

Rediseño de subestación principal de la planta extractora de aceite de crudo de palma Sapuga  
S.A mediante un análisis de la calidad de energía

Víctor Alfonso Pabón Neira

Trabajo de Grado para Optar el Título de Especialista en Gerencia del Mantenimiento.

Director

Yesid Javier Rueda Ordoñez

PhD en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Mecánica

Especialización en Gerencia de Mantenimiento

Bucaramanga

2026

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	8
2. Objetivos .....	13
2.1 Objetivo General .....	13
2.2 Objetivos Específicos.....	13
3. Marco Referencial.....	14
4.1 Marco Teórico.....	14
4.1.1 La dependencia energética de la industria de palma.....	14
4.1.2 Diseño adecuado de una subestación eléctrica en plantas industriales.....	15
4.2 Marco Legal .....	18
5. Metodología .....	20
5.1 Plan de Trabajo .....	20
6. Resultados .....	23
6.1 Diagnóstico del estado actual de la subestación principal de la planta extractora de aceite de la empresa, a través del análisis de calidad de energía. ....	23
6.2 Análisis del impacto de la deficiencia en la calidad de la energía eléctrica sobre las operaciones de los equipos de la planta extractora. ....	31
6.2.1 Interpretación de los resultados de la medición de calidad de energía. ....	31
6.2.2 Comparativo de los hallazgos con los términos establecidos en las normativas como el RETIE y la IEC.....	34
6.2.3 Impactos financieros de una mala calidad de la energía.....	41

6.3 Plan de rediseño de la subestación principal de la planta extractora, incorporando soluciones técnicas que permitan mejorar la calidad de la energía, extender la vida útil de los equipos y garantizar su eficiencia. ....	45
6.3.1 Alternativa de rediseño a partir de los hallazgos. ....	46
6.3.2 Consideraciones para la implementación de BIM en subestaciones. ....	51
7. Conclusiones .....	53
8. Recomendaciones .....	54
Referencias Bibliográficas .....	56

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 <i>Horas de interrupciones (DIU) durante el 2023</i> .....	25
Tabla 2 <i>Horas de interrupciones (FIU) durante el 2023</i> .....	25
Tabla 3 <i>Resumen general, tipo y horas de parada de la subestación durante el 2023</i> .....	26
Tabla 4 <i>Resumen de lectura Promedio de Parámetros Puntuales</i> .....	27
Tabla 5 <i>VARIABLES analizadas</i> .....	32
Tabla 6 <i>Parámetros eléctricos promedio</i> .....	32
Tabla 7 <i>Interpretación resultados generales calidad de energía</i> .....	33
Tabla 8 <i>Comparativo entre hallazgos y las normativas</i> .....	37
Tabla 9 <i>Principales causas y efectos sobre los equipos críticos de la planta extractora</i> .....	38
Tabla 10 <i>Pérdidas operativas y energéticas</i> .....	43
Tabla 11 <i>Pérdidas económicas por efecto operativo</i> .....	44
Tabla 12 <i>Componentes del rediseño</i> .....	47

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1 <i>Variables registradas en el estudio</i> .....	28
Figura 2 <i>Frecuencia eléctrica, tendencia mínima, promedio</i> .....	30

## Resumen

**Título:** Rediseño de subestación principal de la planta extractora de aceite de crudo de palma Sapuga S.A mediante un análisis de la calidad de energía\*.

**Autor:** Víctor Alfonso Pabón Neira\*\*

**Palabras Clave:** subestación, calidad de energía, aceite, planta extractora.

### Descripción:

El presente documento plantea como objetivo rediseñar la subestación principal de la planta extractora de aceite SAPUGA S.A., mediante un análisis de calidad de energía. Para lograr lo anterior, se propuso un enfoque cuantitativo-descriptivo, lo que implica medir y describir los parámetros específicos de la calidad de energía de la subestación objeto de estudio. Lo anterior, permitirá la caracterización del rendimiento eléctrico del sistema a través de datos numéricos, la medición y recopilación de datos y la posterior descripción del estado actual de la calidad de energía de la subestación, mediante la presentación de los resultados. Infortunadamente durante el estudio la planta se encontraba en baja carga, el transformador cuenta con una capacidad de 800Kva y casi el 70% de los datos se mantuvieron en el rango de 0 a 100Kva. Por tanto, se debe repetir el estudio en la temporada de mayor demanda energética que de acuerdo con la información recolectada, esta se presenta en los meses de marzo a junio, lo anterior con el fin de tener la mayor cantidad de datos en los rangos de operación a plena carga del transformador. Durante el mes de junio se logró realizar un diagnóstico y se observó consumos de corriente superiores a la corriente nominal del transformador de 800Kva que corresponde a 1004A según placa; en varias ocasiones se observaron consumos de hasta 1379,56A, lo cual puede generar daños en el transformador.

---

\* Trabajo de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: xxx xxxx. Título académico.

## Abstract

**Title:** Redesign of the main substation of the Sapuga S.A. crude palm oil extraction plant through an analysis of power quality\*

**Author:** Víctor Alfonso Pabón Neira\*\*

**Key Words:** substation, power quality, oil, extraction plant.

### Description:

The objective of this document is to redesign the main substation of the SAPUGA S.A. oil extraction plant through a power quality analysis. To achieve this, a quantitative-descriptive approach was proposed, which involves measuring and describing the specific power quality parameters of the substation under study. This will allow the electrical performance of the system to be characterized through numerical data, the measurement and collection of data, and the subsequent description of the current state of the substation's power quality through the presentation of the results. Unfortunately, during the study, the plant was operating at low load. The transformer has a capacity of 800 kVA, and almost 70% of the data remained in the range of 0 to 100 kVA. Therefore, the study must be repeated during the season of highest energy demand, which, according to the information collected, occurs in the months of March to June, in order to obtain the greatest amount of data in the ranges of full load operation of the transformer. During the month of June, a diagnosis was carried out and current consumption exceeding the transformer's rated current of 800 kVA, which corresponds to 1004 A according to the nameplate, was observed. On several occasions, consumption of up to 1379.56 A was observed, which can cause damage to the transformer.

---

\* Degree Work.

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: xxx xxxx. Título académico.

## Introducción

Los combustibles fósiles representan el 87% del consumo energético mundial, mientras que la cuota de las energías renovables se acerca al 9% (Stanford Energy, 2025). Dentro de este último grupo, la energía hidroeléctrica sigue siendo la forma dominante; su consumo representa cerca del 65%, seguida de la energía eólica con un 18%, la biomasa (combustión de madera, material forestal y biomasa agrícola) con un 9%, la energía solar con un 7% y la geotérmica con otro 7% (Stanford Energy, 2025). En este contexto, debido a su potencial para contribuir al sector de las fuentes de energía renovables, la palma aceitera o palma africana (*Elaeis guineensis*) se cultiva en diversas partes del mundo para proporcionar aceite a las industrias alimentaria y de biodiésel, y para generar electricidad.

El aceite de palma representa más del 33% de la producción mundial de aceites vegetales, siendo, después del aceite de soja, el segundo aceite vegetal más producido (InfoAgro, 2019). Tras el proceso de extracción del aceite, se genera entre un 21% y un 35 % (en masa) de biomasa residual (sobre la base de racimos de frutos cosechados, racimos de frutos frescos) (Bolsa Mercantil de Colombia -BMC-, 2024), cuya descomposición constituye un problema medioambiental y de salud pública. Esta biomasa (cáscara, fibra y racimos vacíos) tiene un alto potencial como fuente de energía renovable. Todo ello ha llevado a muchos países productores de aceite de palma a utilizar este subproducto como fuente de energía, contribuyendo a la sostenibilidad de la cadena de suministro de la propia industria.

Colombia es el cuarto productor de aceite de palma del mundo y el primero de América Latina (BMC, 2024). En este país, el desarrollo del mercado de biodiésel ha sido fundamental para aumentar el consumo local de aceite de palma, que se acerca al millón de toneladas y equivale a un consumo per cápita anual de 20kg (Arias, 2018). Además, el cultivo de la palma africana genera

alrededor de 3,3 millones de toneladas anuales de residuos lignocelulósicos (Chaparro, 2023), lo que constituye una oportunidad para producir energía renovable a partir de este subproducto.

Según cifras de la Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite (Fedepalma, 2024), se ha observado un rápido aumento de la producción de aceite de palma durante los últimos años, pasando de 1,7 millones de toneladas en 2022 a 1,84 millones de toneladas en 2024, lo que supone un incremento importante en la productividad en Colombia del aceite de palma. La gran producción de aceite de palma se debe a la creciente demanda de palma aceitera como consecuencia del crecimiento demográfico, al mejoramiento en la distribución de las lluvias, así como a las mejoras de las prácticas de fertilización y agrícolas y al desempeño del material híbrido en las diversas regiones del país. Por lo tanto, se espera que la producción supere los 2 millones de toneladas en 2025, lo que provocará la expansión de las plantaciones de palma.

Sin embargo, el aceite de palma se procesa en varios pasos, cada uno de los cuales requiere el uso de energía. El tamaño de la capacidad de producción, la complejidad de los procesos, el nivel de automatización y la energía consumida están relacionados. Por consiguiente, la eficiencia energética ha sido una preocupación importante, ya que es un factor muy significativo del costo operativo. La maquinaria y los sistemas de procesamiento en Colombia consumen actualmente demasiada energía (Ministerio de Minas y Energía, 2024a), lo que aumenta el costo de producción del aceite de palma. Bajo esta óptica, las subestaciones eléctricas desempeñan un rol importante, dado que son los responsables de la recepción, transformación y distribución de la energía hacia las diversas áreas operativas.

Al contextualizar la problemática dentro del contexto específico, es decir, al recopilar información de campo en la empresa extractora SAPUGA S.A., objeto de esta investigación, entidad dedicada a la extracción de aceite de palma y a la producción de fruta, cuyas instalaciones

se encuentran ubicadas en el municipio de Puerto Gaitán (Meta), se logró identificar que la capacidad instalada de procesamiento de la planta extractora es de 30 Ton/h y cuenta con una subestación cuyo transformador es de 800 Kw. El consumo teórico para esta industria por tonelada procesada se encuentra en el rango de 25 a 28 Kw/ton.

Con lo anterior, la capacidad de la subestación cumple con la demanda de energía para el potencial de producción máximo, no obstante, en la operación se han presentado varios inconvenientes relacionados a la capacidad de la subestación que limitan la capacidad de procesamiento a un máximo de 26 ton/h. problemas que se traducen en altos costos de mantenimiento, paradas no programadas, altos costos de producción, reducción de la vida útil de los equipos, conllevando a importantes pérdidas económicas para la empresa.

En consecuencia, se hace necesario entonces, realizar un estudio y análisis de la calidad de energía de la planta extractora, identificar los problemas existentes, rediseñar la subestación instalada y finalmente, establecer un plan de acción que permita recuperar la capacidad de procesamiento mediante soluciones que lleven a que el sistema cumpla con los parámetros de eficiencia y normativa nacional e internacional.

A partir de lo anterior, se plantea la siguiente pregunta problema: ¿Cómo se logra contribuir a la eficiencia y vida útil de los equipos eléctricos de la planta extractora de aceite de la empresa SAPUGA S.A., mediante el rediseño de la subestación principal a partir del análisis de calidad de la energía?

A partir de lo anterior, este trabajo se fundamenta a partir de las problemáticas expuestas en la subestación de la empresa extractora de aceite de palma SAPUGA S.A., ubicada en el municipio de Puerto Gaitán, Meta, cuya capacidad instalada es de 30 toneladas/hora, para su proceso de extracción de aceite crudo de palma.

La producción anual de la compañía presenta un comportamiento cíclico donde se rige por las épocas de cosecha de fruta. Dicho comportamiento está caracterizado por un periodo de pico o alta producción de fruta comprendido normalmente entre los meses de diciembre hasta mayo, y un periodo de valle o de baja producción que va desde junio hasta noviembre. Este comportamiento presenta una razón 70/30, es decir, que durante la época de pico se cosecha y procesa el 70% de toda la fruta disponible del año y dicho pico se da en un periodo aproximado de seis meses.

La capacidad instalada se encuentra calculada para procesar 18.000 toneladas de fruta por mes durante el periodo de pico. Por tanto, garantizar la disponibilidad y confiabilidad de todos los equipos durante este periodo es el reto principal del departamento de mantenimiento.

Uno de los componentes de mayor relevancia para la compañía es el suministro de red eléctrica de manera continua y de buena calidad. Desafortunadamente la planta extractora se encuentra ubicada en una región donde la calidad de la energía y el servicio de suministro no son los esperados: el alto costo del servicio, los constantes y prolongados cortes de energía en diferentes épocas del año han generado afectaciones en la calidad de los productos, sobrecostos de producción y afectaciones en los equipos mecánicos y eléctricos.

Por último, existen dos factores adicionales que afectan la capacidad de la subestación: por un lado, las adecuaciones internas que se han venido realizando en el último año han aumentado la potencia instalada de la planta extractora. Por otro lado, el banco de condensadores se encuentra por debajo de la potencia requerida. Esto último reflejado en las sanciones económicas registradas en las facturas por concepto de la reactivación.

Todo esto conlleva a la necesidad de realizar un análisis de la calidad de la energía y determinar la capacidad real de los equipos, consumos y estado actual, de manera que, esta

información sirva de insumo para realizar los cálculos necesarios y el rediseño de la subestación principal que permita garantizar la operación y la capacidad máxima de procesamiento.

## **2. Objetivos**

### **2.1 Objetivo General**

Rediseñar la subestación principal de la planta extractora de aceite SAPUGA S.A., mediante un análisis de calidad de energía.

### **2.2 Objetivos Específicos**

Diagnosticar el estado actual de la subestación principal de la planta extractora de aceite de la empresa, a través del análisis de calidad de energía.

Analizar el impacto de la deficiencia en la calidad de la energía eléctrica sobre las operaciones de los equipos de la planta extractora.

Proponer un plan de rediseño de la subestación principal de la planta extractora, incorporando soluciones técnicas que permitan mejorar la calidad de la energía, extender la vida útil de los equipos y garantizar su eficiencia.

### 3. Marco Referencial

#### 4.1 Marco Teórico

##### *4.1.1 La dependencia energética de la industria de palma*

La energía es el motor de las industrias y la producción agrícola, el combustible para el transporte, así como para la generación de electricidad en las centrales térmicas convencionales, todo ello basado en la energía. En sintonía, la energía desempeña un papel importante en la actualidad. Es la principal fuerza motriz detrás de todas las actividades humanas. La energía se define como la capacidad de producir cambios o realizar trabajo. La eficiencia energética puede reducir el uso de recursos energéticos primarios y lograr ahorros significativos. Este método es adecuado para todas las industrias, incluidas las fábricas de aceite de palma.

La planta de aceite de palma consta de diferentes procesos, desde el racimo de fruta fresca hasta la obtención de aceite crudo, que incluyen la esterilización, la trilla, la digestión, el prensado y la clarificación. El proceso comienza con la recepción de los racimos de fruta fresca procedentes de la plantación en la recepción de racimos mediante un proceso de esterilización. Los racimos de fruta se someten a una presión de hasta 3 bar o equivalente a 300 kPa en recipientes presurizados para detener la formación de ácidos grasos libres y preparar la fruta para los siguientes subprocesos. Una vez finalizado el proceso, las tiras esterilizadas se desechan en una trilladora de tambor giratorio. Los racimos despojados o racimos de fruta vacíos se transportan para su acolchado en la plantación, mientras que los frutos se transportan a los digestores de prensado. Los frutos en los digestores se calientan con vapor vivo y se agitan continuamente para separar el mesocarpio oleaginoso de las nueces y abrir las células oleaginosas del mesocarpio (Noranai et al., 2021).

El proceso de obtención del aceite, en resumen, consiste en la recepción de racimos de fruta fresca procedentes de las plantaciones, la esterilización y trilla de los racimos para liberar la fruta de palma, el machacado de la fruta y el prensado del aceite de palma crudo. El aceite crudo se somete a un tratamiento adicional para purificarlo y secarlo para su almacenamiento y exportación (Fedepalma, 2017).

Por lo general, en las fábricas de aceite de palma crudo, la electricidad es la fuente de energía dominante en el proceso de producción. Un ejemplo de esto, son los procesos que se desarrollan en la planta extractora de aceite, los cuales mantienen un alto consumo de energía. En consecuencia, las pérdidas de energía durante el procesamiento del aceite de palma aumentan los costos de producción y también tienen un efecto adverso en el medio ambiente. La tendencia a superar estas pérdidas de energía ha atraído una mayor atención hacia las cuestiones relacionadas con la eficiencia energética industrial. La eficiencia energética de una planta o un proceso es inversamente proporcional a las pérdidas de energía.

Por lo tanto, la eficiencia energética puede mejorarse cuando se minimizan las pérdidas de energía. Dado que la reducción de las pérdidas de energía aumentará significativamente la eficiencia de las plantas, es necesario identificar las posibles causas de estas pérdidas para mejorar la eficiencia energética de la planta.

#### ***4.1.2 Diseño adecuado de una subestación eléctrica en plantas industriales***

Las subestaciones desempeñan un papel estratégico dentro del sistema eléctrico, ya que son nodos clave para la transformación y distribución de la electricidad. Con la creciente demanda mundial de energía y la necesidad cada vez mayor de un suministro eléctrico fiable, se ha vuelto esencial garantizar la eficiencia en todas las etapas de planificación, construcción, operación y

mantenimiento de estas infraestructuras críticas. En este contexto, la expansión de las redes de subestaciones y la modernización continua de las instalaciones existentes ponen de relieve la importancia de explorar nuevas técnicas y métodos destinados a mejorar el rendimiento, la seguridad y la gestión de activos.

Entre los principales retos a los que se enfrenta la operación de estos activos se encuentra la excesiva carga de trabajo (Cao et al., 2020), ya que el mantenimiento convencional sigue dependiendo de inspecciones manuales, repetitivas y que requieren mucho tiempo. Además, se han señalado con frecuencia ineficiencias durante las inspecciones, mala calidad de los datos recopilados sobre el terreno y deficiencias en el análisis estadístico (Zhao et al., 2023). La complejidad inherente a estas instalaciones y los riesgos relacionados con los sistemas de alta tensión también exigen medidas de seguridad estrictas, lo que complica aún más las actividades operativas (Xing et al., 2023).

Comprender la estructura física y funcional de una subestación es fundamental para desarrollar soluciones inteligentes, seguras y digitalmente integradas, como el uso de modelos BIM, sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) y tecnologías de monitorización remota.

En sintonía, la eficiencia económica, la flexibilidad, la seguridad y la fiabilidad son requisitos clave para los sistemas de servicios industriales modernos. Estos requisitos deben cumplirse mediante: cuadros eléctricos para el suministro y la distribución de energía, dispositivos, equipos, etc. Las instalaciones y equipos técnicos de las plantas industriales requieren una fuente de energía adecuada que esté disponible de forma continua. Los cambios en los requisitos operativos, por ejemplo, los cambios en la potencia requerida de los motores o la conexión de

nuevas cargas, significan que los cuadros eléctricos de baja tensión deben ser capaces de proporcionar un alto grado de flexibilidad.

Las subestaciones que dan servicio a grandes complejos industriales o instalaciones comerciales requieren diseños especializados que tengan en cuenta las características únicas de la carga, los requisitos de calidad de la energía y las limitaciones operativas. Estas instalaciones suelen incorporar múltiples niveles de tensión, esquemas de protección especializados y sistemas de energía de respaldo que garantizan la continuidad de los procesos críticos (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

Por su parte, el diseño contemporáneo de las subestaciones debe cumplir con normativas medioambientales cada vez más estrictas, al tiempo que mantiene los más altos estándares de seguridad. Esto incluye estrategias de mitigación del ruido, sistemas de contención de aceite y medidas de protección contra incendios que protegen tanto al personal como a las comunidades circundantes. El análisis de los riesgos de arco eléctrico se ha convertido en una consideración crítica en el diseño, y los ingenieros implementan medidas de protección que limitan los niveles de energía incidente y proporcionan especificaciones adecuadas sobre equipos de protección personal para el personal de mantenimiento.

En síntesis, la infraestructura de las subestaciones eléctricas es compleja y crítica por naturaleza, lo que también requiere las mejores capacidades de ingeniería y excelencia operativa. Estas instalaciones son inversiones considerables que deben ser capaces de proporcionar un rendimiento fiable a lo largo de décadas de vida útil y funcionar ante los requisitos cambiantes de la red y la tecnología.

## 4.2 Marco Legal

Las políticas colombianas fomentan el uso integral de los productos de la palma aceitera, la optimización de la cadena de valor y la reducción de los costos logísticos de la agroindustria de la palma aceitera (CONPES, 2007). La Ley 1715 de 2014 (CNRC, 2014) promueve la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional como medio necesario para el desarrollo sostenible, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la garantía del suministro energético.

Además, establece incentivos fiscales para la inversión en proyectos de fuentes de energía no convencionales: reducción de la renta anual, exención del impuesto sobre el valor añadido (IVA), exención del pago de derechos de aduana y acceso a un régimen de amortización acelerada.

Por su parte, mediante la más reciente expedición de la Resolución 40117 de 2024, se presentó la nueva versión del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas -RETIE-, el cual consiste en el marco regulatorio de la industria eléctrica en Colombia, que abarca equipos y procesos relacionados con la generación, transmisión, transformación, distribución y uso final de la energía. Se aplica a fabricantes, importadores, distribuidores e instaladores de productos y sistemas eléctricos (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

En armonía, la última versión del RETIE entró en vigor oficialmente el 3 de abril de 2024. Esta normativa sustituye a las versiones anteriores, incluida la Resolución 90708 de 2013, que sentó las bases, y sus posteriores actualizaciones. La última versión del RETIE amplió los requisitos de certificación para incluir tecnologías de energía renovable, como turbinas eólicas eléctricas, baterías para sistemas fotovoltaicos y eólicos, UPS, inversores para energías renovables, entre otros (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

Según el RETIE, todos los productos eléctricos sujetos a sus disposiciones deben obtener un Certificado de Conformidad antes de su importación, comercialización o distribución. La certificación garantiza el cumplimiento de los requisitos técnicos descritos en el Libro 4 de la Resolución 40117. Los productos fabricados o importados antes del período de transición pueden seguir distribuyéndose si cumplen con las normas de certificación anteriores establecidas en la Resolución 90708 (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

Por su parte, La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) es una organización mundial sin ánimo de lucro que agrupa a más de 170 países y coordina el trabajo de más de 30.000 expertos. Mediante el consenso internacional, la IEC ha publicado más de 10.000 normas internacionales en muchos ámbitos diferentes de la electro-tecnología y gestiona cuatro sistemas mundiales de evaluación de la conformidad. La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) establece normas internacionales para las industrias eléctricas y electrónicas.

Estas normas abarcan todo, desde el diseño hasta el mantenimiento de los productos eléctricos. Son fundamentales para garantizar la calidad y gestionar los riesgos en el campo de la ingeniería eléctrica. Los Estándares IEC están impulsando una mayor eficiencia energética de los sistemas y productos que funcionan con electricidad. Unos centros de datos más eficientes energéticamente y una computación en la nube más ecológica son algunos de los beneficios de ese trabajo.

## 5. Metodología

Dado que el objetivo principal de la presente monografía busca rediseñar la subestación principal de la planta extractora de aceite SAPUGA S.A., mediante un análisis de calidad de energía, el estudio será bajo un enfoque cuantitativo-descriptivo, lo que implica medir y describir los parámetros específicos de la calidad de energía de la subestación objeto de estudio. Lo anterior, permitirá la caracterización del rendimiento eléctrico del sistema a través de datos numéricos, la medición y recopilación de datos y la posterior descripción del estado actual de la calidad de energía de la subestación, mediante la presentación de los resultados.

### 5.1 Plan de Trabajo

A continuación, se relacionan las principales actividades a desarrollar para llevar a cabo el plan de trabajo de la monografía, a partir de cada objetivo específico propuesto:

Diagnóstico del estado actual de la subestación principal de la planta extractora de aceite de la empresa:

- Recopilar datos de paradas de la planta por cortes de energía y/o reducción de capacidad de planta.
- Revisión de la documentación técnica y los planos eléctricos de la subestación principal.
- Contratar servicio de medición de la calidad de energía en la planta extractora.
- Recopilar datos de operación del último año que permita identificar fallas y mantenimiento.
- Determinar fecha de inicio de medición y el periodo de tiempo que durará la medición de la calidad de energía.

Análisis del impacto de la deficiencia en la calidad de la energía eléctrica sobre las operaciones de los equipos de la planta extractora.

- Procesar la información recopilada en el trabajo de campo, que permita tabular e interpretar los resultados de la medición de calidad de energía.
- Identificar alteraciones eléctricas en la planta extractora de aceite de la empresa.
- Realizar un comparativo de los hallazgos con los términos establecidos en las normativas como el RETIE y la IEC.
- Determinar los principales efectos sobre los equipos críticos de la planta extractora, que permita sintetizar las causas y consecuencias.
- Evaluar las pérdidas económicas y técnicas que estén asociados a los problemas generados por la mala calidad de la energía.

Propuesta de un plan de rediseño de la subestación principal de la planta extractora.

- Plantear alternativa de rediseño a partir de los hallazgos.
- Desarrollar un plan de acción con las actividades relevantes que permitan aumentar la capacidad de planta, a partir de los criterios técnicos, normativos y económicos.
- Determinar capacidad real del generador y todos los componentes de la subestación.
- Desarrollar recomendaciones para la implementación y el mantenimiento preventivo de la subestación principal rediseñada.

Recopilación y análisis de los datos y registros históricos de la subestación. Se realizará verificación de las marcas, referencias y capacidades de cada uno de los componentes que hacen parte de la subestación principal. Estos equipos son:

- ✓ Transformador trifásico de 800 Kw
- ✓ Tablero principal de transferencia
- ✓ Banco de condensadores
- ✓ Generador eléctrico C15 de 650 Kw
- ✓ Transformador trifásico de 220 V 150 Kw

Se establecerán los términos de referencia para sacar a licitación la oferta del servicio con personal externo capacitado que realice la medición de la calidad de la energía y la toma de información de cada uno de los componentes.

La medición de la calidad de la energía se debe realizar cuando la planta extractora esté a su máxima capacidad. El tiempo de medición es de aproximadamente ocho días.

Una vez se reciban los resultados de la medición, los datos se revisarán y analizarán por parte del equipo técnico de la planta extractora. Este equipo inicialmente estará conformado por el jefe de mantenimiento y el supervisor de mantenimiento. En una segunda revisión se incorporarán al equipo el director de planta y jefe de producción.

Se elaborará un plan de trabajo estableciendo puntos críticos, elaboración de presupuestos y responsables para cada actividad.

Finalmente se deberá analizar la capacidad real de la subestación vs la capacidad requerida para lograr el 100% de capacidad que corresponde a las 30 ton/h.

## 6. Resultados

### 6.1 Diagnóstico del estado actual de la subestación principal de la planta extractora de aceite de la empresa, a través del análisis de calidad de energía.

Para lograr cumplir con este objetivo, se realizaron dos estudios, el primero se llevó a cabo en junio de 2023 (Ver Apéndice A) y un segundo estudio se efectuó en el mes de noviembre del mismo año (ver Apéndice B). Del primer estudio de diagnóstico ejecutado en junio de 2023, se llevó a cabo la medición de calidad de energía, cuyo servicio se contrató a la empresa INMAC. De dicho diagnóstico se obtuvieron varios hallazgos, donde la calidad de la potencia suministrada depende del operador de la red o empresas de distribución de energía eléctrica, estas perturbaciones pueden ser de tensión y frecuencia, contenido de armónicos de las ondas de tensión y corriente, flickers, (fluctuaciones o “parpadeos” rápidos de tensión), factor de potencia, transitorios electromagnéticos rápidos, entre otros.

En sintonía, cabe mencionar que, los problemas calidad de la energía eléctrica se relacionan con cualquier desviación de la tensión, la corriente o la frecuencia que provoque la mala operación de los equipos de uso final y deteriore la economía o el bienestar de los usuarios; así mismo cuando ocurre alguna interrupción del flujo de energía eléctrica. Dentro de los efectos asociados a problemas de calidad de la energía se incluyen:

Incremento en las pérdidas de energía,

Efectos negativos en la economía y la competitividad empresarial,

Incremento del costo,

Deterioro de la confiabilidad.

Internacionalmente se tienen parámetros asociados a las variables eléctricas y se toman como referencia diversas normas entre las cuales se encuentra la norma EN50160, la cual fue

tomada en algunas mediciones como referencia. El equipo analizador de redes se conectó aguas abajo del secundario del transformador de 800KVA, donde se podrían evidenciar fenómenos como cortes de energía por red comercial y fluctuaciones generales del suministro; el equipo utilizado corresponde a un METREL MI2892.

De este primer estudio se encontraron aspectos como:

Mejoramiento de la capacidad del banco de condensadores.

Capacidad limitada del transformador, este equipo requería un mantenimiento de manera prioritaria.

Deficiencia en el suministro de la energía por parte del prestador del servicio además de una mala calidad de la misma.

El análisis de calidad de energía se llevó a cabo con la intención de ofrecer una comprensión más profunda de la situación actual y, sobre todo, de proporcionar soluciones concretas para abordar los problemas identificados. Al abordar estas causas fundamentales, la meta es proponer un plan de rediseño de la subestación principal de la planta extractora, incorporando soluciones técnicas que permitan mejorar la calidad de la energía, extender la vida útil de los equipos y garantizar su eficiencia.

En consecuencia, a partir del plan de trabajo propuesto en la metodología de estudio, al realizar el diagnóstico, se logró recopilar datos de paradas de la planta por cortes de energía y/o reducción de capacidad de planta. A continuación, las tablas 1 y 2 presentan las horas de parada no programadas durante el 2023 por causas externas, con interrupciones en el servicio eléctrico (DIU) y la frecuencia individual de interrupciones (FIU), comportamiento de la red eléctrica, reportado por el operador de red en el transcurso del mismo año.

**Tabla 1***Horas de interrupciones (DIU) durante el 2023*

<b>Mes</b>	<b>Horas de Interrupciones (DIU) 2023</b>
Enero	16,436
Febrero	15,834
Marzo	15,027
Abril	15,027
Mayo	15,835
Junio	9,734
Julio	11,219
Agosto	8,954
Septiembre	8,811
Octubre	8,307
Noviembre	9,011
Diciembre	14,626
<b>Subtotal</b>	<b>148,822</b>

**Tabla 2***Horas de interrupciones (FIU) durante el 2023*

<b>Mes</b>	<b>Horas de Interrupciones (FIU) 2023</b>
Enero	18
Febrero	15
Marzo	14
Abril	14
Mayo	17
Junio	18
Julio	21
Agosto	23
Septiembre	22
Octubre	21
Noviembre	22
Diciembre	28
<b>Subtotal</b>	<b>233</b>

Dentro de las paradas presentadas en la subestación objeto de estudio, en su mayoría, se presentaron por cuestiones de mantenimiento, falla mecánica, operativa y por temas externos como la falta de energía en la red como se evidencia en la siguiente tabla.

**Tabla 3**

*Resumen general, tipo y horas de parada de la subestación durante el 2023*

<b>Tipo parada</b>	<b>Horas de paro</b>	<b>Porcentaje (%)</b>
Programada	53,22	12,37%
Mantenimiento	76,69	21,18%
<i>Falla mecánica</i>	50,28	
<i>Falla eléctrica</i>	76,41	
Operativa	69,41	15,10%
Externa	237,70	51,35%
<i>Falta de fruta fresca</i>	128,05	
<i>Falta energía red</i>	56,97	
<b>Total</b>	<b>748,73</b>	<b>100%</b>

En el registro de las paradas de planta se identifican las programadas avaladas por la Dirección de planta, en las que se realizan capacitaciones, reuniones, pruebas o ensayos para ajustes de equipos, mantenimiento programado y trabajos de montaje, reparaciones locativas, entre otros, considerando en este tipo el arranque y apagado de la planta. Además, están las paradas no programadas, que son aquellas de carácter inesperado como consecuencia de fallas mecánicas, operativas (atascamiento, sobrecarga, falta de fruta esterilizada) o externas (falta de fruto fresco, falla energía red, eventos naturales, eventos de orden) que implican una detención del proceso productivo de forma parcial o total.

En cuanto al voltaje de línea y voltajes de fase, se pudo establecer que esta instalación cuenta con alimentación eléctrica en media tensión 34,5Kv; en la tabla 4 se muestra el resumen de voltaje línea-neutro y línea –línea que se obtuvieron durante el período de medida, al instalar el

analizador de redes. Asimismo, durante el periodo de tiempo en el cual estuvo instalado el analizador METREL MI2892, los niveles de tensión que se presentaron en cada una de las fases son variables; se observó: pérdida de eficiencia en arranques de motores, que afectan la forma de onda, sub tensiones y sobre tensiones en un mismo periodo o momento; se presentan eventos de pérdidas de tensión un total de 21 cortes por parte de la empresa de energía.

**Tabla 4**

*Resumen de lectura Promedio de Parámetros Puntuales*

	Descripción de voltajes					
	V1(V)	V2(V)	V3(V)	L1-L2(V)	L2-L3(V)	L3-L1(V)
<b>Máximo</b>	295,17	295,39	295,68	503,36	512,82	511,44
<b>Mínimo</b>	194,92	164,80	171,46	360,17	247,33	291,55
<b>Promedio</b>	261,75	261,66	260,12	454,10	452,50	450,52

Respecto a las anomalías de tensión, los límites establecidos por la NTC 1340, que es la Norma Técnica que aplica en Colombia, son de 5% por encima y 10% por debajo de la tensión nominal Línea – neutro del sistema. La tensión nominal con la cual se alimenta el Tablero de distribución 440V Línea – línea y de 260V Línea – Neutro. De acuerdo con lo anterior, los voltajes límite para el tablero de distribución son de 273V y 234 V superior e inferior, respectivamente. En el período de tiempo en el cual está instalado el equipo de medida, se presentaron (7) eventos de tensión transitorios.

Por su parte, las corrientes de línea, se aprecian los valores máximos de corriente que se presentan por cada una de las fases durante el periodo de medición, en el que se puede ver que la mayor corriente que se presenta es de 1379,56A por la fase 2, lo cual está superior de la capacidad del transformador de 800KVA. Se nota además que en condiciones normales de operación la

corriente no supera los 538,55A en promedio; se observa también un desbalance de corriente en la línea 3 promedio con la L1 y L2 e 83,43A.

Respecto a los resultados de la segunda inspección del análisis de calidad de energía en la planta extractora, se tomaron 9 muestras desde el 25 de noviembre de 2023 hasta el 05 de diciembre del mismo año, cuyas variables registradas se presentan en la siguiente figura:

### Figura 1

#### *Variables registradas en el estudio*

VARIABLES REGISTRADAS					
Nombre de la Variable	Tipo de registro		Valores		
	Monofasico	Trifasico	Max.	Min.	Prom.
Frecuencia (Hz)	No aplica		X	X	X
Voltaje (v)	X	X	X	X	X
Corriente (A)		X	X	X	X
Potencia Activa (W)	X	X	X	X	X
Potencia Reactiva (VAR)	X	X	X	X	X
Potencia Aparente (VA)	X	X	X	X	X
Factor de potencia (P.F)	X	X	X	X	X

Durante el estudio, infortunadamente la planta se encontraba en baja carga el transformador cuenta con una capacidad de 800 Kva y casi el 70% de los datos se mantuvieron en el rango de 0 a 100 Kva, se recomienda repetir estudio en la temporada de mayor demanda energética que de acuerdo con la información recolectada, esta se presenta en los meses de marzo a junio, lo anterior con el fin de tener la mayor cantidad de datos en los rangos de operación a plena carga del transformador.

En consecuencia, se debe realizar los cambios en el banco de condensadores de acuerdo con los hallazgos; cabe resaltar que durante el análisis se dejaron inhabilitados 70 Kvar, tomando la muestra con mayor demanda “Toma 1” (Ver Apéndice B). El factor de potencia se mantuvo mayormente en condiciones regulares, el 80% de los datos estuvieron en el rango de 0.8 y 0.9 por

fuera de la regulación y un 10 % en rango crítico entre un 0.7 y 0.8, lo que indica que el banco se encuentra en operación de subcompensación, sin tener en cuenta las cargas futuras y sumando los 70 Kvar que no estaban en funcionamiento, se estima que el banco requiere una ampliación de alrededor de 250 Kvar.

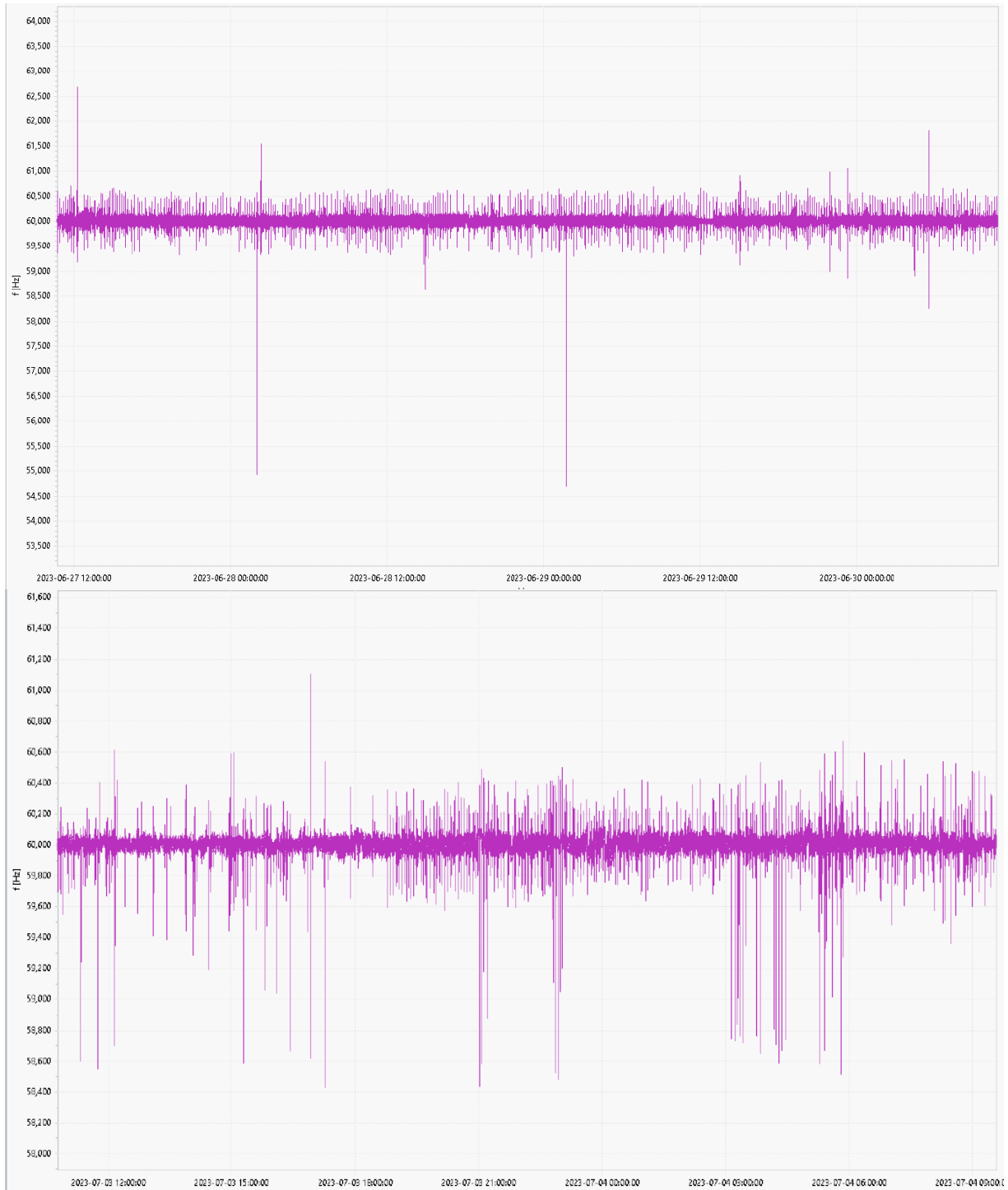
Mientras tanto, el “% de desequilibrio de la corriente” está por encima del 5%. El desequilibrio de corriente entre fases en una instalación eléctrica industrial se refiere a la diferencia entre las corrientes que fluyen a través de las diferentes fases del sistema trifásico. El desequilibrio se expresa generalmente como un porcentaje de la corriente promedio.

En instalaciones eléctricas industriales, se busca mantener un desequilibrio de corriente entre fases lo más bajo posible. Un valor comúnmente aceptado es que el desequilibrio no debe exceder el 5%. Sin embargo, en muchos casos, se esfuerzan por lograr un desequilibrio inferior al 3%.

Durante el período de medición se presentan valores normales de corriente por el neutro, teniendo un valor máximo de 4,9 A y un valor promedio de esta corriente de 2,91 A, en comparación con las corrientes de línea que se tienen es una corriente normal. Mientras que, en condiciones normales de operación la frecuencia debe ser entre 59,8 y 60,2 Hz, y en condiciones de emergencia, fallas o déficit energético y períodos de restablecimiento la frecuencia debe estar entre 57,5 y 60,3 Hz con una duración no mayor a 15seg, de acuerdo con lo exigido en la Resolución CREG 070 de 1998. La frecuencia medida no está dentro de estos límites. La frecuencia de la red durante el periodo de medida no se mantuvo dentro de límites establecidos por la norma, hecho que se aprecia en la figura 2, donde los valores de frecuencia promedio sobrepasan el rango de los 59.8 y los 60.2 Hz.

**Figura 2**

*Frecuencia eléctrica, tendencia mínima, promedio*



En síntesis, se observaron varias sobre y sub-tensiones considerables superando el -10% de caída; además, se presentaron más de 21 caídas de tensión generadas por la empresa prestadora del servicio de suministro de energía durante los primeros 6 meses del año, de acuerdo a los hallazgos del primer estudio. Gracias al diagnóstico, se observó una frecuencia mayor a la indicada por la norma superando en varias ocasiones el 60,2 Hz según datos del analizador por encima 60,6 y por debajo de los 59,4 Hz por parte de la empresa de energía.

En sintonía, se observan consumos de corriente superiores a la corriente nominal del transformador de 800Kva que corresponde a 1004A según placa; en varias ocasiones se observan consumos de hasta 1379,56A, lo cual puede generar daños en el transformador. Por su parte, se observó que el consumo de reactivo promedio es de 122,66 Kvar; estos se dan en horarios donde la planta extractora está en producción.

## **6.2 Análisis del impacto de la deficiencia en la calidad de la energía eléctrica sobre las operaciones de los equipos de la planta extractora.**

### ***6.2.1 Interpretación de los resultados de la medición de calidad de energía.***

Como se mencionó anteriormente, el equipo analizador de redes se conectó aguas abajo del secundario del transformador de 800KVA, donde se podrían evidenciar fenómenos como cortes de energía por red comercial y fluctuaciones generales del suministro; el equipo utilizado corresponde a un METREL MI2892. Las principales variables analizadas se presentan a continuación:

**Tabla 5**

*Variables analizadas*

Variable	Rango medido	Valor promedio	Norma de referencia
<b>Voltaje línea–neutro (V1, V2, V3)</b>	164,8 – 295,7 V	261,8 V	NTC 1340 / EN 50160
<b>Desequilibrio de tensión</b>	0,127 % – 0,136 %	≈ 0,13 %	IEEE 141-1993
<b>Corriente de línea (L1, L2, L3)</b>	90,6 – 1379,6 A	≈ 500 A	Transformador 800 kVA
<b>Corriente de neutro</b>	0 – 4,9 A	2,9 A	—
<b>Frecuencia</b>	59,406 – 60,602 Hz	60,004 Hz	CREG 070 / 1998
<b>Potencia aparente (S)</b>	200,9 – 900,6 kVA	478,8 kVA	—
<b>Potencia activa (P)</b>	58,9 – 758,3 kW	320,2 kW	—
<b>Potencia reactiva (Q)</b>	81 – 230 kVAR	122,7 kVAR	—
<b>Distorsión armónica total (THD)</b>	< 5 %	Cumple norma (<5%)	IEEE 519-1992

**Tabla 6**

*Parámetros eléctricos promedio*

Variable	Promedio	Mínimo	Máximo	Cumplimiento normativo
<b>Tensión línea-neutro (V)</b>	261	165	296	No cumple (NTC 1340)
<b>Desequilibrio de tensión (%)</b>	0.13	—	2.1	No cumple (IEEE 141)
<b>Corriente (A)</b>	500	113	1379	No cumple (sobrecarga)
<b>Frecuencia (Hz)</b>	60.00	59.4	60.6	No cumple (CREG 070/98)
<b>THDv (%)</b>	3.5	2.1	4.8	Cumple (IEEE 519)
<b>Factor de potencia</b>	0.67	—	—	No cumple (<0.9)

Los anteriores datos demuestran un comportamiento inestable del suministro de energía, al identificar 21 eventos de anomalías relacionados con la caída de tensión, mientras que los desbalances son superiores al 2% y las corrientes exceden la capacidad nominal del transformador, esto está relacionado con la carga instalada, en todos los momentos de forma de onda que se generaron ocurre situaciones similares, ya que, se pudo observar que el voltaje es de L1 268,91V - L2 263,10V - L3 265,35V no hay desequilibrio en tensión, pero si en corriente L1 338,30A - L2 311,24A - L3 303,54A. Asimismo, la frecuencia presentó desviaciones fuera del rango autorizado en las normativas nacionales.

**Tabla 7**

*Interpretación resultados generales calidad de energía*

Aspecto	Estado actual	Norma de referencia	Nivel de cumplimiento
<b>Tensión y eventos de caída</b>	Inestable (21 eventos)	NTC-1340	No cumple
<b>Desequilibrio de tensión</b>	>2% en varios momentos	IEEE-141	No cumple
<b>Corrientes de línea</b>	Exceso de 37% sobre nominal	-	No cumple
<b>Frecuencia</b>	Fuera del rango 59,8-60,2 Hz	GREG 070/98	No cumple
<b>Armónicos (THD)</b>	<5%	IEEE-1992	Cumple
<b>Factor de potencia</b>	Bajo ( $\approx 0,67$ )	>0,9 recomendado	No cumple

A partir de los datos expuestos en la tabla anterior, es posible determinar que el suministro eléctrico presenta deficiencias dado que presenta baja estabilidad de frecuencia y tensión. Al mismo tiempo, se identifica que la carga instalada supera la capacidad del transformador, lo que genera pérdidas y sobrecorrientes; asimismo, la calidad de energía se ve afectada por la baja

compensación reactiva y por los arranques directos de los motores. Si bien los armónicos no representan mayor riesgo, es importante monitorearse.

### ***6.2.2 Comparativo de los hallazgos con los términos establecidos en las normativas como el RETIE y la IEC.***

En este apartado se abordarán brevemente las normas y procedimientos tratados dentro del tema de la calidad de la energía eléctrica comparando los hallazgos con los términos establecidos por el RETIE y la IEC.

La seguridad en las instalaciones eléctricas es un aspecto fundamental de la ingeniería eléctrica, que abarca desde la fase de diseño hasta el mantenimiento de las instalaciones. La negligencia en este campo puede provocar accidentes graves, como incendios, descargas eléctricas e incluso muertes. Por lo tanto, es esencial que los profesionales del sector y los usuarios conozcan las mejores prácticas y normas de seguridad. La seguridad en las instalaciones eléctricas no se limita únicamente a la protección de los equipos, sino, sobre todo, a la preservación de la vida humana. La adopción de medidas preventivas y el cumplimiento de las normas técnicas son esenciales para minimizar los riesgos asociados al uso de la energía eléctrica.

Las normas y reglamentos son la columna vertebral de la seguridad eléctrica. En Colombia, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) es la principal directriz para la seguridad en instalaciones y servicios eléctricos. Establece los requisitos y condiciones mínimas para garantizar la seguridad y la salud de los trabajadores. Según el RETIE, todos los productos eléctricos sujetos a sus disposiciones deben obtener un Certificado de Conformidad antes de su importación, comercialización o distribución. La certificación garantiza el cumplimiento de los requisitos técnicos descritos en el Libro 4 de la Resolución 40117. Los productos fabricados o

importados antes del período de transición pueden seguir distribuyéndose si cumplen con las normas de certificación anteriores establecidas en la Resolución 90708 (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

En abril de 2024, el Ministerio de Minas y Energía (2024), publicó los requisitos actualizados para el nuevo Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), mediante Resolución 40117 de 2024, con cambios significativos para adaptarlo a las normas nacionales e internacionales, así como a las últimas tecnologías del mercado, como turbinas eólicas, módulos fotovoltaicos e inversores, y cargadores de baterías de vehículos eléctricos (VE). Los principales objetivos son aumentar la seguridad, la confiabilidad y la eficiencia de las instalaciones eléctricas en todo el país.

En este sentido, el nuevo RETIE establece los requisitos mínimos y las pruebas aplicables a los equipos y productos con el fin de promover su uso adecuado, definiendo los parámetros mínimos de calidad, rendimiento y seguridad, así como el procedimiento de evaluación de la conformidad. La normativa exigirá, por ejemplo, que los fabricantes proporcionen a los usuarios finales un manual de operación y mantenimiento para la instalación. Este manual debe incluir directrices específicas para actividades de sustitución de equipos, protocolos operativos, precauciones de seguridad y prevención, entre otras.

Por su parte, la IEC ha establecido una serie de documentos, que conforman la norma IEC 61000, que trata de términos y conceptos relacionados con la compatibilidad electromagnética de los sistemas eléctricos y los equipos. La norma IEC 61000 presenta dos textos con directrices sobre los límites de emisión de armónicos de corriente por equipos conectados a sistemas eléctricos de baja tensión, definidos por el texto IEC 61000.

Por otro lado, la norma IEEE 519-1992 se aplica a todos los tipos de convertidores de potencia estáticos utilizados en sistemas de energía industriales y comerciales. Se abordan los problemas relacionados con el control de armónicos y la compensación reactiva de dichos convertidores, y se proporciona una guía de aplicación. Se recomiendan límites de perturbaciones al sistema de distribución de energía de CA que afectan a otros equipos y comunicaciones. Esta guía no pretende cubrir el efecto de la interferencia de radiofrecuencia.

Esta guía establece las prácticas recomendadas y los requisitos para el control de armónicos en sistemas eléctricos de potencia para consumidores finales y concesionarias de energía eléctrica, proponiendo limitar la inyección de corrientes armónicas por parte de estos, de modo que los niveles de tensión armónica en el sistema de energía se mantengan dentro de los límites aceptables.

Para los usuarios finales individuales, la norma IEEE 519-1992 limita el nivel de inyección de corriente armónica en el punto de acoplamiento común. Para las empresas de suministro eléctrico, dado que la distorsión de la tensión armónica surge de la interacción entre las corrientes distorsionadas y la impedancia del sistema de la empresa, esta es la principal responsable de limitar la distorsión de la tensión en el punto de acoplamiento común.

Mientras que la norma IEEE 141 incluye recomendaciones para regular el voltaje de los equipos en función de su carga y condiciones generales de funcionamiento. La norma IEEE 141 enumera recomendaciones para instalar dispositivos de protección contra sobretensiones y dispositivos de protección del sistema para evitar sobrecargas eléctricas. La norma IEEE 141 permite colocar protección contra sobretensiones de bajo voltaje en una bajada de servicio público o en el equipo de entrada de servicio. Los descargadores de sobretensión pueden colocarse en el panel de control. La norma IEEE 141 desaconseja el uso de aplicaciones de condensadores de motor en los arrancadores de motor debido al riesgo de sobrecarga de los condensadores.

A partir de lo anterior, se realizó un comparativo entre estas normas y los hallazgos alcanzados en el diagnóstico llevado a cabo en la subestación objeto de estudio, los cuales se presentan en la siguiente tabla.

**Tabla 8**

*Comparativo entre hallazgos y las normativas*

<b>Parámetro evaluado</b>	<b>Hallazgo</b>	<b>Referencia RETIE</b>	<b>Referencia IEC</b>	<b>Cumplimiento</b>	<b>Acción recomendada</b>
<b>Tensión (sags, swells, variaciones)</b>	21 eventos de caída y valores fuera de $\pm 10\%$ nominal	Exige estabilidad y continuidad del suministro (Art. 28, Libro 3)	IEC 61000-4-30, 61000-2-2: límites de compatibilidad	No cumple	Coordinar con proveedor; mitigación con UPS o SVC
<b>Desequilibrio de tensión y corriente</b>	Supera $2\%$ en varios momentos	Exige balanceo y protección de equipos	IEC 61000-2-4, 61000-4-30 ( $\leq 2\%$ )	No cumple	Balanceo de fases; revisar conexiones
<b>Sobrecorriente del transformador</b>	Corrientes pico $\approx 1379$ A $> 1004$ A nominal	Prohíbe operación sobre capacidad nominal	IEC 60076-7 (guía de carga de transformadores)	No cumple	Repotenciar o redistribuir cargas; mantenimiento correctivo
<b>Frecuencia</b>	59.4 – 60.6 Hz (fuera del rango 59.8–60.2 Hz)	Debe mantenerse dentro del rango operativo (CREG 070/98)	IEC 61000-4-30 ( $\pm 0.2$ Hz)	No cumple	Revisar suministro; instalar reguladores o UPS
<b>Armónicos (THDv)</b>	Promedio $3.5\% < 5\%$	Controlar distorsión que afecte equipos	IEC 61000-2-4: $\leq 5\%$ (Clase 1) / $\leq 8\%$ (Clase 2)	Cumple	Monitorear THDi; filtros si supera $15\%$ de corriente
<b>Factor de potencia</b>	0.67 (promedio)	$\geq 0.9$ recomendado	IEC 61000-3-2 y 3-12 (cargas industriales)	No cumple	Instalar banco de condensadores 160 kVAr

Principales efectos sobre los equipos críticos de la planta extractora, que permita sintetizar las causas y consecuencias.

**Tabla 9**

*Principales causas y efectos sobre los equipos críticos de la planta extractora*

<b>Fenómeno detectado</b>	<b>Causa técnica principal</b>	<b>Equipos críticos afectados</b>	<b>Efectos directos observados</b>	<b>Consecuencias operativas</b>
<b>Caídas de tensión y fluctuaciones</b>	Red de suministro inestable; arranques simultáneos de motores grandes; baja capacidad de reserva en el transformador	Variadores, tableros de control, motores trifásicos, bombas de proceso	Reinicios de variadores; disparos intempestivos de protecciones; pérdida momentánea de torque	Paradas de línea; pérdida de continuidad del proceso; incremento de consumo energético en arranques
<b>Desequilibrio de tensión y corriente (&gt;2%)</b>	Distribución de cargas desigual entre fases; tornillería floja; conexiones defectuosas	Motores trifásicos, tableros de distribución, transformador principal	Aumento de corriente en una fase; sobrecalentamiento; vibraciones	Reducción de vida útil del motor; riesgo de daño en devanados; fallas en protecciones
<b>Sobrecorriente (picos hasta 1379 A)</b>	Sobrecarga del transformador de 800 KVA; arranques directos de motores grandes	Transformador, conductores, interruptores de potencia	Calentamiento de bobinas; disparos por sobre-corriente; pérdidas por efecto Joule	Riesgo de daño en transformador; disminución de eficiencia energética; posibles incendios por sobrecalentamiento
<b>Variaciones de frecuencia (59.4–60.6 Hz)</b>	Fluctuaciones de la red pública; falta de regulación fina de frecuencia	Variadores, controladores PLC, sobrecalentamiento en los motores sincrónicos	Errores de sincronismo; calentamiento adicional; ruidos mecánicos	Disminución de la precisión del control; fallos en procesos automatizados
<b>Bajo factor de potencia (0.67)</b>	Alto consumo de reactiva; ausencia de corrección	Transformador, sistemas de distribución, variadores	Mayor corriente de línea; sobrecarga en cables y transformador	Multas económicas; reducción de eficiencia y margen de capacidad, sobrecostos

Fenómeno detectado	Causa técnica principal	Equipos críticos afectados	Efectos directos observados	Consecuencias operativas
	capacitiva suficiente			
<b>Armónicos (THD<sub>v</sub> &lt;5%, THDi no medido)</b>	Presencia de cargas no lineales (variadores, PLC, hornos, etc.)	Transformador, motores, banco de condensadores	Calentamiento de transformador; resonancias; envejecimiento dieléctrico	Fallas en condensadores; reducción de vida útil de equipos

La presencia de corriente armónica aumenta las pérdidas en el núcleo, las pérdidas en el cobre y las pérdidas por flujo parásito o flujo magnético en un transformador. Estas pérdidas consisten en “pérdidas en vacío” y “pérdidas en carga”. Las pérdidas en vacío se ven afectadas principalmente por los armónicos de tensión, aunque el aumento de estas pérdidas con los armónicos es pequeño. Se componen de dos elementos: pérdidas por histéresis (debidas a la linealidad de los transformadores) y pérdidas por corrientes parásitas (que varían en proporción al cuadrado de la frecuencia).

Las pérdidas de carga de un transformador varían con el cuadrado de la corriente de carga y aumentan considerablemente a altas frecuencias armónicas. Constan de tres componentes:

Pérdidas resistivas en los conductores y cables del devanado.

Pérdidas por corrientes parásitas en los conductores del devanado.

Pérdidas por corrientes parásitas en los tanques y la estructura de acero.

Las pérdidas por corrientes magnéticas o parásitas son muy preocupantes cuando hay corriente armónica en la red. Estas pérdidas aumentan aproximadamente con el cuadrado de la frecuencia. Las pérdidas totales por corrientes parásitas suelen ser alrededor del 10% de las pérdidas a plena carga.

Los condensadores de corrección del factor de potencia (PFC) se utilizan para extraer corrientes con un ángulo de fase adelantado que compensa las corrientes atrasadas extraídas por las cargas inductivas, como los motores de inducción. En presencia de una carga no lineal, la impedancia de un condensador PFC se reduce a medida que aumenta la frecuencia, mientras que la impedancia de la fuente es generalmente inductiva, lo que aumenta con la frecuencia. La presencia de armónicos de tensión en el sistema eléctrico aumenta las pérdidas dieléctricas en los condensadores a altas temperaturas de funcionamiento y reduce la fiabilidad. En situaciones extremas, los armónicos en la red pueden provocar una reducción de la vida útil de un condensador PFC.

En las redes eléctricas, se utilizan condensadores de corrección del factor de potencia para mejorar el factor de potencia de la red. Sin embargo, con el condensador y la inductancia parásita de los componentes de la red, se puede formar un circuito resonante paralelo. Esto provoca que fluyan tensiones y corrientes armónicas muy grandes (a menudo localizadas), lo que suele provocar un fallo catastrófico del sistema de condensadores. Para reducir la posibilidad de resonancias en la red, se pueden utilizar condensadores PFC sintonizados para filtrar los componentes armónicos.

Debido a una red eléctrica inestable y sub-dimensionamiento de la subestación puede ocasionar variaciones en la frecuencia y la tensión afectando el control de procesos, así como el desbalance de fases y las sobrecorrientes generaría como consecuencia la pérdida de vibración, torque, fallas prematuras en los motores. La baja potencia y distorsión armónica podrían incrementar el consumo energético y disminuir el rendimiento del transformador; además, las constantes caídas de tensión ocasionarían daño o reinicio en los variadores, controlador lógico programable (PLC) y los sistemas de control automatizados.

### ***6.2.3 Impactos financieros de una mala calidad de la energía***

Las perturbaciones en la calidad de la energía pueden tener consecuencias financieras significativas para la empresa y para diferentes los clientes. Es difícil estimar las pérdidas financieras correctas de la subestación principal de la planta extractora de aceite de la empresa debido a la calidad de energía, ya que hay muchas incertidumbres involucradas.

Por lo tanto, se llevan a cabo encuestas de campo, entrevistas y estudios de casos para obtener una indicación de los costos de una mala calidad de la energía. En la literatura se encuentran muchos análisis sobre los costos de la calidad de la energía para diversos tipos de clientes. Por el contrario, la información disponible sobre el costo de la calidad de la energía para las empresas dedicadas a la extracción de aceite es muy limitada. Dado que la evaluación del costo de la mala calidad de la energía es una cuestión compleja, se creó un trabajo conjunto para desarrollar un enfoque sistemático para estimar los diversos costos relacionados con los problemas de calidad de la energía. Se propuso metodologías para determinar los costos de la calidad de la energía para la empresa.

Cuando se produce una perturbación en una planta de procesos industriales debido a una caída de tensión, puede causar pérdidas económicas apreciables para el propietario de la planta. Las pérdidas económicas para un cliente industrial pueden determinarse como se muestra en la ecuación

$$CL = MV - CM - CE + AC$$

Donde,

CL = pérdidas económicas combinadas

MV = valor de mercado de los bienes que podrían fabricarse durante el tiempo de interrupción del proceso. También se denomina «oportunidad perdida: ventas y beneficios perdidos».

CM = costo del material que podría consumirse en un proceso de producción

CE = costo de la energía que podría consumirse en un proceso de producción

AC = costos adicionales relacionados con una pérdida de suministro

Alternativamente, las pérdidas financieras totales debidas a un evento de calidad de la energía también pueden expresarse mediante la ecuación  $CL = EE + (RL - VE) \cdot (r + s) + FC$ . Las ecuaciones anteriores son equivalentes y cualquiera de ellas puede aplicarse para calcular las pérdidas financieras debidas a caídas de tensión.

$$CL = EE + (RL - VE) \cdot (r + s) + FC.$$

Donde,

CL = pérdidas económicas combinadas

EE = gastos adicionales incurridos debido a la falla (\$/por falla)

RL = ingresos perdidos por hora de inactividad de la planta (\$/por hora)

VE = gastos variables ahorrados por hora de inactividad de la planta (\$/por hora)

r = tiempo de reparación o sustitución tras un fallo (horas)

s = tiempo de puesta en marcha de la planta tras un fallo (horas)

FC = cualquier costo fijo (\$/por fallo).

Las pérdidas financieras debidas a una caída de tensión dependen en gran medida de la composición de la carga de la empresa y de la disposición de los procesos en la planta. Además,

en los distintos estudios de casos se utilizan diferentes referencias básicas para representar los datos financieros de las caídas de tensión (por ejemplo: a veces la referencia de representación es por kVA o por la capacidad total instalada de la planta, y otras veces es el costo por hora o el costo total en un año, etc.).

Tomando como referencia lo anterior, se calcularon los costos, además, a partir del análisis, a partir de los hallazgos en la calidad de la energía de la subestación principal de la planta extractora de aceite de la empresa. Los valores son estimaciones con base a los parámetros industriales promedio de plantas extractoras con transformadores de 800KVA.

**Tabla 10**

*Pérdidas operativas y energéticas*

<b>Causa técnica</b>	<b>Descripción del efecto físico</b>	<b>Tipo de pérdida</b>	<b>Estimación técnica</b>
<b>Sobrecorriente en transformador (1379 A &gt; 1004 A nominal)</b>	Calentamiento de devanados y mayores pérdidas Joule ( $I^2R$ )	Pérdidas por sobrecarga $\approx$ 5–8 % adicionales sobre la potencia nominal	$\approx$ 38 kWh/día (suponiendo 16 h operación) = <b>1140 kWh/mes</b>
<b>Desequilibrio de corriente (&gt; 2%)</b>	Pérdidas en motores y transformadores por flujo desequilibrado	Pérdidas adicionales del 2–3 % sobre potencia útil	$\approx$ 15 kWh/día = <b>450 kWh/mes</b>
<b>Bajo factor de potencia (0.67)</b>	Corriente reactiva innecesaria $\rightarrow$ aumento de pérdidas en conductores y equipos	Aumento de corriente $\approx$ 35 % $\rightarrow$ pérdidas $I^2R$ incrementadas 60 %	$\approx$ 50 kWh/día = <b>1500 kWh/mes</b>
<b>Caídas y variaciones de tensión</b>	Reinicios, fallos y sobrecorrientes transitorias en arranque	Pérdidas energéticas por arranque (5–10 % del consumo de motores)	$\approx$ 200 kWh/mes
<b>Armónicos (THDv 3.5%)</b>	Incremento térmico y pérdidas en núcleo del transformador	Pérdida térmica adicional del 1–2 %	$\approx$ 60 kWh/mes

Nota. Las pérdidas técnicas al mes se calculan en aproximadamente  $\approx$  \$1.675.000 COP/mes y las anuales en  $\rightarrow$  \$20.100.000 COP/año.

**Tabla 11***Pérdidas económicas por efecto operativo*

Fenómeno	Efecto operativo	Frecuencia estimada	Costo unitario	Costo mensual estimado (COP)
<b>Caídas de tensión (21 eventos)</b>	Paradas de motores / reinicio de variadores (5 min c/u)	21 × 5 min = 105 min	\$328 000 COP/hora de parada	<b>\$574.000</b>
<b>Disparo de protecciones</b>	Parada parcial de línea o recalibración de tableros	2 h/semana	\$328 000 COP/h	<b>\$2.624.000</b>
<b>Bajo factor de potencia</b>	Penalización por consumo reactivo (≈10 % sobre energía activa)	Mensual	10 % de \$1 640 000 (energía técnica)	<b>\$164.000</b>
<b>Sobrecalentamiento del transformador</b>	Mantenimiento adicional y reducción de vida útil (prorratedo anual)	1 mantenimiento/año ≈ \$16 400 000	—	<b>\$1.365.000</b>
<b>Fallas en motores o variadores (por desequilibrio)</b>	Reparación / reemplazo prematuro (≈ \$41 millones cada 4 años)	Vida útil reducida 30%	—	<b>\$1.025.000</b>

*Nota.* El estimado total de pérdidas mensuales es de ≈ \$5.752.000 COP/mes, mientras que el estimado anual es de ≈ \$69.024.000 COP/año.

Lo datos anteriores son un cálculo aproximado, ya que no se cuenta con datos específicos del consumo mundial y los costos por hora de cada parada. En este sentido, los problemas en la calidad de la energía de la subestación le cuestan a la empresa un aproximado de \$6,9 millones de pesos al mes y más de \$82.000.000 al año. El 65% de las pérdidas corresponde a las de mantenimiento correctivo y las productivas. Para lograr prevenir pérdida de más del 50% y mejorar la reducción de fallas y la eficiencia de la planta, se podrían repotenciar la subestación, instalar un banco de condensadores y balancear las fases en el proceso.

### **6.3 Plan de rediseño de la subestación principal de la planta extractora, incorporando soluciones técnicas que permitan mejorar la calidad de la energía, extender la vida útil de los equipos y garantizar su eficiencia.**

Con los hallazgos de los dos informes se logró establecer un plan de mejora que se evaluó con la dirección de planta y la gerencia. El estudio permitió realizar este análisis y poder incluir en el presupuesto mejoras significativas como:

Reemplazo de motores de baja eficiencia por motores de alta eficiencia: se realizó una actualización del inventario de motores instalados en planta y con esta información se determinó realizar el cambio progresivo de motores empezando por los motores de mayor potencia para que el impacto sea significativo. Claramente realizar este cambio en equipos de alta potencia significaba un costo adicional para la empresa, así que se definió realizarse de manera progresiva y en algunos casos llevándolos hasta la falla. También se incorporó al equipo de compras para que nos ayudaran a gestionar con proveedores para realizar un plan de cambio que nos permitiera recibir beneficios económicos, es decir, contactar empresas reconocidas como SIEMENS, WEG, SEW, entre otras, para buscar un plan de “renovación de equipos” con algunos beneficios.

De manera simultánea se determinó que motores de baja eficiencia que fallaran, no se rebobinaran, sino que fueran reemplazados por motores de alta eficiencia.

También se incluyó en el presupuesto del 2024 realizar la automatización de algunos procesos internos de la planta como lo son la generación de vapor, digestión y prensado.

Se presentó a la gerencia el seguimiento de consumo de energía mes a mes (información que se empezó a monitorear y construir un indicador interno) además de llevar un seguimiento del costo del KW, los cortes de energía y el impacto en la capacidad de planta como en las afectaciones de los equipos. Con este documento se acordó realizar la contratación de un asesor eléctrico y

plantear en conjunto una alternativa de generación de energía propia, sin depender así de la red externa (red pública).

### ***6.3.1 Alternativa de rediseño a partir de los hallazgos.***

Las subestaciones desempeñan un papel estratégico dentro del sistema eléctrico, ya que son nodos clave para la transformación y distribución de la electricidad. Con la creciente demanda mundial de energía y la necesidad cada vez mayor de un suministro eléctrico fiable, se ha vuelto esencial garantizar la eficiencia en todas las etapas de planificación, construcción, operación y mantenimiento de estas infraestructuras críticas. En este contexto, la expansión de las redes de subestaciones y la modernización continua de las instalaciones existentes ponen de relieve la importancia de explorar nuevas técnicas y métodos destinados a mejorar el rendimiento, la seguridad y la gestión de activos.

Entre los principales retos a los que se enfrenta la operación de estos activos se encuentra la excesiva carga de trabajo, ya que el mantenimiento convencional sigue dependiendo de inspecciones manuales, repetitivas y que requieren mucho tiempo. Además, se han señalado con frecuencia ineficiencias durante las inspecciones, mala calidad de los datos recopilados sobre el terreno y deficiencias en el análisis estadístico. La complejidad inherente a estas instalaciones y los riesgos relacionados con los sistemas de alta tensión también exigen medidas de seguridad estrictas, lo que complica aún más las actividades operativas.

Teniendo esto en cuenta, el diagnóstico permitió identificar que actualmente la subestación opera con una sobrecarga y cuenta con un desbalance del 2% en las corrientes superiores, posee bajos niveles del factor potencia (0,67 promedio) y se presentan recurrentes eventos de caídas de frecuencia y tensión fuera del rango permitido. Estas condiciones muestran un

sobredimensionamiento del sistema de transformación, así como la ausencia de elementos de regulación y compensadores de calidad de energía. En consecuencia, se plantea un plan de rediseño de la subestación principal de la planta extractora, incorporando soluciones técnicas que permitan mejorar la calidad de la energía, extender la vida útil de los equipos y garantizar su eficiencia, en cumplimiento con las normativas del RETIE, la IEC-61000, las normas IEEE-519, ISO 19650. Este último, destaca por su alcance internacional, estableciendo pautas para la gestión de la información a lo largo de todo el ciclo de vida de los activos y promoviendo entornos colaborativos estructurados.

Los componentes propuestos en el rediseño son los siguientes:

**Tabla 12**

*Componentes del rediseño*

<b>Componente o acción</b>	<b>Descripción técnica</b>	<b>Justificación según hallazgo</b>	<b>Normativa de referencia</b>
<b>i) Repotenciar el transformador principal</b>	Sustitución del transformador de 800KVA por uno de <b>1250KVA</b> , con relación 13.2 kV / 480 V, clase ONAN, y eficiencia $\geq 98 \%$ .	La demanda máxima medida ( $\approx 1379$ A) supera la capacidad nominal actual. El nuevo transformador garantizará margen de crecimiento y operación segura.	RETIE, IEC 60076-7 (carga térmica)
<b>ii) Sistema de compensación reactiva automática (banco de condensadores)</b>	Instalación de banco <b>automático de 160kVAr</b> , con control por factor de potencia y filtrado de armónicos (5° y 7°).	Factor de potencia promedio 0.67 $\rightarrow$ pérdidas por reactiva.	RETIE, IEC 60831, IEEE 1036
<b>iii) Corrección del desbalance de fases</b>	Redistribución de cargas monofásicas y trifásicas en tableros de distribución secundaria.	Desbalance $> 2\%$ genera sobrecalentamiento y vibraciones en motores.	IEC 61000-2-2, NTC 1340

Componente o acción	Descripción técnica	Justificación según hallazgo	Normativa de referencia
<b>iv) Sistema de monitoreo continuo de calidad de energía</b>	Integración de <b>analizador de red clase A (IEC 61000-4-30)</b> conectado a SCADA o software de diagnóstico.	21 eventos de caída de tensión y variaciones de frecuencia no documentadas en tiempo real.	IEC 61000-4-30, IEEE 1159
<b>v) Rediseño de barras y alimentadores</b>	Aumento de calibre en conductores principales y adecuación de barras a 1250 A nominales, con factor de simultaneidad 0.9.	Pérdidas Joule elevadas por sobrecorriente.	RETIE, NTC 2050 (instalaciones eléctricas)
<b>vi) Protección selectiva coordinada</b>	Actualización de interruptores termomagnéticos y relés con curvas coordinadas tipo IEC 60947.	Disparos intempestivos por falta de selectividad.	RETIE, IEC 60947
<b>vii) Sistema de puesta a tierra y apantallamiento</b>	Medición y rediseño del sistema de tierra (resistencia < 10 Ω), conexión equipotencial en tableros y protecciones de sobretensión tipo 2.	Requiere cumplimiento de seguridad y mitigación de transitorios.	RETIE, IEC 62305, IEEE C62.41
<b>viii) Incorporación de estabilizador electrónico de tensión (SVC o AVR)</b>	Instalación de compensador estático o regulador automático para cargas sensibles (variadores y PLC).	Fluctuaciones de tensión.	IEC 61000-4-11, IEEE 1159

Al mismo tiempo, se propone el modelo BIM para la representación digital de las características físicas y funcionales de la instalación, que proporciona una plataforma integral para la gestión de la información a lo largo de todo el ciclo de vida del proyecto. Esto incluye las fases de planificación, diseño, construcción, operación y mantenimiento. La creciente implementación global de BIM ha transformado el sector de la industria, la ingeniería y la construcción, al tiempo que ha puesto de relieve la necesidad de una estandarización para garantizar su aplicación

coherente. Esta demanda ha impulsado el desarrollo de normas y directrices destinadas a estructurar su implementación.

El modelado BIM de subestaciones con enfoque en la operación y el mantenimiento requiere un mapeo cuidadoso de las fuentes de información que proporcionarán datos al modelo. Estas fuentes se pueden organizar en dos categorías principales: fuentes de información para la construcción del modelo geométrico/espacial y fuentes de datos para la parametrización y operación/actualización del modelo.

Estas fuentes del modelo geométrico/espacial son esenciales para la construcción inicial del modelo BIM, especialmente cuando el objetivo es reflejar la infraestructura existente. Entre ellas se incluyen:

a) Nubes de puntos, obtenidas mediante escaneo láser o fotogrametría, utilizadas para cartografiar con precisión el terreno, los edificios y los equipos. Sirven tanto para levantamientos topográficos como para la digitalización de estructuras existentes.

b) Proyectos tal y como se construyeron, planos en 2D y documentación técnica relacionada con el diseño o la documentación física de la instalación.

c) Diagramas eléctricos y esquemas funcionales, que ayudan a integrar la interconexión y la lógica operativa en el modelo geométrico.

d) Fotografías, videos y registros visuales, que ayudan a verificar y validar la representación espacial.

e) Interacción y validación continuas con profesionales de campo, especialmente de los equipos de operación y mantenimiento, para garantizar la precisión y la actualización del modelo.

Estas fuentes suelen ser estáticas y se utilizan en la fase inicial de la digitalización de la subestación. Sirven de base para estructurar el modelo, asignando a los elementos BIM la forma y la ubicación que corresponden a la realidad física de la instalación. También cabe destacar que son aplicables tanto al desarrollo de un nuevo modelo de subestación como a la representación digital de uno ya existente.

Mientras que las fuentes de datos operativos y de gestión se refiere a los sistemas dinámicos y los datos que alimentan continuamente el modelo a lo largo del tiempo, proporcionando parámetros relacionados con el funcionamiento, el mantenimiento, la fiabilidad y el análisis de riesgos. se identificaron las siguientes fuentes de acuerdo con el concepto de big-data energético:

a) Sistema de Información Gerencial: almacena datos estáticos y administrativos de los componentes, como el fabricante, la fecha de instalación, la tensión y la corriente nominales, el tiempo de funcionamiento, las pérdidas en carga y las pérdidas en vacío. Esta información proporciona al modelo metadatos esenciales para la trazabilidad y la toma de decisiones.

b) Sistema de Gestión Energética: proporciona datos operativos como la potencia activa y reactiva, la corriente y la tensión en tiempo real. Estos datos ayudan a comprender los ciclos de carga e identificar los periodos óptimos para las intervenciones.

c) Sistema de Gestión de la Producción: contiene registros de defectos, fallos anteriores, inspecciones y pruebas preventivas. Esta fuente es fundamental para modelar el historial de mantenimiento de cada componente y respaldar las estrategias de mantenimiento predictivo.

d) Datos de monitoreo en línea: incluyen variables como descargas parciales, gases disueltos en el aceite y contenido de humedad, importantes para diagnosticar anomalías en transformadores y otros equipos. Estos datos pueden integrarse en el modelo para representar el estado actual de los activos.

e) Evaluaciones de estado y riesgo: proporcionan métricas de salud de los activos y su criticidad, como EENS (energía no servida esperada) o probabilidad de fallo. Estos análisis pueden vincularse a elementos del modelo para priorizar las acciones de mantenimiento.

f) Costo del ciclo de vida: recopila datos económicos sobre los costos de adquisición, mantenimiento y eliminación de los componentes, útiles para los análisis de viabilidad de las estrategias de mantenimiento.

g) Diagramas eléctricos actualizados e interdependencias operativas: lógica de funcionamiento holístico entre los activos. Esta información es importante para planificar un mantenimiento coordinado y reducir el tiempo de inactividad.

Al integrar estas dos clases de fuentes —estáticas y dinámicas—, el modelo BIM va más allá de una representación digital de la subestación y se convierte en una herramienta operativa estratégica, interconectada con los sistemas de gestión y de apoyo a la toma de decisiones.

### **6.3.2 Consideraciones para la implementación de BIM en subestaciones**

La adopción de BIM en subestaciones eléctricas requiere un enfoque estratégico adaptado al contexto de cada proyecto. Antes de iniciar cualquier modelado, es esencial definir claramente los usos previstos del modelo. El alcance de las aplicaciones, como la gestión de activos, la planificación del mantenimiento y la integración con otros sistemas, determinará directamente el nivel de detalle requerido y la cantidad de esfuerzo necesario.

A continuación, es fundamental mapear la información ya disponible o que se puede recopilar de manera viable, tanto técnica como económicamente. Este análisis debe tener en cuenta no solo la existencia de los datos, sino también su fiabilidad y actualidad. También es importante

destacar que parte de la información puede estar desactualizada o ser poco fiable debido a la falta o al fallo de los procesos de actualización de la documentación. El uso de datos desactualizados puede comprometer toda la digitalización. Una vez definido el alcance y confirmada la viabilidad, el siguiente paso es determinar los parámetros que se incluirán en el modelo y seleccionar el estándar de interoperabilidad que se adoptará, siendo la Norma ISO-19650.

La siguiente fase consiste en configurar el software de modelado para garantizar la coherencia en las propiedades, los parámetros y las convenciones de nomenclatura. También es necesario comprender las estrategias de modelado geométrico para representar los equipos con precisión sin sobrecargar el modelo con elementos innecesarios. Solo entonces debe comenzar el proceso de recopilación de datos de campo o extracción de documentos técnicos, seguido del modelado propiamente dicho.

Con lo planteado anteriormente como plan de rediseño, se pretende aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico de la planta por encima del 95% de disponibilidad, así como reducir en más del 50% las pérdidas económicas y energéticas que se presentan en la actualidad en la planta. Además, se busca dar cumplimiento con el normativas y estándares nacionales e internacionales como el RETIE, la norma EN50160, las normas IEEE, IEC, ISO-19650 y NTC-1340, al tiempo que se prolonga la vida útil del transformador, la salud de los activos, instalación del banco de condensadores y la implementación de monitoreo continuo.

## 7. Conclusiones

El objetivo principal de este trabajo fue rediseñar la subestación principal de la planta extractora de aceite SAPUGA S.A., mediante un análisis de calidad de energía. De esta forma, se diagnosticó el estado actual de la subestación principal de la planta extractora de aceite de la empresa, a través del análisis de calidad de energía de acuerdo con las normas nacionales y, en su defecto, por normas internacionales. A partir de los análisis realizados de las mediciones obtenidas, se pudo observar la presencia de perturbaciones en la subestación.

Las conclusiones del primer diagnóstico realizado en el mes de junio de 2023, fue posible observar varias sobre y sub-tensiones considerables superando el -10% de caída. Al mismo tiempo se observó más de 21 caídas de tensión generadas por la empresa prestadora del servicio de suministro de energía. Se observa una frecuencia mayor a la indicada por la norma superando en varias ocasiones el 60,2 Hz según datos del analizador por encima 60,6 y por debajo de los 59,4 Hz por parte de la empresa de energía.

En sintonía, se identificaron consumos de reactivo promedio de 122,66 Kvar; estos se dan en horarios donde la planta extractora está en producción. Mientras que los consumos de corriente superiores a la corriente nominal del transformador de 800Kva que corresponde a 1004A según placa; en varias ocasiones se observan consumos de hasta 1379,56A, lo cual puede generar daños en el transformador.

Por su parte, las conclusiones del segundo diagnóstico realizado en el mes de noviembre de 2023, permiten evidenciar que durante el estudio la planta se encontraba en baja carga el transformador cuenta con una capacidad de 800Kva y casi el 70% de los datos se mantuvieron en el rango de 0 a 100Kva, se recomienda repetir estudio en la temporada de mayor demanda

energética que de acuerdo con la información recolectada, esta se presenta en los meses de marzo a junio, lo anterior con el fin de tener la mayor cantidad de datos en los rangos de operación a plena carga del transformador.

Se observó que el “% de desequilibrio de la corriente” está por encima del 5%, el desequilibrio de corriente entre fases en una instalación eléctrica industrial se refiere a la diferencia entre las corrientes que fluyen a través de las diferentes fases del sistema trifásico. El desequilibrio se expresa generalmente como un porcentaje de la corriente promedio. En instalaciones eléctricas industriales, se busca mantener un desequilibrio de corriente entre fases lo más bajo posible. Un valor comúnmente aceptado es que el desequilibrio no debe exceder el 5%. Sin embargo, en muchos casos, se esfuerzan por lograr un desequilibrio inferior al 3%.

## **8. Recomendaciones**

Realizar una medición de secuencia de fases a la salida del totalizador de red para corroborar una correcta secuencia de fases en el proceso.

Programar mantenimiento correctivo al transformador de la subestación de 800KVA (Diagnóstico, desencube, filtroprensado de aceite), el cual está presentando pérdidas de eficiencia como se muestran en las gráficas donde se evidencia pérdida de la forma de onda de voltaje en corrientes de pico.

Repotenciar la subestación eléctrica por un transformador de mayor capacidad, para evitar posibles paradas prolongadas en la producción.

Realizar el cambio de arranque del motor de tiro inducido de caldera por variador de velocidad para evitar corrientes elevadas como se están presentando actualmente; el motor de tiro inducido debe encenderse continuamente y genera una sobre corriente que supera los límites de corriente del transformador actual.

Repotenciar banco de condensadores aproximadamente 160 KvaR como lo muestran las gráficas.

Realizar los cambios en el banco de condensadores de acuerdo con los hallazgos evidenciados comentados en el informe de inspección del banco de condensadores, cabe resaltar que durante el análisis se dejaron inhabilitados 70 Kvar, tomando la muestra con mayor demanda la cual fue la "TOMA 1", el factor de potencia se mantuvo mayor mente en condiciones regulares el 80% de los datos estuvieron en el rango de 0.8 y 0.9 por fuera de la regulación y un 10 % en rango critico entre un 0.7 y 0.8, lo que nos indica que el banco se encuentra en operación de subcompensación, sin tener en cuenta la cargas futuras y sumando los 70 Kvar que no estaban en funcionamiento, se estima que el banco requiere un ampliación de alrededor de 250 Kvar.

### Referencias Bibliográficas

- Arias, M. (2018). El mercado de aceite de palma en Colombia y sus retos a futuro. *Revista Palmas*, 39(3), 118–121. <https://share.google/jl00ygZycc6It0lbU>
- Bolsa Mercantil de Colombia. (2024). *Estudio Sectorial Aceites y Grasas*. [https://www.bolsamercantil.com.co/sites/default/files/2024-10/An%C3%A1lisis\\_de\\_producto\\_aceites\\_y\\_grasas\\_08\\_10\\_2024\\_0.pdf](https://www.bolsamercantil.com.co/sites/default/files/2024-10/An%C3%A1lisis_de_producto_aceites_y_grasas_08_10_2024_0.pdf)
- Cao, R., Sun, Y., Zhai, M., Yang, Z., & Li, Y. (2020). *Design and Implementation of Centralized Operation and Hierarchical Management System for Substations* (pp. 987–994). [https://doi.org/10.1007/978-981-13-9783-7\\_81](https://doi.org/10.1007/978-981-13-9783-7_81)
- Chaparro, D. (2023). *La palma de aceite en Colombia y su transición hacia una agroindustria de cero residuos*. Fedepalma. <https://elpalmicultor.com/palma-aceite-colombia-transicion-agroindustria-cero-residuos/>
- Fedepalma. (2017). *Corte y recolección de racimos de palma de aceite*. Desarrollo de Competencias Laborales En La Agroindustria de La Palma de Aceite En Colombia. <https://fedepalma.org/wp-content/uploads/2017/10/Cartilla-Corte-y-recoleccion-de-racimos-de-palma-de-aceite.pdf>
- Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite -Fedepalma-. (2024). *Informe de Gestión Fedepalma*. [https://fedepalma.org/wp-content/uploads/2024/06/Informe\\_de\\_Gestion\\_Fedepalma.pdf](https://fedepalma.org/wp-content/uploads/2024/06/Informe_de_Gestion_Fedepalma.pdf)
- Ministerio de Minas y Energía. (2024a). *Potencial energético subnacional y oportunidades de descarbonización en uso de energía final*. <https://www.minenergia.gov.co/documents/12382/Potenciales-TEJ-2024.pdf>

Ministerio de Minas y Energía. (2024b). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE*.

RETIE Vigente. <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/reglamentos-tecnicos/reglamento-t%C3%A9cnico-de-instalaciones-el%C3%A9ctricas-retie/>

Noranai, Z., Joharudin, N., Redzwan, M., Latif, N., & Hassan, N. (2021). Improving Energy Efficiency at Palm Oil Mill Industries. *Journal of Physics: Conference Series*, 1874(1), 1–8.

<https://doi.org/10.1088/1742-6596/1874/1/012013>

Stanford Energy. (2025). *Current Energy Landscape*. Precourt Institute for Energy.

<https://understand-energy.stanford.edu/current-energy-landscape>

Xing, A., Shunfu, Y., Bo, S., Xiaohua, Z., Meng, S., Zhang, G., & Li, C. (2023). An Early Warning Model of Substation Over-Limit Based on Dynamic Multi-objective Intelligent Detection and Tracking Technology. *2023 5th Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES)*, 447–452.

<https://doi.org/10.1109/AEEES56888.2023.10114321>

Zhao, Z., Ni, F., Song, Y., Li, H., Wang, G., & Yang, B. (2023). Substation Equipment Defect Detection Method Based on Improved SRGAN. In Advances in Transdisciplinary Engineering (Ed.), *Advances in Machinery, Materials Science and Engineering Application IX* (pp. 687–693). <https://doi.org/10.3233/ATDE230527>