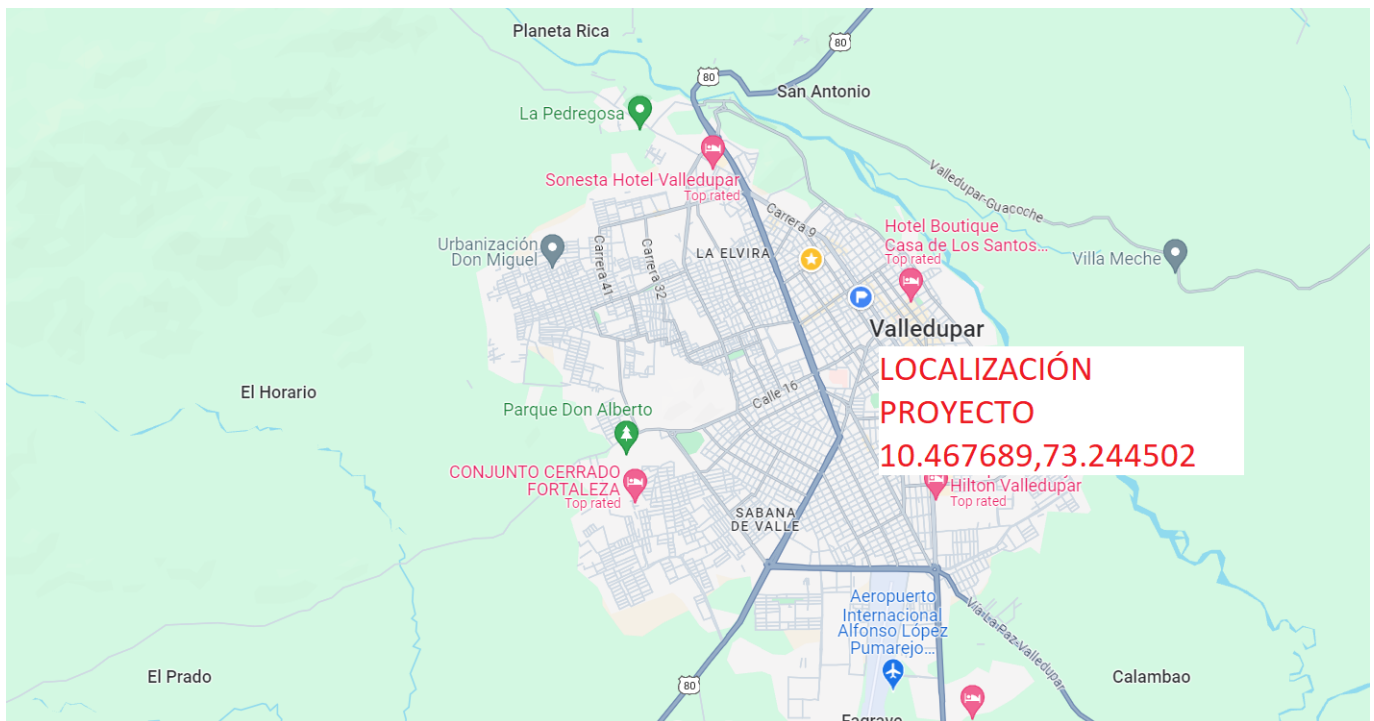


Figura 4.12: Localización Proyecto, fuente:www.google.com/maps

Estación Fedearroz (Valledupar)												
Promedio horario de la radiación [Wh/m <sup>2</sup> ]												
HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0-1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
1-2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
2-3	0,1	0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
3-4	0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
4-5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
5-6	0,1	0,1	0,4	2,3	6,5	6,8	3,5	1,7	2	1,8	0,9	0,2
6-7	27,2	26,3	52	79,9	100	103,4	89,5	71,8	76,9	66,1	65,9	46,4
7-8	196,8	191,4	176,4	261,9	277,6	278,9	266,4	239,4	230,7	216,1	240,2	228,3
8-9	408,8	421,1	336,3	471,7	464,6	463	461,3	435,4	380,2	426	437,6	431,9
9-10	601,5	630	538,8	653,7	638	632,2	632,6	608,1	538,4	603,3	600,9	591
10-11	691	753,4	769,6	718	739,8	743,2	751,6	733,7	686,6	691,7	675,6	689,2
11-12	800,5	821,8	840	838,6	794,2	800,9	819,5	793,6	788,3	764,2	759,4	789,4
12-13	791,5	831,8	856,9	856,1	769,9	787,7	811,9	804	813,1	748,6	742,4	764
13-14	729,7	771,5	767,7	745,8	674,9	708,7	724,9	712,1	718,5	650,1	625,7	683,7
14-15	600,7	636,1	604,8	538,9	494,3	557,5	563,2	539	519,1	451,8	462,1	529,4
15-16	415,7	440,5	383,3	301,6	285,1	349,9	360,4	342,1	304,5	262,6	269,2	332,5
16-17	204,3	224,2	171	134,6	126,9	169	180,5	164	124,6	93	88,8	131,4
17-18	26	42,5	34	26	30,1	45,6	49,7	36,7	19,6	7	4,7	9,8
18-19	0,3	0,4	0,5	0,5	0,7	1,5	1,7	0,7	0,3	0,3	0,2	0,2
19-20	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,9	0,2	0,2	0,2
20-21	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
21-22	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
22-23	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
23-24	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Acumulada diaria	5495,3	5792,2	5533,1	5631	5404,2	5649,6	5717,7	5483,5	5204,7	4983,8	4974,8	5228,5

Figura 4.13: Promedio horario mensual de la irradiancia en la estación Fedearroz - Valledupar

Con los datos mostrados en la figura 4.13 se realiza un perfil anual de irradiancia implementado en ETAP para posteriormente ingresarlo a la simulación como se muestra en las figuras 4.14 y 4.15:

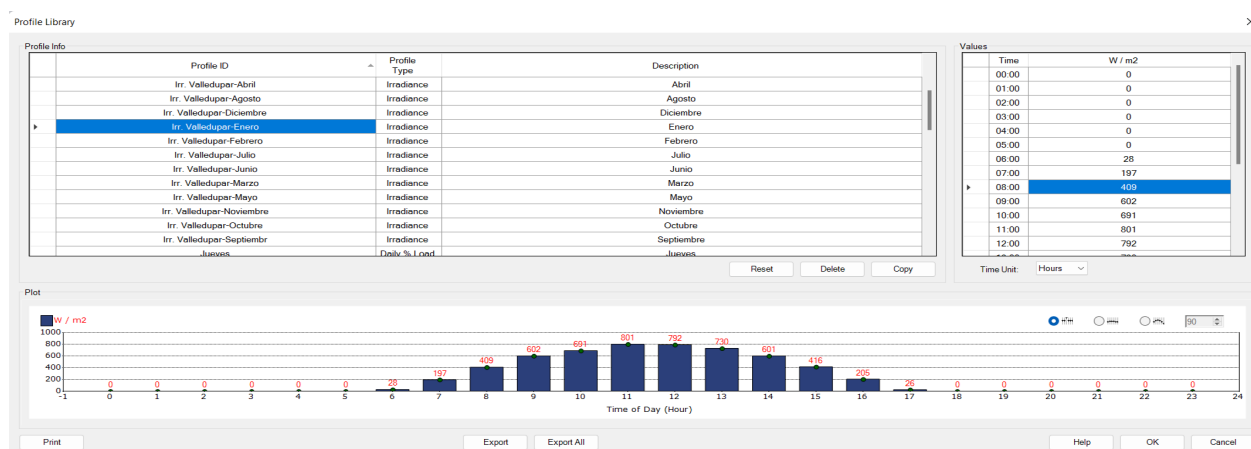


Figura 4.14: Perfil de irradiancia mes de enero en la estación Fedearroz - Valledupar implementado en ETAP



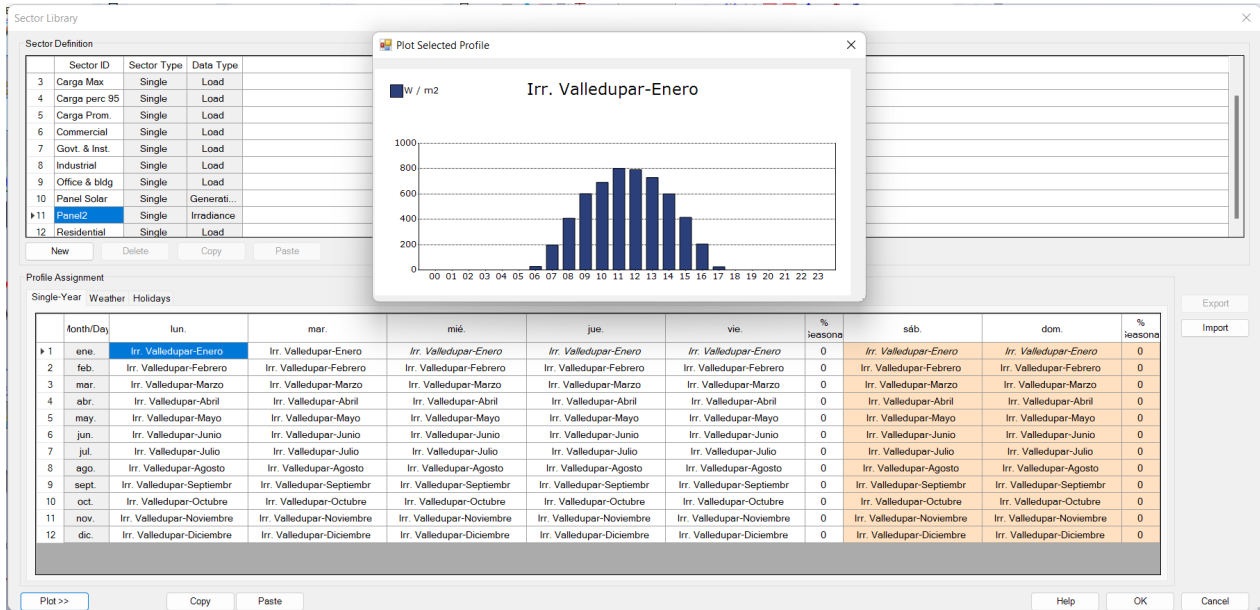


Figura 4.15: Perfil de irradiancia anual en la estación Fedearroz - Valledupar implementado en ETAP

En la simulación en ETAP se seleccionó un modulo el cual tiene el inversor incorporado a los paneles solares, se seleccionó una distribución de 6 paneles en serie por 18 en paralelo, tal como se muestra en la figura 4.16.

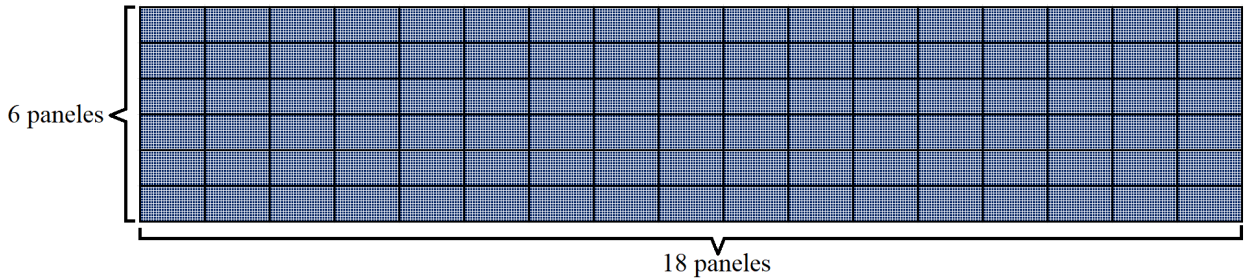


Figura 4.16: Distribución de los paneles simulados en ETAP

Se seleccionó el modelo de panel solar de marca Yingli Modelo YL255P-32b, el cual tiene una estructura policristalina con 66 celdas, tiene una dimensión de 181 cm x 99 cm x 5 cm y un peso de 22.5 kg, una tensión nominal de 32.65 V, potencia de 260.2 W y una eficiencia de 14.2 %.

El inversor que tiene incorporado el sistema de paneles solares cuenta con una tensión de entrada (DC) de 200V, una tensión de salida de 240V, una potencia de 30 kW y una

eficiencia de 90 %.

En las figuras 4.17 y 4.19, se presenta la configuración del sistema fotovoltaico en ETAP y el detalle de datos de ingreso utilizados en la simulación.:

The screenshot shows the 'PV Array Editor - PVA3' window with the following configuration details:

Category	Parameter	Value
General	MFR	Yingli
	Model	YL 255 P-32b
Physical	Type	Poly-crystalline
	Size	255
Array	# of Cells	66
	Vdc	1000
Rating	Power	260.2
	Tol. P	7.7
	Vmp	32.65
	Voc	40.57
	% Eff	14.2
	% Fill Factor	75.55
Performance Adjustment Coefficients	Alpha Isc	0.06
	Beta Voc	-0.37
	Delta Voc	0.0381
Base	Temp	25
	Irrad	1000
	NOCT	46
	Irradiance	0.0381

The interface also includes a 'Library...' button, two empty graph areas labeled 'P-V Curve' and 'I-V Curve' with 'Print' buttons, and a bottom toolbar with navigation icons and 'OK'/'Cancel' buttons.

Figura 4.17: Configuración en ETAP del panel solar individual

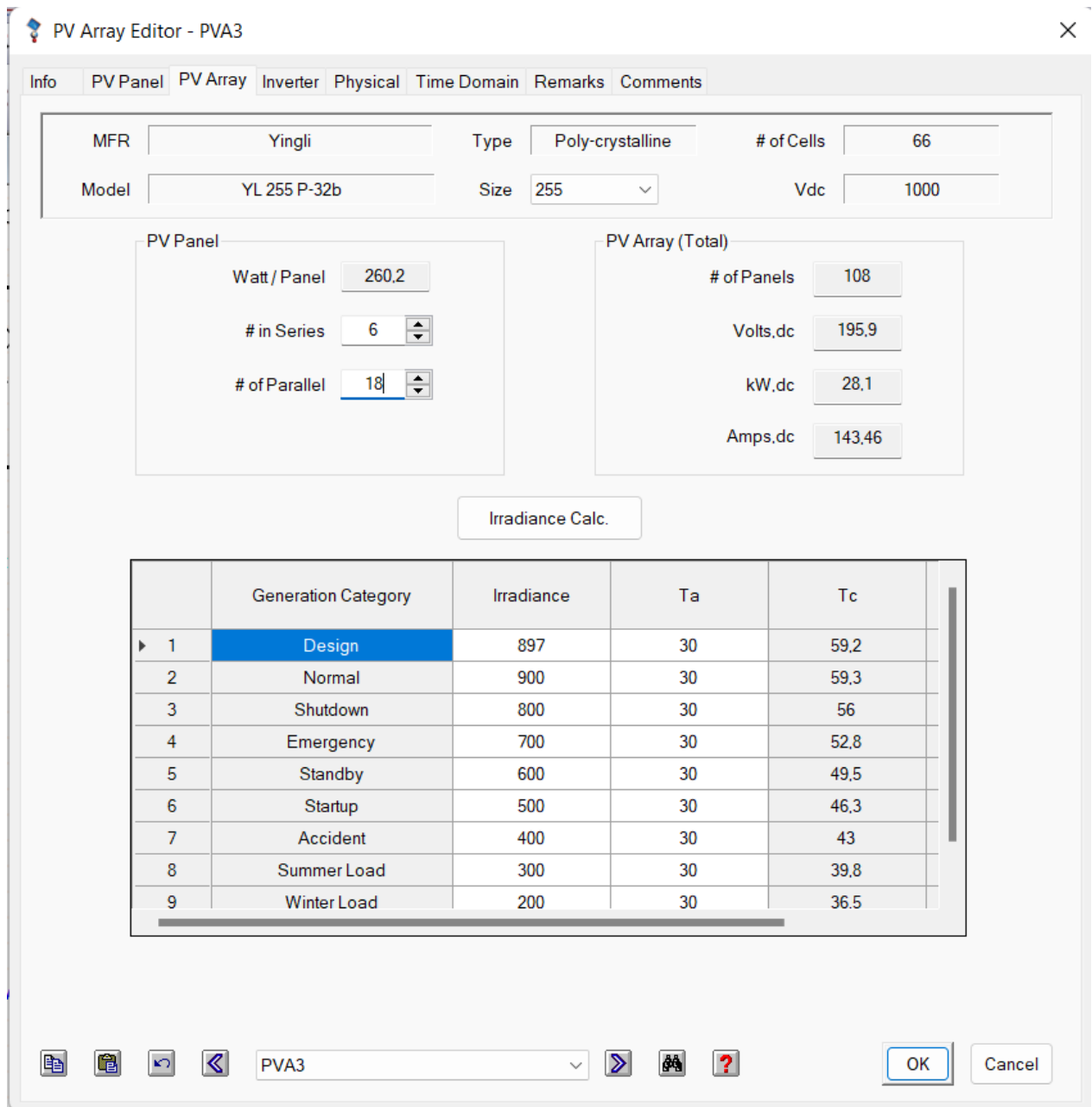


Figura 4.18: Configuración en ETAP del arreglo de paneles solares

PV Array Editor - PVA3

Info PV Panel PV Array Inverter Physical Time Domain Remarks Comments

MFR Yingli Type Poly-crystalline # of Cells 66  
 Model YL 255 P-32b Size 255 Vdc 1000

PV Array - Total Rated  
 Volts,dc 195.9  
 kW,dc 28.1  
 Amps,dc 143.46

Inverter  
 ID Inv3  
 kW V FLA %EFF  
 DC 30 200 150 90  
 kVA kV FLA %PF  
 AC 27 0.24 64.95 100  
 Inverter Editor...  
 Maximum Power Point Tracker (MPPT)

PV Array to Inverter Cable  
 ID Cable14  
 HVTECK 25 kV 3/C # / Phase Size Length  
 XLPE Non-Mag. CU 1 1/0 5 m  
 Cable Editor...  
 Cable Library...  
 Delete Cable

PVA3 OK Cancel

Figura 4.19: Configuración en ETAP del inversor

En las figuras mostradas de 4.17 a 4.19 se muestra el detalle de datos de ingreso utilizados en la simulación.

En la figura 4.20 se muestra el resultado de la simulación en cuanto a potencia activa generada con el perfil de irradiancia.

En la simulación realizada en ETAP se obtuvo la figura 4.20, donde se presenta la potencia generada por los paneles:

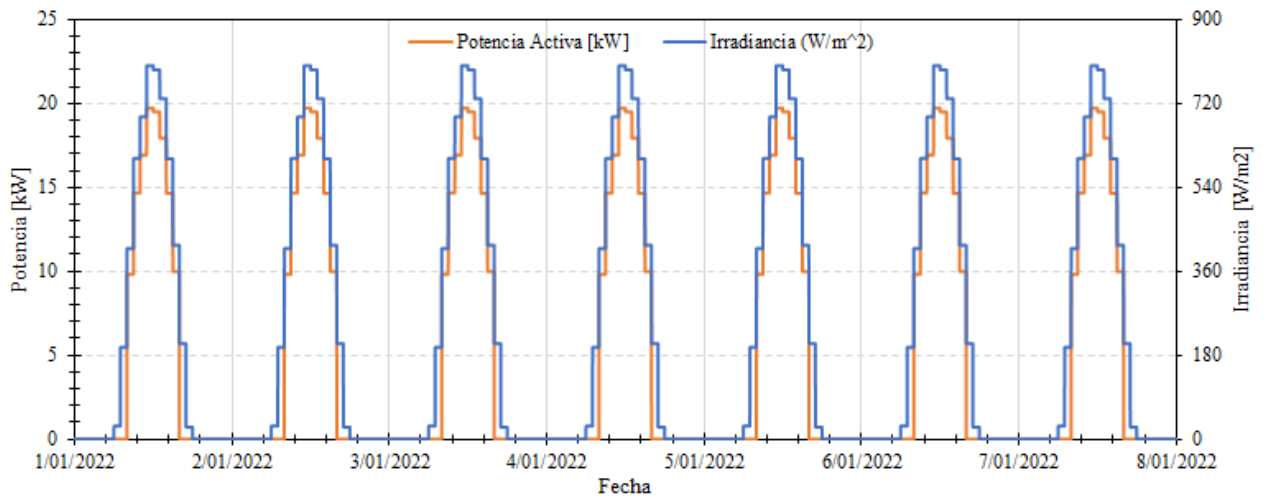


Figura 4.20: Irradiancia y potencia generada por el sistema fotovoltaico

---

## Capítulo 5

# Evaluación del sistema

---

En este capítulo se realiza el hallazgo de problemas de calidad de energía, además se porpondrá posibles mejoras en el diseño y funcionalidad de la instalación industrial, para desarrollar estas ideas se dispondrá de los siguientes subcapítulos que se encuentran a lo largo del contenido y está distribuído de la siguiente forma: hallazgo de problemas de calidad de energía, simulación de armónicos y finalizando con una propuesta de posibles mejoras al diseño y funcionalidad de la instalación industrial.

Para el desarrollo de esta subsección, es necesaria la evaluación de diferentes escenarios donde se pueda simular tanto la instalación como sus parametros para evaluar los indices de calidad de energía.

### 5.1. Evaluación de Escenarios de simulación

Despues de realizar los escenarios de simulacion mostrados en el capitulo 4, en esta sección se van a mostrar los resultados de dichas simulaciones iniciando por la instalación eléctrica analizada, seguida por diferentes configuraciones de la instalación, comparando resultados simulados y reales que nos permiten realizar ajustes hasta tener herramientas para proponer las posibles mejoras en el diseño y funcionalidad de la instalacion industrial como se muestra a continuación.

#### 5.1.1. Simulación de potencia instalación evaluada sin ajustes

La figura 5.1 corresponde a la simulación básica de la instalación, los cuales son cercanos a los datos de la medición de calidad de energía realizada, donde se muestra el perfil de potencia activa y reactiva donde se evidencia una potencia reactiva superior a los 20kvar con una tendencia constante a lo largo de la operación diaria.

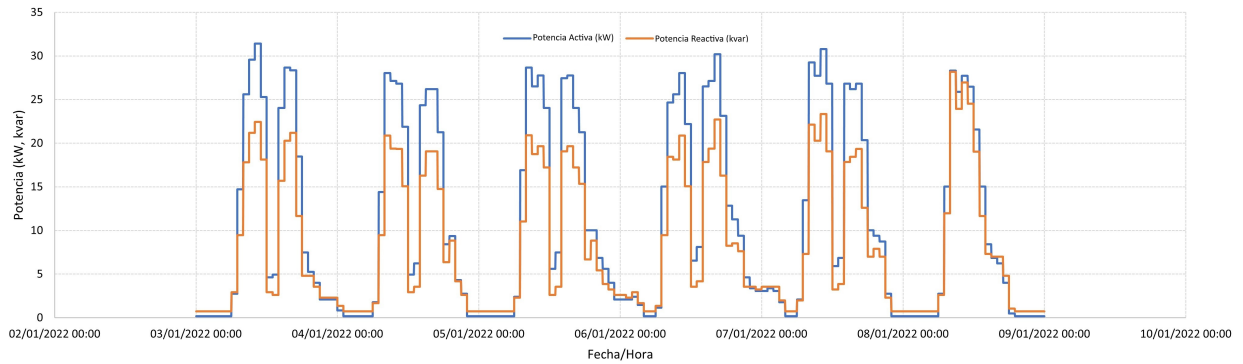


Figura 5.1: Potencia instalación evaluada sin ajustes.

### 5.1.2. Simulación factor de potencia instalación evaluada sin ajustes

En la figura 5.2 se observa el factor de potencia de la instalación evaluada, donde se aprecia que toma un valor máximo de 0.906 y un valor mínimo de aproximadamente 0.251, lo cual es evidente en la asociación de la potencia reactiva y activa en valores cercanos, es decir que la potencia reactiva se acerca a ser el 100 % de la potencia activa, lo que implica que el valor del factor de potencia baja a los límites que se indica, presentándose particularmente al inicio de la jornada y al final de la jornada y permaneciendo en horas de la noche, madrugada y amanecer donde no hay operación, pero que se dejan cargas vitales que se requieren.

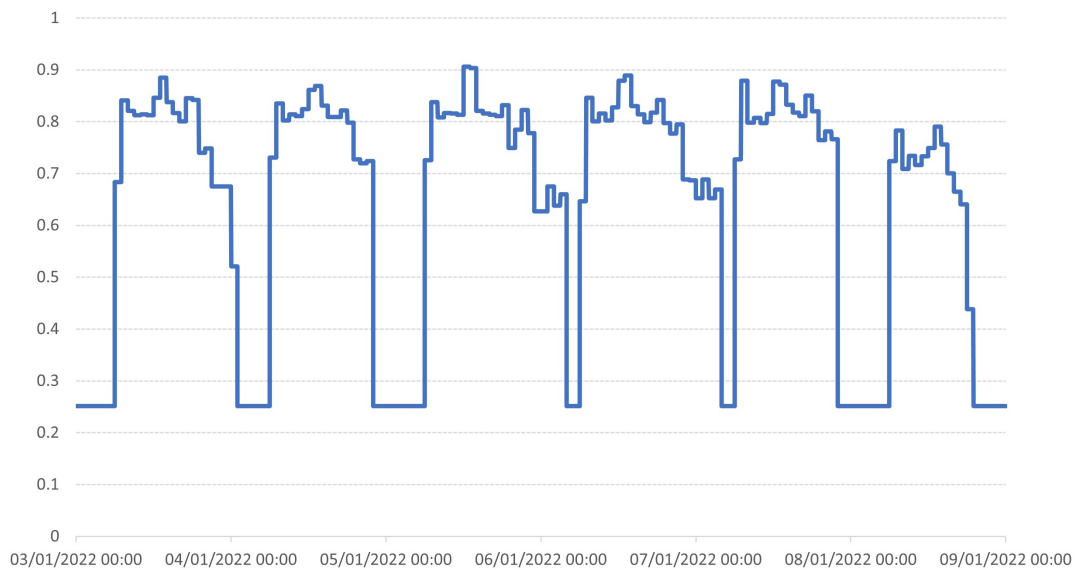


Figura 5.2: Factor de potencia de la instalación evaluada sin ajustes.

### 5.1.3. Simulación tensión de línea instalación evaluada sin ajustes

En la figura 5.3 se observa la tensión de línea de la instalación evaluada, donde se aprecia que toma un valor máximo para el barraje de salida del transformador de 99.98 en p.u, para el barraje de carga de 99.98 en p.u. y un valor mínimo de 98.96 en p.u para el barraje de salida del transformador y 98.16 en p.u. para el barraje de carga.

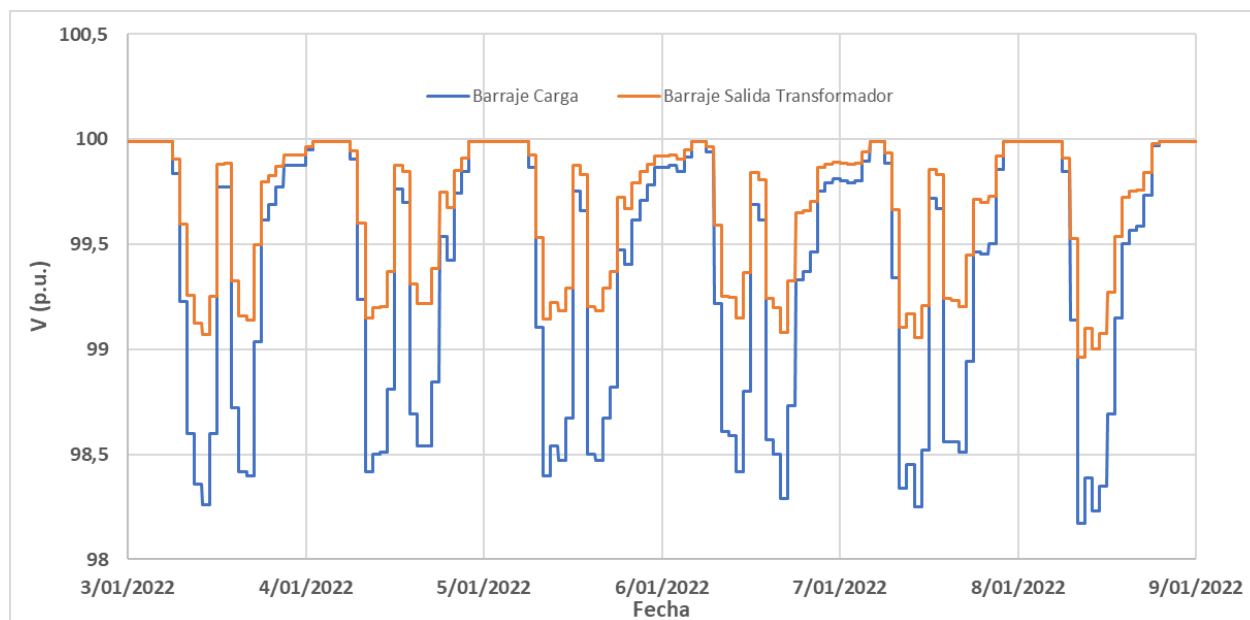


Figura 5.3: Tensión de línea instalación evaluada sin ajustes.

### 5.1.4. Simulaciones de armónicos instalación evaluada sin ajustes

A continuación se presentan los valores de corriente medidos para cada armónico en el sistema en cada uno de los escenarios estudiados en este trabajo, además se presenta el porcentaje de consumo de corriente de cada armónico con respecto a la fundamental para cada caso estudiado.

En la figura 5.4 se presenta los consumos de corriente de cada armónico desde el segundo hasta el trigésimo primer armónico, se tiene que el mayor pico de corriente se da en el quinto armónico con 7.3 A, seguido por el séptimo armónico con 5.5 A.



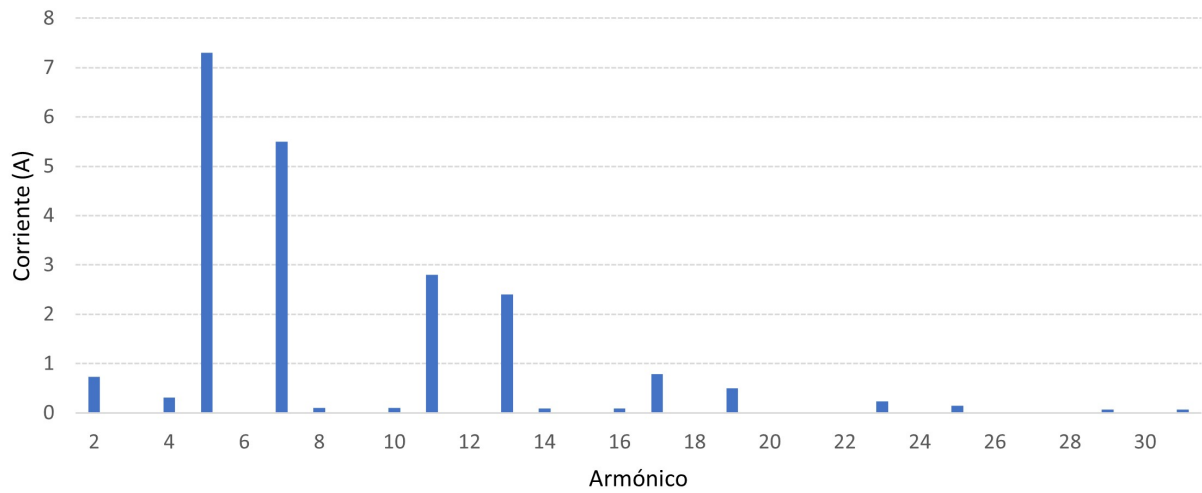


Figura 5.4: Corriente de armónicos

En la figura 5.5 se presenta el porcentaje de THDi que representan los consumos de corriente de cada uno de los armónicos desde el segundo hasta el trigésimo primer armónico con respecto a la fundamental. El quinto armónico y el séptimo representan un 6.87% y un 5.24 respectivamente, mientras que el onceavo se reduce a un 2.64%.

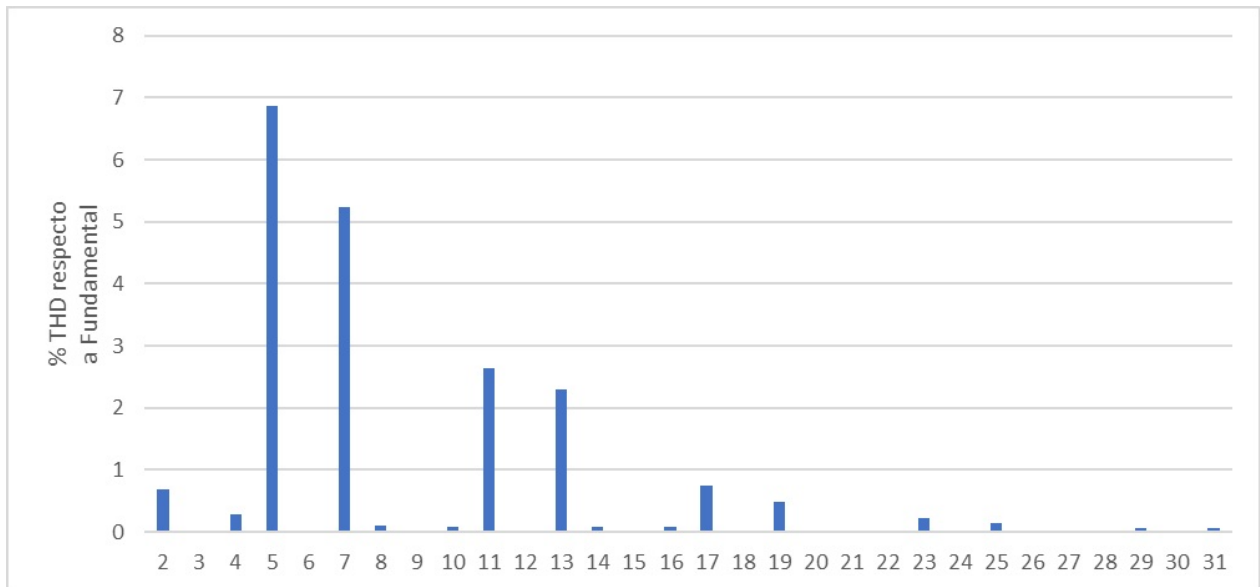


Figura 5.5: % THDi respecto a fundamental

## 5.2. Comparación de resultados simulados y reales

Los resultados de las simulaciones fueron muy cercanos con la medida real, por lo que se citan los valores de referencia para las figuras mostradas en el capítulo 4 desde la 4.5 hasta la 4.9, como una evidencia de la cercanía de las medidas simuladas y reales que permitieron confirmar que las simulaciones estaban correctas y por tal razón se muestran los resultados como siguen:

- Simulación de la carga en tiempo real en ETAP: En esta simulación se obtiene una potencia activa y reactiva con base en la caracterización de la red, con un comportamiento muy similar al medido y se presenta en una línea de tiempo semanal, mostrado en las figuras 4.7 y 4.8 con valores diferencia máximos de 200w para la potencia activa y -280var para la potencia aparente los cuales son aceptables para nuestro análisis.
- Simulación de factor de potencia en tiempo real en ETAP: La simulación de factor de potencia de operación el punto crítico que es en la salida del transformador, esta acorde con los datos obtenidos en la medición para poder dar un alcance de verificación en las posibles soluciones que se evaluarán más adelante para su corrección.
- Simulación de tensión en tiempo real en ETAP: La simulación de tensión de operación en los tres puntos críticos de la instalación que son en la salida del transformador, en el barraje de conexión de la carga y en el barraje de conexión de los paneles solares esta acorde con los datos obtenidos en la medición para poder dar un alcance de verificación en las posibles soluciones que se evaluarán más adelante.
- Simulación de los armónicos en ETAP: La simulación de armónicos muestra un acercamiento promedio, aunque con una diferencia mayor teniendo en cuenta que la medición de armónicos esta dada por fases y al ingresar al programa de simulación EATAP el promedio trifásico, se tiene una tendencia similar entre la medida y la simulada pero con una desviación mayor por el muestreo propio de la medida, pero sin alterar el resto de parámetros de la simulación.

## 5.3. Identificación de problemas de calidad de energía de la instalación eléctrica industrial.

Los problemas de calidad de energía encontrados en nuestra red medida y simulada son los siguientes:

- Factor de potencia general con límite de 0.36.

- Factor de potencia en operación con límite de 0.78.
- Eventos en caída de tensión a valor 0V.
- Tensión de operación con límites excedidos.
- Corriente por neutro debido al desequilibrio de cargas.
- Desbalance de corriente.
- Potencia inductiva y capacitiva en la red.

## **5.4. Propuesta de posibles mejoras en el diseño y funcionalidad de la instalación industrial**

Después de haber realizado las simulaciones en etapa de la instalación en evaluación, se procedió a realizar varios escenarios con el fin de poder tener herramientas técnicas para la mejora de los diseños y la funcionalidad de la instalación.

Partiendo de la caracterización de los parámetros de calidad de energía típicos, y teniendo en cuenta que se tomaron los días laborales de la instalación, de lunes a sábado, se muestran los resultados de las simulaciones como siguen.

### **5.4.1. Simulación de potencia instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía**

Al corregir los parámetros de calidad de energía de la instalación evaluada, los cuales fueron enfocados a suplir la demanda de energía reactiva y a mejorar el factor de potencia, se obtiene la figura **5.6**, la cual al compararla con la figura **5.1** se puede observar, que la potencia activa se mantiene igual mientras que se logra una disminución considerable de la potencia reactiva de la instalación, la cual pasa de una potencia máxima de 28.17 Kvar para el escenario original a una potencia máxima de 5.77 Kvar para el caso de corrección de parámetros de energía con la simulación de un SVG en la instalación eléctrica.

El SVG es un equipo compensador de energía reactiva que se calcula de acuerdo a la máxima potencia reactiva de la instalación, que para nuestro caso esta dada con un valor de 28.17Kvar inductivos, por tal razón se realizó la simulación con un equipo compensador con máximo 30Kvar.

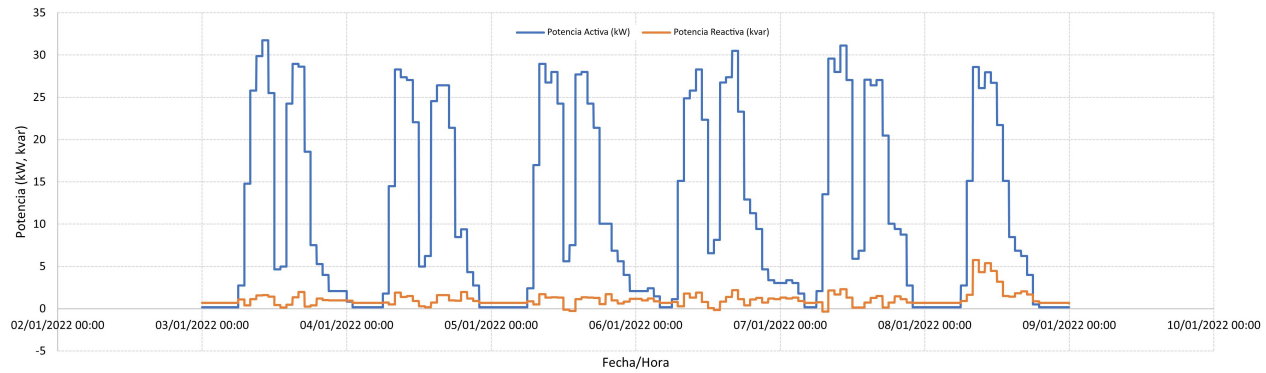


Figura 5.6: Simulación instalación evaluada con ajuste de potencia reactiva por medio de un SVG

### 5.4.2. Simulación factor de potencia instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía

Al corregir los parámetros de calidad de energía de la instalación evaluada mediante un SVG de 30Kvar, se logra incrementar el valor del factor de potencia hasta valores máximos de 0.99, mientras que el valor mínimo incrementa de 0.251 en el escenario original a 0.263 , tal como se observa en la figura 5.7.

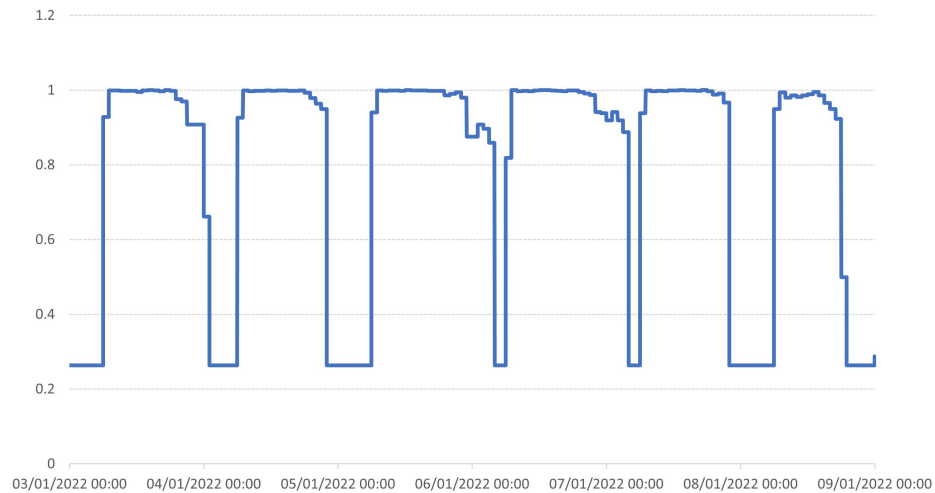


Figura 5.7: Factor de potencia de la instalación evaluada con ajuste de potencia reactiva por medio de un SVG

### 5.4.3. Simulación de potencia instalación evaluada sin ajustes con la inclusión de generación fotovoltaica

En la figura 5.8 se presenta el comportamiento de la instalación cuando se incluye el arreglo fotovoltaico, se puede ver que el arreglo no agrega potencia reactiva a la instalación y por lo tanto la potencia reactiva de la instalación es igual al de la figura 5.1. Por otro lado se ve una disminución de la potencia activa en ciertas franjas horarias ya que el arreglo fotovoltaico supe de energía a la instalación, incluso hay momentos en que el arreglo fotovoltaico entrega toda la potencia solicitada por la instalación evaluada y se logra tener inyección de excedentes a la red, tal como se observa en los picos negativos de potencia.

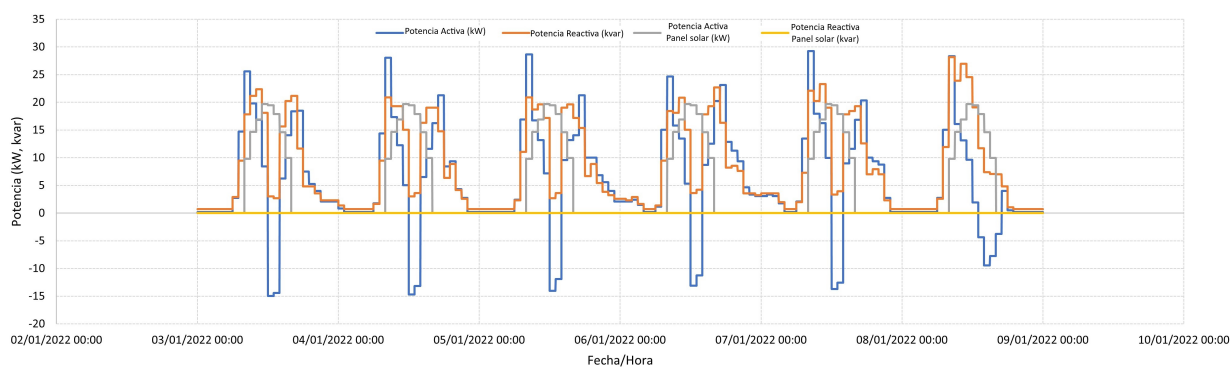


Figura 5.8: Potencia instalación evaluada sin ajustes y con ingreso de generación de energía fotovoltaica

### 5.4.4. Factor de potencia instalación evaluada sin ajustes con la inclusión de generación fotovoltaica

Como ya se mencionó, al agregar el arreglo fotovoltaico a la instalación evaluada, se logra tener inyección de excedentes a la red en ciertas franjas horarias. En la gráfica 5.9 se observan picos negativos del factor de potencia que se deben a dicha inyección de potencia a la red.

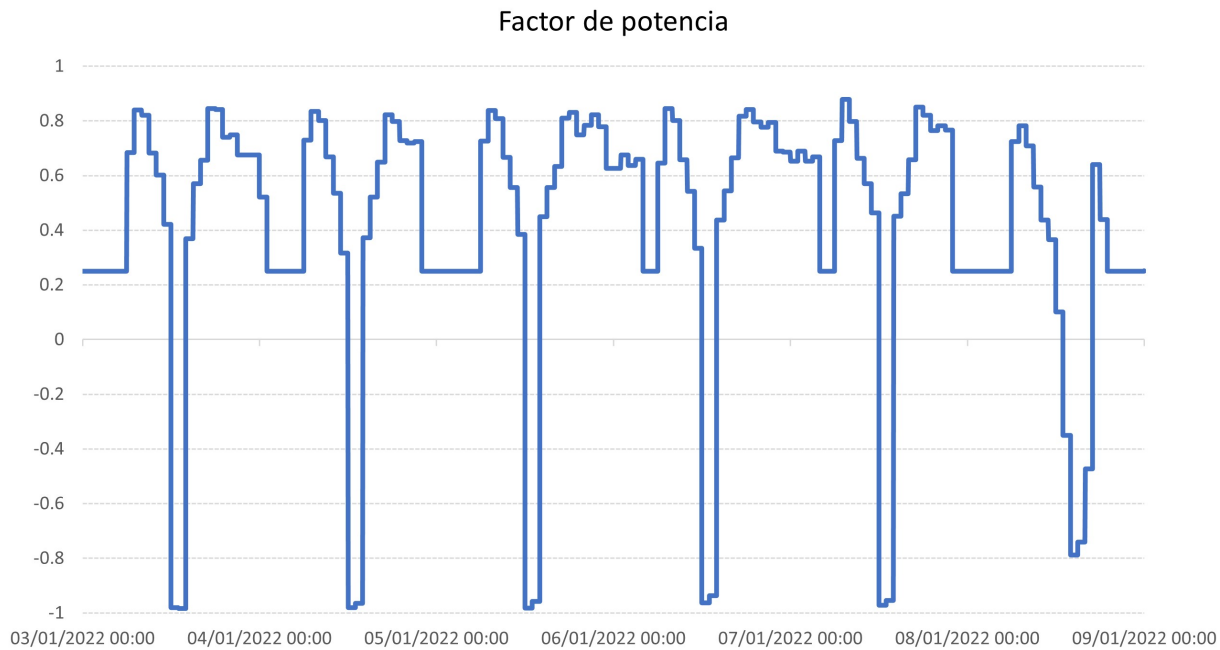


Figura 5.9: Factor de potencia de la instalación evaluada sin ajustes y con ingreso de generación de energía fotovoltaica

#### 5.4.5. Simulación de potencia instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía e incluyendo generación fotovoltaica.

Cuando se realiza la corrección de parámetros de calidad de energía mediante SVG y agregando el arreglo fotovoltaico a la instalación evaluada, el comportamiento de la instalación es como el que se muestra en la figura 5.10. Se observa un comportamiento igual al de la figura 5.8 excepto para el caso de la potencia reactiva, ya que gracias al uso del SVG se logra disminuir de 28.173Kvar en la figura 5.8 a 10.44 Kvar en la figura 5.10, no obstante, hay una diferencia de la simulación mostrada en la figura 5.3, que permite hacer una mejor corrección de la potencia reactiva sin la presencia de paneles fotovoltaicos, lo que lleva a tener una relación directa con las horas de inyección plena del arreglo, que van desde las 12 del medio día hasta aproximadamente las 2 pm, donde se da la inyección a la red, esto sería una opción de análisis futuro para poder validar y controlar este fenómeno complejo del comportamiento del SVG.

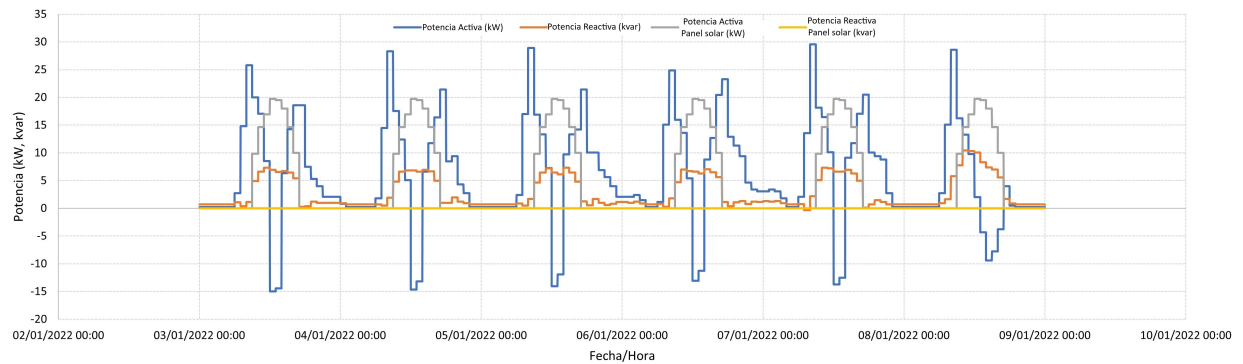


Figura 5.10: Potencia instalación evaluada con ajuste de potencia reactiva y con generación fotovoltaica

#### 5.4.6. Simulación factor de potencia de la instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía e incluyendo generación fotovoltaica

Al lograr la disminución de la potencia reactiva de la instalación, usando el SVG, se logra mejorar el factor de potencia, tal como se muestra en la figura 5.11. Se tiene entonces un aumento del factor de potencia donde su máximo sin ajustes de potencia reactiva pasa de 0.879 en la figura 5.9 a una mejora sustancial de hasta 0.999 en la figura 5.11, pero se evidencian puntos críticos, donde compensa con energía capacitiva hacia la red, en un lapso corto que va en la franja de mayor producción de energía del arreglo fotovoltaico con un lapso menor a una hora, lo que debe ser una opción de análisis futuro para poder controlar este fenómeno complejo del comportamiento del SVG que aunque es una herramienta muy efectiva, no logra corregir en la complejidad comprendida en potencia reactiva.

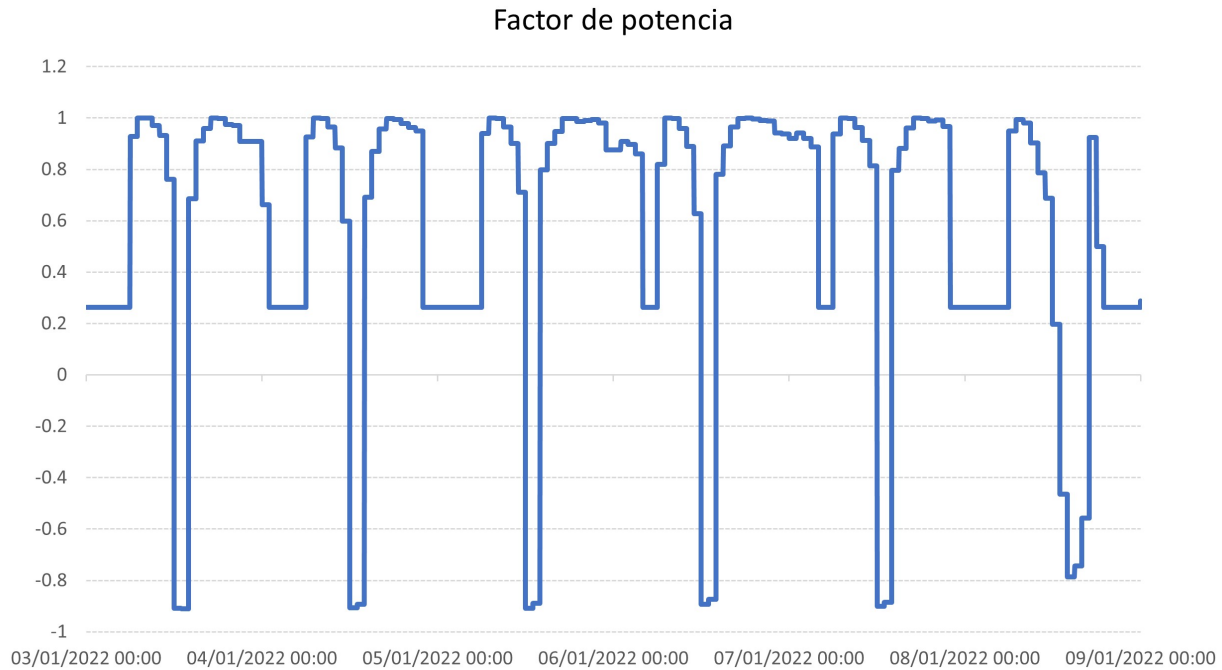


Figura 5.11: Factor de potencia de la instalación evaluada con ajuste de potencia reactiva y con generación fotovoltaica

#### 5.4.7. Simulación tensión de línea de la instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía e incluyendo generación fotovoltaica

Al lograr la disminución de la potencia reactiva de la instalación, usando el SVG, como se muestra en la figura 5.12.y con la entrada de la generación fotovoltaica, se tiene una variación en la tensión de operación del sistema evaluando el barraje de salida del transformador, el barraje de carga y el barraje de conexión de los paneles, teniendo una tensión máxima de 100.11 para la salida del transformador, 100.2 para el barraje de la carga y 100.46 para el barraje de conexión de los paneles, así como una tensión mínima de 98.96, 98.16 y 98.56 respectivamente lo que evidencia un leve aumento de tensión de operación que en general no es perjudicial para la misma pero que se debe tener en cuenta.



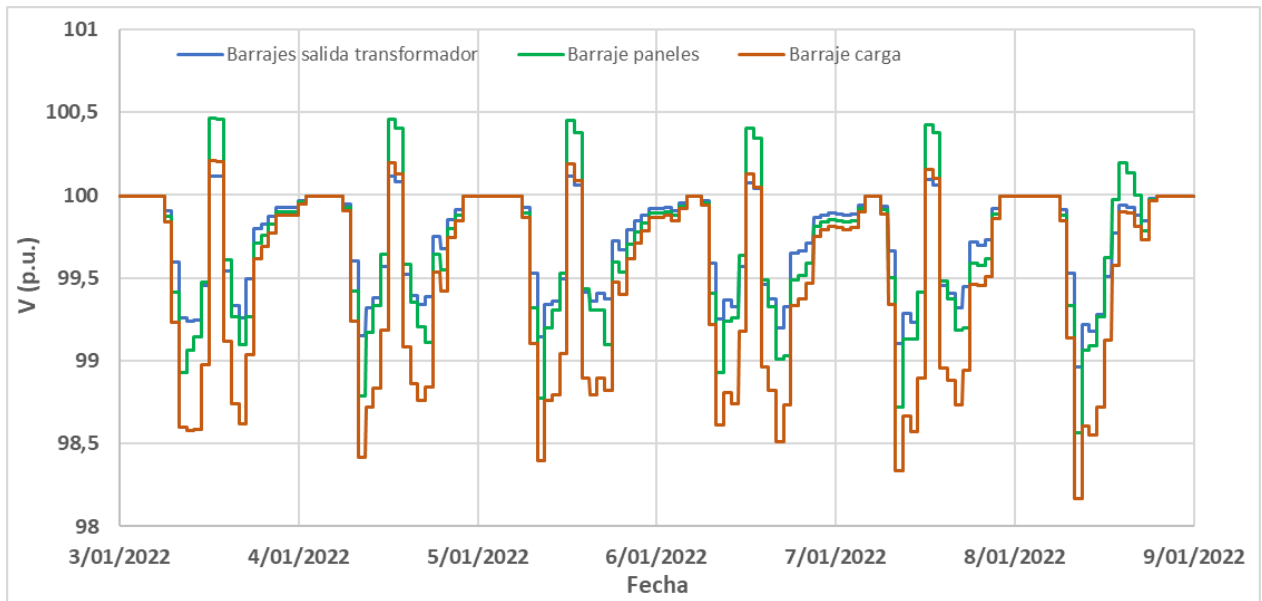


Figura 5.12: Tensión de línea instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía e incluyendo generación fotovoltaica.

#### 5.4.8. Simulación potencia del equipo SVG con generación fotovoltaica

En la figura 5.13 se muestra la inyección de potencia capacitiva que realiza el SVG en la operación conjunta con generación fotovoltaica, que da como resultante la curva de potencia reactiva de la instalación en la figura 5.10 en bornes del transformador.

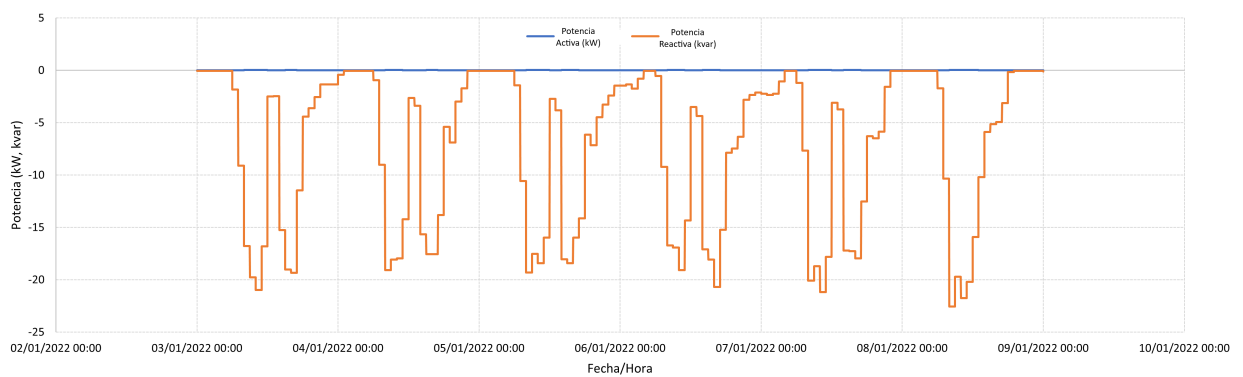


Figura 5.13: Potencia del equipo SVG con generación fotovoltaica

## 5.5. Simulaciones de armónicos con ajustes

A continuación se presentan los valores de corriente medidos para cada armónico en el sistema en cada uno de los escenarios estudiados en este trabajo, además se presenta el porcentaje de consumo de corriente de cada armónico con respecto a la fundamental para cada caso estudiado. En la figura 5.4 se presenta los consumos de corriente de cada armónico desde el segundo hasta el treinta y uno, se tiene que el mayor pico de corriente se da en el quinto armónico con 7.3A, seguido por el séptimo armónico con 5.5A.

### 5.5.1. Simulación de la instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía

Al instalar el SVG en la instalación evaluada se observa una disminución considerable del consumo de corriente en la fundamental, ya que pasa de 106A para el caso de la figura 5.4 a 79.7A usando el SVG (figura 5.14).

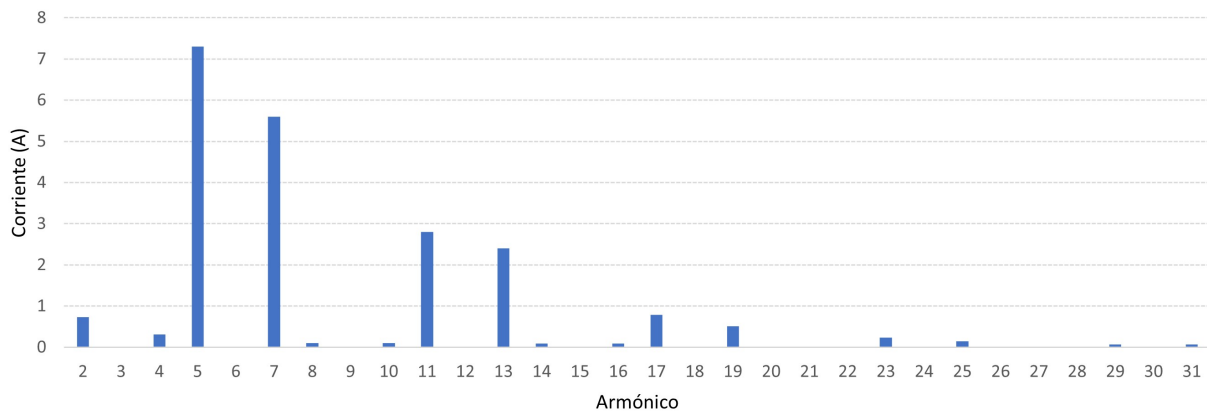


Figura 5.14: Corriente para los primeros 31 armónicos respecto a la fundamental simulando la instalación de SVG's en ETAP

En cuanto al porcentaje de THDi respecto a la fundamental, se encuentra un aumento en el armónico 5 al incorporar el SVG al sistema, ya que se pasa de 6.86% en la figura 5.5 (sistema evaluado) a 9.8% en la figura 5.15 (sistema con SVG).

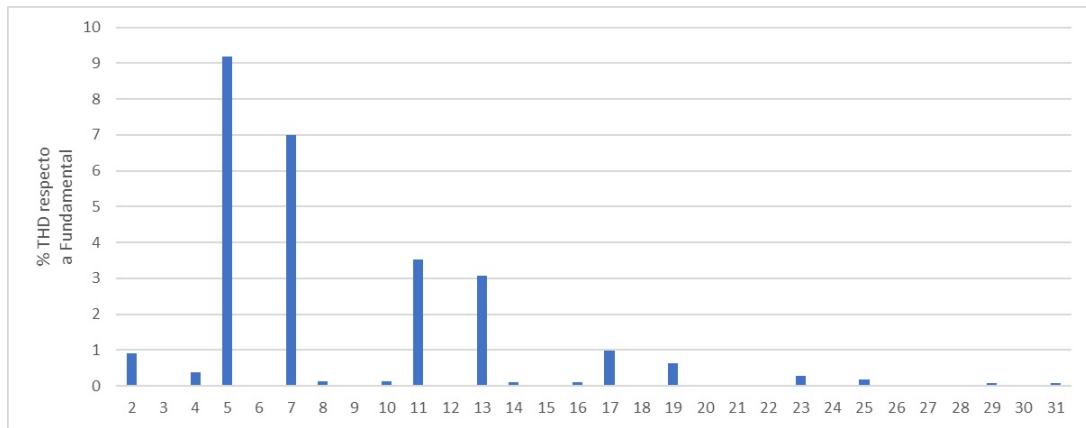


Figura 5.15: % THDi respecto a fundamental simulado en ETAP

### 5.5.2. Simulación de la instalación evaluada corrigiendo los parámetros de calidad de energía e incluyendo generación fotovoltaica

Cuando se corrigen los parámetros de calidad de energía del sistema evaluado con un SVG y además se adiciona un sistema fotovoltaico, se encuentra una disminución considerable de la corriente para la fundamental ya que pasa de 106A para el sistema evaluado, 79.7 A para el sistema evaluado con SVG a tener 45.6 para el caso donde se usa SVG y sistema fotovoltaico. Para el caso del quinto armónico que presenta el siguiente pico de corriente importante, los 3 escenarios mencionados tienen picos de 7.3A.

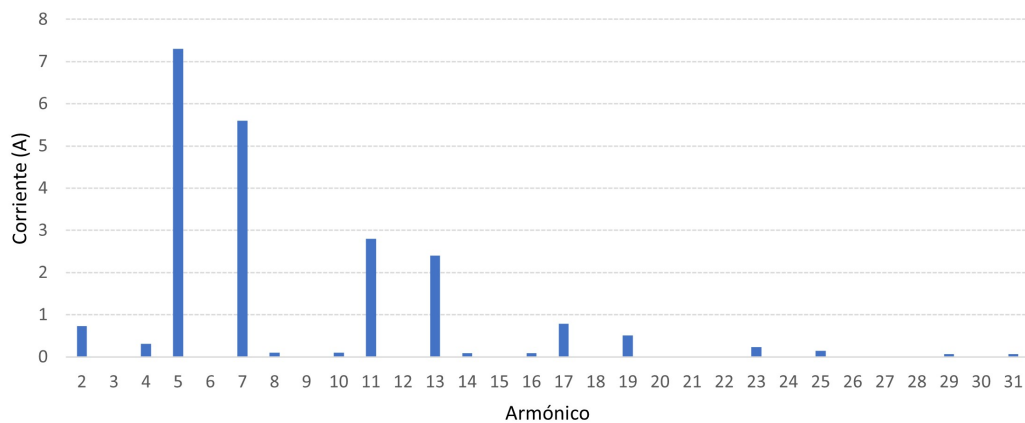


Figura 5.16: Corriente para los primeros 31 armónicos respecto a la fundamental simulando la instalación de SVG's y paneles solares en ETAP

En la figura 5.17 se observa que al usar SVG y sistema fotovoltaico, se tiene un aumento en el porcentaje de THDi respecto al primer armónico ya que para el quinto armónico se tiene 15.95 %, mientras que para el sistema original se tiene 6.86 % y cuando se usa SVG es 9.18 %.

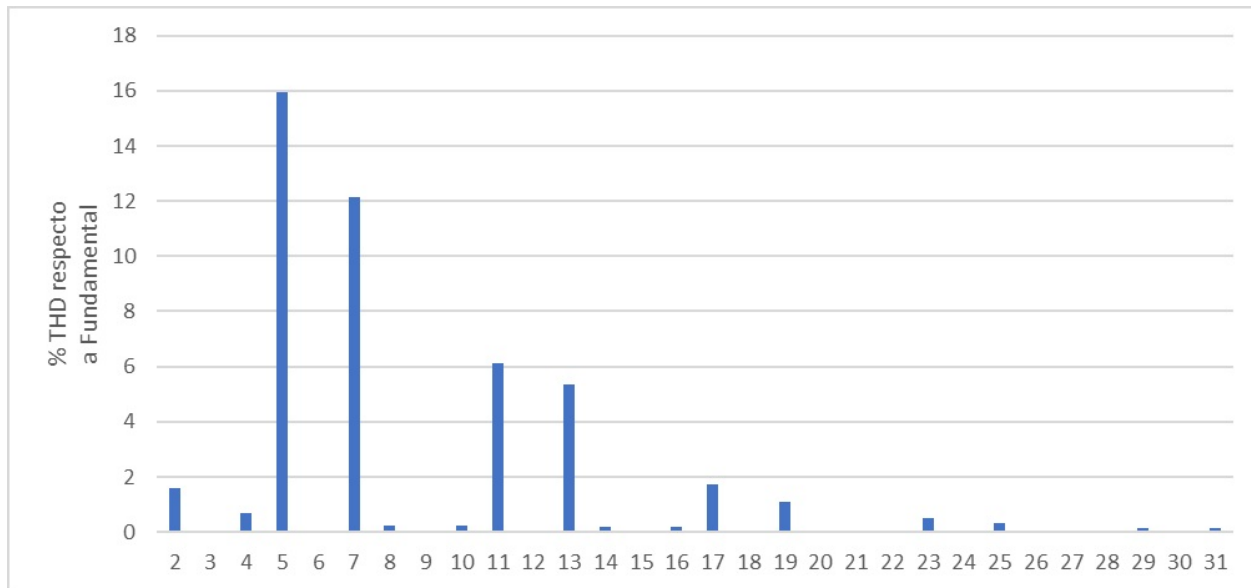


Figura 5.17: % THDi respecto a la fundamental simulando la instalación de SVG's y paneles solares en ETAP

### 5.5.3. Comportamiento de armónicos según conexiones de equipos

En la figura 5.18 se hace un comparativo de la relación entre la corriente del armónico fundamental y cada uno de los armónicos desde el primero hasta el treinta y uno para cada uno de los escenarios analizados. Se observa que la mayor relación entre la corriente del armónico fundamental y la corriente de cada uno de los armónicos se tiene para el escenario con SVG y paneles solares.

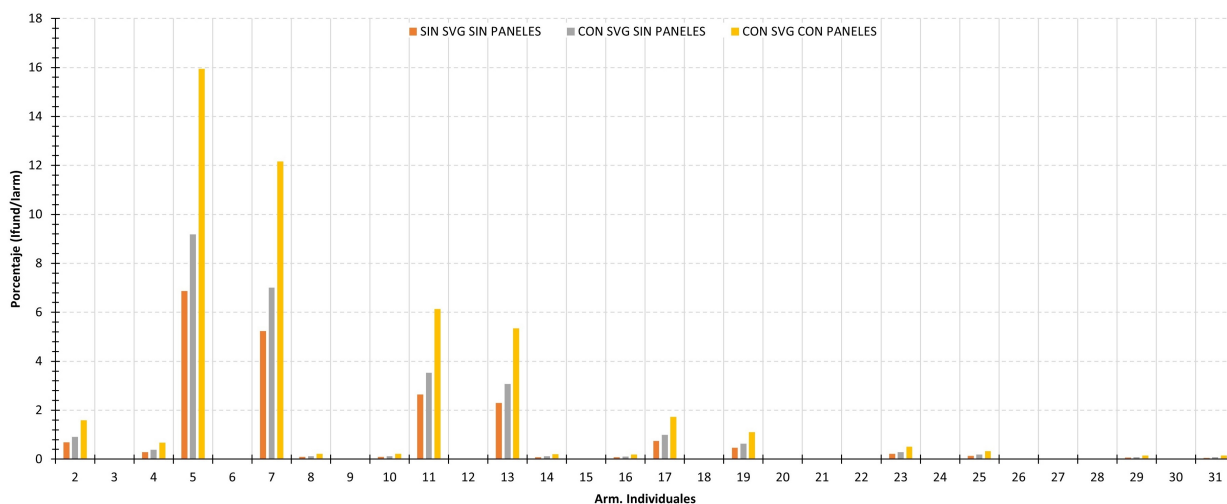


Figura 5.18: Porcentaje de la corriente para los primeros 31 armónicos respecto a la corriente fundamental para cada uno de los escenarios simulados en ETAP

### 5.5.4. Comportamiento de THD y conexión de equipos

Al comparar la corriente fundamental y el porcentaje de THD de todos los escenarios analizados, se encuentra que al agregar un SVG al sistema siempre se incrementó el THD en mayor proporción con la presencia de paneles solares.

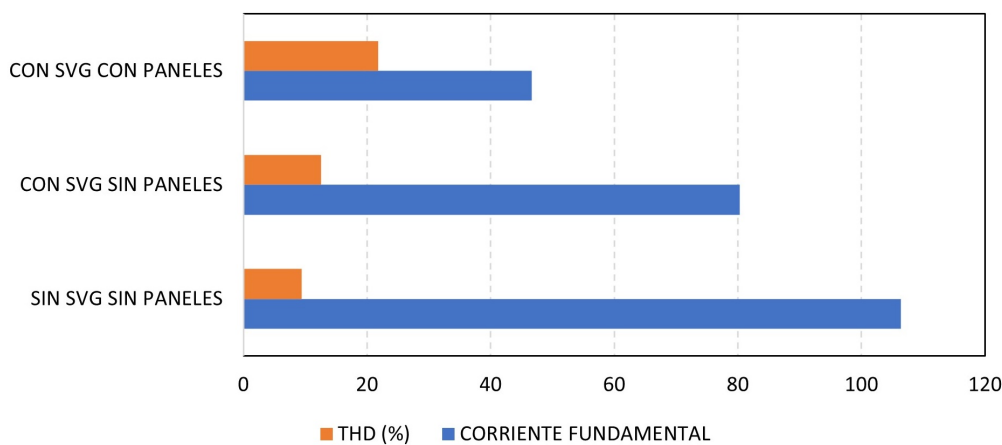


Figura 5.19: Relación entre la corriente fundamental y el THD(%) para cada uno de los escenarios simulados en ETAP

### 5.5.5. Evaluación de escenarios simulados de solución

Después de haber realizado las simulaciones de los escenarios de posibles soluciones se tiene una única solución planteada con la corrección de energía reactiva y factor de potencia con los siguientes resultados:

- La potencia reactiva pasa de oscilar entre 20 y 25kvar a tener valores que oscilan entre 0 y 2.5kvar.
- El factor de potencia, que en la medición real se mantuvo entre 0.36 y 0.87, pasa a valores entre 0.7 y 0.99.
- Para el THD en corriente se observa un incremento en el porcentaje, pero que al traducirlo a corriente, al ser menor esta última, no representa un incremento sustancial.

### 5.5.6. Evaluación del impacto de la instalación industrial por la instalación de generación fotovoltaica sin previa corrección de los problemas de calidad de energía

Con la herramienta de las simulaciones se logra identificar el impacto de la instalación industrial al realizar la instalación de generación fotovoltaica sin previa corrección de los problemas de calidad de energía y obteniendo los siguientes resultados:

- La potencia activa en el punto máximo de generación fotovoltaica pasa a inyectar a la red, es decir que pasa de ser positiva (suministrada por la red) a ser negativa (inyectada a la red), lo que hace que en operación cambie de cuadrante.
- La potencia reactiva no se afecta en valor y sigue permaneciendo entre 20 y 25kvar.
- El factor de potencia, que en la medición real se mantuvo entre 0.36 y 0.87, pasa a valores negativos, es decir que al tener potencia activa inyectada cambia de cuadrante y se vuelve negativo.
- Para el THD en corriente se observa un incremento sustancial en el porcentaje, y se altera por la entrada de la generación fotovoltaica, pero esta alteración radica en la disminución sustancial de la corriente que deja de suministrar la red y es suministrada por el arreglo solar, y este valor se duplica pasando a valores superiores al 18

---

## Capítulo 6

# Conclusiones

---

Se presenta en general una necesidad de abarcar el análisis de las instalaciones existentes para poder identificar los problemas que se presentan en los índices de calidad de energía de la instalación eléctrica industrial, dando como resultado el diagnóstico previo y los efectos de la implementación de las tecnologías de generación de energía fotovoltaica.

Al momento de abarcar cada una de las situaciones específicas, se tiene que la instalación eléctrica evaluada en el capítulo 4, caso de estudio, tiene problemas de calidad de energía enmarcados en factor de potencia el cual oscila entre 0.36 a 0.78.

La instalación en general, analizando los parámetros de calidad de energía, diferentes al factor de potencia, están dentro del rango normativo citado en el capítulo 4 para cada uno de los puntos analizados.

De acuerdo al aporte que arrojó un análisis más profundo al factor de potencia, teniendo en cuenta que se tomó el valor medido, el calculado y el real, en los hitos de evaluación 4.1.10 y 4.1.11, se tiene presencia de energía reactiva inductiva y en instantes del día particularizados, mediante la transición de la operación, se observa que hay picos de energía capacitiva que no supera el valor de 1kvar capacitivo.

De acuerdo a la caracterización de la instalación en ETAP, se evidencia un error aceptable en los resultados mostrados, los cuales fueron analizados en el capítulo 3 donde se muestran los modelos del sistema.

Los problemas observados en las simulaciones se relacionan principalmente con la necesidad de corregir el factor de potencia, por lo que se realizó planteamiento de un SVC “Static VAR Compansator” o SVG “Static VAR Generator” con este último, citado como se conoce comercialmente.

Se evidencia compensación del factor de potencia con la implementación del SVG o SVC, antes de realizar el ingreso del arreglo solar, teniendo valores cercanos a 1, lo que evita penalizaciones por energía reactiva, validado con las figuras 5.2 y 5.7.

Cuando se realiza la inclusión del arreglo solar, sin tener en cuenta la corrección del factor de potencia, se mejora un poco el factor de potencia, pero no lo suficiente para evitar penalizaciones, y se logra ver que se tienen picos de energía reactiva atípicos a las mediciones normales, los cuales son penalizados directamente.

Al realizar la mejora de parámetros de calidad de energía, e incluir la generación del arreglo fotovoltaico, se presenta una mejora sustancial del factor de potencia, pero se evidencia que el SVG tiene unas variaciones irregulares a lo esperado, y se asocia a la inyección de energía activa a la red, lo que ocasiona que el SVG tenga problemas con el control de la energía reactiva capacitiva en esa ventana de máxima producción solar que se da entre las 12 del mediodía y las 2pm, maximizado por la ausencia de consumo en esa misma ventana, aunque es el único punto débil mostrado de la simulación, y que se plantea como trabajo futuro, un estudio profundo del comportamiento y la electrónica del SVG para estos casos particulares.

EL comportamiento de los armónicos con las simulaciones realizadas, se logra evidenciar que incrementa los valores sustancialmente, ante en la entrada de la generación fotovoltaica del arreglo solar, inicialmente en el análisis, por la reducción de la potencia activa propia del arreglo.

El THD también tiene un incremento, pero no tan alto como los armónicos individuales, lo que abriría el análisis puntualmente para un desarrollo futuro de complemento de este trabajo de grado.

Las mejoras recomendadas para esta instalación industrial son las siguientes:

- La implementación de un SVG para mejorar el factor de potencia, evitar las penalizaciones por energía reactiva inductiva y reactiva capacitiva generada por equipos electrónicos en la actualidad.
- Implementar el arreglo solar una vez mejorado el factor de potencia mediante el SVG.
- Tener en cuenta las buenas prácticas de ingeniería en la ejecución de las redes eléctricas internas aplicando la normatividad vigente conforme con el RETIE, con esto plantear



una mejora al diseño interno de las redes existentes y complementarlas con una buena aplicación del diseño de energía solar basado en los análisis plasmados y simulados en este trabajo, con la implementación de un SVG, y mejoras en la topología de red aplicada al diseño generación de energía solar, además teniendo en cuenta un diseño adecuado de tierras que mejoran sustancialmente cualquier evento de falla.

- Tener en cuenta que al ingreso del arreglo solar se presenta un incremento de energía reactiva capacitiva, lo que se debe contrarrestar en la actualidad con la revisión normativa de generadores de energía solar.

## 6.1. Aportes

De igual forma, se encuentra que el aporte principal de este trabajo es el de evidenciar que las instalaciones eléctricas existentes en predios industriales, donde se proyecta incluir una instalación fotovoltaica, tengan un documento guía que los ayude a evidenciar los problemas de calidad de energía asociados a los diferentes escenarios presentados en la instalación eléctrica, dando a conocer las acciones que se muestran a continuación:

- Caracterizar los parámetros de la calidad de energía de una instalación industrial con proyección de generación fotovoltaica, para la identificación de posibles problemas.
- Identificar los problemas de calidad de energía mediante la comparación de los resultados de simulación y mediciones en la instalación industrial con proyección de generación fotovoltaica.
- Proponer posibles mejoras en el diseño y funcionalidad de la instalación industrial.

## 6.2. Trabajos futuros

Finalmente, en el desarrollo de este trabajo, cabe resaltar los posibles trabajos futuros a desarrollar como complemento mostrados a continuación:

- Realizar análisis de resonancias magnéticas ocasionadas por bancos de condensadores existentes que se pueden encontrar constantemente en las instalaciones eléctricas industriales.
- Plantear un desarrollo de software comercial que permita integrar una medición de calidad de energía de la instalación eléctrica con la implementación de generación fotovoltaica.

- Realizar un análisis Normativo de cara a las futuras resoluciones para que las penalizaciones que se generan por la entrada de generación fotovoltaica tengan límites máximos y mínimos aceptables para energía reactiva inductiva y capacitiva como régimen especial para este tipo de instalaciones.

Entre otros muchos que pueden surgir al lector, ya que este tipo de trabajos abre la posibilidad de análisis en pro de mejorar día a día la calidad de energía que se ve afectada por el ingreso de nuevas tecnologías aplicadas a instalaciones existentes que varían constantemente con la entrada de nuevas cargas y nuevas tecnologías de generación de energía.

# Referencias

---

- [1] International Energy Agency, "Renewables Information - Overview (2020 Edition)," IEA Stat., p. 497, 2020, [Online]. Available:  
<http://www.oecd-ilibrary.org/energy/renewables-information-2011renew-2011-en>.
- [2] Ley 1715, Congreso de la República de Colombia, no. May. 2014, p. 2014.
- [3] Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, "Resolución No. 30 de mayo de 2018," Mm. p. 27, 2018, [Online]. Available:  
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5%0Bb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/Creg030-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5%0Bb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/Creg030-2018.pdf).
- [4] UPME, "Plan de Expansión de Referencia. Generación -Transmission 2015-2029," Minist. Minas y Energía, p. 616, 2016.
- [5] Boletín XM, "Boletín energético 203" p. 33, 2020, [Online]. Available:  
<http://www.xm.com.co/boletinesenergetico/Boletin203.pdf>.
- [6] R. P. Mandi and U. R. Yaragatti, "Power Quality Issues in Electrical Distribution system and Industries," Asian J. Eng. Technol. Innov. Spec. Conf. Issue, no. 3, pp. 64-69, 2017.
- [7] M. Hojabri and A. Toudeshki, "Power Quality Consideration for Off-Grid Renewable Energy Systems," Energy Power Eng., vol. 05, no. 05, pp. 377-383, 2013, doi: 10.4236/epe.2013.55039.
- [8] S. Lewis, "Analysis and management of the impacts of a high penetration of photovoltaic systems in an electricity distribution network," pp. 1-7, 2012, doi: 10.1109/isgt-asia.2011.6257068.
- [9] J. A. Hernandez, D. Velasco, and C. L. Trujillo, "Analysis of the effect of the implementation of photovoltaic systems like option of distributed generation in Colombia," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 15, no. 5. Elsevier Ltd, pp. 2290-2298, Jun. 01, 2011, doi: 10.1016/j.rser.2011.02.003.
- [10] T. K. Gimenes, P. R. Mendes, J. J. G. Ledesma, and O. H. Ando Junior, "Impact of 23 distributed generation and energy storage on power quality," Renew. Energy Power Qual. J., vol. 18, no. 18, pp. 238-243, 2020, doi: 10.24084/repqj18.281.
- [11] M. Patsalides et al., "The effect of solar irradiance on the power quality behaviour of

- grid connected photovoltaic systems,” *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 1, no. 5, pp. 323-330, 2007, doi: 10.24084/repqj05.284.
- [12] D. Scheepers and J. Beukes, ”Understanding resonance in a renewable energy power plant,” *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 18, no. 18, pp. 397-402, 2020, doi: 10.24084/repqj18.356.
- [13] M. Patsalides, A. Stavrou, V. Efthymiou, and G. E. Georghiou, ”Towards the establishment of maximum PV generation limits due to power quality constraints,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 42, no. 1, pp. 285-298, 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.03.043.
- [14] F. D. Ribeiro, A. G. Pinho, R. A. Gomes, and E. G. Domingues, ”A systematic literature review of electricity distribution in smart grid scenarios,” *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 18, no. 18, pp. 122-127, 2020, doi: 10.24084/repqj18.245.
- [15] A. Barona, F. Ferrandis, J. Olarte, and J. L. Iribarren, ”New power quality solutions especially designed for industrial applications,” 2007 9th Int. Conf. Electr. Power Qual. Util. EPQU, 2007, doi: 10.1109/EPQU.2007.4424076.
- [16] M. Patsalides, V. Efthymiou, A. Stavrou, and G. E. Georghiou, ”A generic transient PV system model for power quality studies,” *Renew. Energy*, vol. 89, pp. 526-542, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.12.003.
- [17] S. Lu and L. Wang, ”Analysis of Measured Power-Quality Results of a PV System Connected to Peng-Hu Power System Shun-chin Ke Che-hao Chang Zhi-hao Yang,” pp. 1-7, 2014.
- [18] A. K. Singh, S. Kumar, and B. Singh, ”Solar PV Energy Generation System Interfaced to Three Phase Grid With Improved Power Quality,” vol. 67, no. 5, pp. 3798-3808, 2020.
- [19] D. O. Johnson and K. A. Hassan, ”Issues of Power Quality in Electrical Systems Issues of Power Quality in Electrical Systems,” no. January 2016, 2017, doi: 10.11648/j.ijepe.20160504.12.
- [20] D. Committee of the IEEE Power y E. Society, ”IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems Sponsored by the Transmission and Distribution Committee IEEE Power and Energy Society”.
- [21] R. Mienski, R. Pawelek, and I. Wasiak, ”Examination of power quality in industry,” *Proc. Int. Conf. Harmon. Qual. Power, ICHQP*, vol. 1, pp. 94-98, 1998, doi: 10.1109/ICHQP.1998.759846.
- [22] L. F. Mieles y A. F. Molina, ”Análisis de calidad de energía en el sistema eléctrico, de la empresa Provefrut en el cantón Latacunga de Elepco s.a, para disminución de pérdidas de energía,” *Universidad Tecnica de Cotopaxi.*, p. 125, 2019, [Online]. Available: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/5585>
- [23] I. Horikoshi, ”Análisis de las componentes armónicas de los inversores fotovoltaicos de

conexión a red,” Universidad Carlos III de Madrid., p. 136, 2009, [Online]. Available:  
<https://core.ac.uk/download/pdf/29400664.pdf>

- [24] C. M. Moreno y E. Pabón, ”Armonicos generados por el sistema fotovoltaico sede administrativa ESSA Parnaso,” UTS.,, p. 60, 2021, [Online]. Available:  
<http://repositorio.uts.edu.co:8080/xmlui/handle/123456789/7025>



# Anexos

---

## Especificaciones técnicas equipo analizador de redes Circuitor MYeBox-1500

---



### MYeBOX-1500

---

MYeBOX-1500, Analizador de redes portátil trifásico con registro de eventos de calidad y transitorios

Código: M84033. (CONSULTAR DISPONIBILIDAD)

- > Comunicaciones: Wi-Fi | 3G
- > Salida Transistor: 2
- > Entradas digitales: 2
- > N° entradas medida tensión: 5
- > Canales de medida de corriente: 5
- > Clase: Según clase A

### Descripción

---

MYeBOX® es una gama de analizadores portátiles configurables desde una APP y/o una web que realizan el análisis y registro de los parámetros eléctricos, la medida y registro de transitorios con forma de onda y los parámetros de calidad de red según la norma **EN 50160**. La información es accesible de forma remota desde la misma APP y /o Web. MYeBOX® realiza la medida y registro de parámetros eléctricos en instalaciones monofásicas, bifásicas o trifásicas (con y sin neutro).

La APP/Web se conectan al dispositivo para visualizar los datos medidos en tiempo real, configurar completamente el equipo, iniciar o detener el registro de datos, enviar los datos registrados a la plataforma MYeBOX® Cloud e incluso acceder a los datos de la memoria para visualizarlos de forma gráfica o en tablas. La conectividad remota permite hacer un análisis de los datos medidos sin necesidad de desplazamientos. También es posible enviarse los datos registrados a un repositorio de datos para analizarlos posteriormente en PowerVision Plus. El equipo se puede configurar localmente mediante teclado capacitivo y las opciones de menú por pantalla.

## Especificaciones

### Alimentación auxiliar por batería

Autonomía	2 h (sin 3G), 50 min (con 3G)
Batería	Litio (3,7 Vc.c.)
Capacidad	3700 mAh
Temperatura de carga	0 ... 40 °C
Tiempo de carga	6 h

### Alimentación en alterna

Categoría de la instalación	CAT II 300 V
Consumo	22...28 VA
Frecuencia	47...63 Hz
Tensión nominal	100...240 Vc.a.(Adaptador de alimentación de c.a.)

### Alimentación con cargador (adaptador)

Tensión de salida	9 Vc.c.
Potencia máxima	20 W

### Especificaciones batería

Capacidad	220 mAh
Garantía de rendimiento	10 años
Tipo	Litio
Tensión	3 Vc.c.

### Características ambientales

Grado de protección	IP 30
Humedad relativa (sin condensación)	5...95 %
Temperatura de almacenamiento	-20...+60 °C
Temperatura de trabajo	-10...+50 °C

### Características mecánicas

Envolvente	Plástico V0 autoextinguible
Peso Neto (kg)	3,1

### Normas

Certificaciones	UL, CAN/CSA-C22.2 No. 61010-1, 3rd Edition, 2012-5, CE
Seguridad eléctrica, Altitud máx. (m)	2000
Seguridad eléctrica, Clase de aislamiento	Protección contra descargas eléctricas por doble aislamiento clase II (CEI 61010)
Normas	Reciclaje directiva europea 2002/96/EC, EN 61326-1, UL 61010-1, 3rd Edition, 2012-05-11, IEC 61010-1, 3rd Edition



**Circuito de medida de corriente**

Categoría de la instalación	CAT III 600 V
Corriente nominal (In)	Según pinza
Corriente medida de fase	Transformadores con salida 0,250 A ó 0,333 V
Margen medida corriente de fase	1...200 % In
Consumo máx. en entrada de corriente	0,0004 VA
Corriente máxima de impulso	3 x In A
Corriente mínima de medida	Según pinza

**Circuito de medida de tensión**

Categoría Instalación	CAT III 600 V
Consumo	0,15 VA
Frecuencia muestreo	45...65 Hz
Impedancia entrada	2,4 MΩ
Margen medida frecuencia	45...65 Hz
Margen medida tensión	45...65 Hz
Tensión mín. medida (Vstart)	10 Vc.a.

**Comunicaciones**

Banda	2,4 GHz.
Redes	UMTS/HSPA: 850/900/1900/2100 MHz. # GSM /GPRS /EDGE: 850/900/1800/1900 MHz.
Estándares	IEEE 802.11 b / g / n
Máxima potencia de salida	UTMS/3G (Potencia Clase 3): 24dBm, GSM850/900 (Potencia Clase 4): 33dBm, GSM1800/1900 (Potencia Clase 1): 30 dBm.
Mecanismo de conexión	Wi-Fi
Tecnología	3G

**Interface usuario**

Conectividad	μUSB
LED	21
Teclado	5 teclas, 2 pulsadores
Tipo display	Alfanumérico de 20 caracteres x 2 líneas

**Entradas digitales**

Aislamiento	2,7 kV
Cantidad	2
Tipo	Contacto libre de potencial
Corriente máx. en cortocircuito	5 mA
Tensión máx. en circuito abierto	4...9 Vcc

**Memoria**

Capacidad de memoria	16 GB
Tiempo registro	1s, 1m, 5m, 15m, 1h, 1d
Tipo	FAT 32

**Salidas digitales de transistor**

Cantidad	2
Tipo	Opto MOSFET
Corriente máxima	90 mA
Tensión máxima	48 Vc.c.

**Precisión de medidas**

Asimetría de corriente (Ka)	Clase A (IEC 61000-4-30)
Asimetría de tensión (Ka)	Clase A (IEC 61000-4-30)
Desequilibrio de corriente (Kd)	Clase A (IEC 61000-4-30)
Desequilibrio de tensión (Kd)	Clase A (IEC 61000-4-30)
Medida de frecuencia	Clase 0,1 (45...65 Hz)
Medida de corriente de fase	Clase 0,2 (1...200 % In) (IEC 61557-12)
Medida de energía reactiva (kvarh)	Clase 1 (IEC 62053-23)
Medida de potencia reactiva (kvar)	Clase 1 ± 1 dígito (IEC 61557-12) (Vn c.a. 230/110)
Medida de potencia aparente (kVA)	Clase 0,5 ± 1 dígito (IEC 61557-12) (Vn c.a. 230/110)
Medida de energía activa (kWh)	Clase 0,5S (IEC 62053-22)
Medida de potencia activa (kW)	Clase 0,5 ± 1 dígito (IEC 61557-12) (Vn c.a. 230/110)
Medida factor de potencia	Clase 0,5 (IEC 61557-12)
THD de corriente	Clase 1 (IEC 61000-4-7)
THD de tensión	Clase 1 (IEC 61000-4-7)
Medida de tensión de fase	Clase 0,2 (10...1000 VF-N c.a.) (IEC 61557-12)
Pinst. Flicker	3 % (IEC 61000-4-15)
Pst Flicker	5 % (0,2 ... 10Pst) (IEC 61000-4-15)
Armónicos de corriente (THD)	(Hasta 50*) Clase 1 (IEC 61000-4-7)
Armónicos de tensión (THD)	(Hasta 50*) Clase 1 (IEC 61000-4-7)