Universidad Católica de Santa María

Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y Formales

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica - Eléctrica

Análisis del suministro eléctrico para la optimización energética en Trade SANDDER Group S.A.C.

Tesis presentada por:

Amaht Fuentes, César Augusto

ORCID: 0009-0006-5921-5649

para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Asesor (a):

Mg. Castillo Caceres, Cesar Pio

ORCID: 0000-0001-7146-2702

Arequipa - Perú

2026

UCSM-ERP

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA

INGENIERIA MECANICA-ELECTRICA

TITULACIÓN CON TESIS

DICTAMEN APROBACIÓN DE BORRADOR

Arequipa, 14 de Julio del 2026

Dictamen: 018101-C-EPIMMEM-2026

Visto el borrador del expediente 018101, presentado por:

2020700121 - AMAHT FUENTES CÉSAR AUGUSTO

Titulado:

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA LA OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA EN TRADE SANDDER GROUP S.A.C.

Nuestro dictamen es:

APROBADO

Titulo Profesional/Titulo de Segunda Especialidad/Grado Académico a optar:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

29387211 - FERNANDEZ BARRIGA CAMILO GRIMALDO
DICTAMINADOR

30857994 - GORDILLO ANDIA CARLOS ALBERTO
DICTAMINADOR

40102882 - CHANI OLLACHICA DEIDAMIA GIOVANNA
DICTAMINADOR

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA LA OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA EN TRADE SANDDER GROUP S.A.C.

INFORME DE ORIGINALIDAD

12%	9%	3%	5%
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	Submitted to Universidad Politecnica Salesiana del Ecuado Trabajo del estudiante	1%
2	hdl.handle.net Fuente de Internet	1%
3	Submitted to unsaac Trabajo del estudiante	1%
4	www.coursehero.com Fuente de Internet	1%
5	Submitted to Universidad de Piura Trabajo del estudiante	<1%
6	repositorio.continental.edu.pe Fuente de Internet	<1%
7	repositorio.utc.edu.ec Fuente de Internet	<1%
8	pdfkul.com Fuente de Internet	<1%
9	kupdf.net Fuente de Internet	<1%
10	www.slideshare.net Fuente de Internet	<1%
11	repositorio.unsa.edu.pe Fuente de Internet	<1%
12	pirhua.udep.edu.pe Fuente de Internet	<1%
13	azdoc.tips Fuente de Internet	<1%
14	bibdigital.epn.edu.ec Fuente de Internet	<1%
	repositorio.cuc.edu.co	

RESUMEN

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo analizar el suministro eléctrico de Trade SANDDER Group S.A.C., empresa industrial dedicada a la fabricación de calzado de seguridad y derivados de caucho y plástico, mediante una auditoría energética que comprendió el análisis del consumo histórico de 2024, mediciones eléctricas, inspección termográfica, levantamiento técnico y modelamiento de circuitos. Durante 2024 se registró un consumo de 794 072.81 kWh, con un costo de s/. 393 844.88, mientras que la demanda máxima medida alcanzó 248.48 kW, equivalente al 99.4% de la potencia contratada den Horas Punta.

La evaluación determinó que los parámetros de tensión, frecuencia y distorsión armónica se mantuvieron dentro de los límites establecidos. El principal problema correspondió al factor de potencia, con un valor de 0.90, asociado a un consumo anual de 376 045.46 kVARh y penalizaciones de s/. 6 717.28. Asimismo, se identificaron condiciones críticas en el tablero general y sobrecalentamientos en los circuitos de la lavadora industrial y el chiller, representando riesgos para la confiabilidad del sistema eléctrico.

Como principal medida de mejora, se propone instalar un banco automático de capacitores de 60 kVAR, en seis pasos de 10 kVAR a 380 V, con reactor de amortiguamiento de 4.7% para elevar el factor de potencia a valores superiores a 0.97 y reducir las penalizaciones por energía reactiva. Complementariamente, se plantea la remodelación del tablero general, corrección de los circuitos críticos y mantenimiento preventivo semestral, orientados a mejorar la eficiencia, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Palabras clave: auditoría energética, calidad de energía eléctrica, optimización energética

ABSTRACT

This study aims to analyze the electricity supply of Trade SANDDER Group S.A.C., an industrial company dedicated to the manufacture of safety footwear and rubber and plastic products, through an energy audit that included an analysis of historical consumption data for 2024, electrical measurements, thermographic inspection, technical surveys, and circuit modeling. During 2024, consumption was recorded at 794,072.81 kWh, with a cost of S/. 393,844.88, while the maximum measured demand reached 248.48 kW, equivalent to 99.4% of the contracted power during peak hours.

The evaluation determined that the voltage, frequency, and harmonic distortion parameters remained within established limits. The main problem was the power factor, with a value of 0.90, associated with an annual consumption of 376,045.46 kVARh and penalties of S/. 6,717.28. Furthermore, critical conditions were identified in the main distribution panel, along with overheating in the circuits of the industrial washing machine and chiller, posing risks to the reliability of the electrical system.

As the primary improvement measure, it is proposed to install a 60 kVAR automatic capacitor bank, in six 10 kVAR steps at 380 V, with a 4.7% damping reactor to raise the power factor to values above 0.97 and reduce reactive power penalties. Additionally, the plan includes remodeling the main distribution panel, correcting the critical circuits, and performing semi-annual preventive maintenance, all aimed at improving the efficiency, safety, and reliability of the electrical system.

Keywords: energy audit, power quality, energy optimization

ÍNDICE

RESUMEN
ABSTRACT
INTRODUCCIÓN 1
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 3
1.1. Planteamiento del problema 3
1.2. Objetivos 4
1.2.1. Objetivo General 4
1.2.2. Objetivos específicos 4
1.3. Hipótesis 5
1.4. Justificación 5
1.4.1. Justificación técnica 5
1.4.2. Justificación económica 6
1.5. Alcances y limitaciones 6
2. MARCO TEÓRICO 8
2.1. Estado del arte 8
2.2. Auditoría Energética 10
2.2.1. Auditoría energética según la norma ISO 50002 10
2.2.2. Auditoría según guía técnica ASHRAE 15
2.3. Calidad de energía eléctrica 17
2.3.1. Nivel de tensión y variación de tensión 18
2.3.2. Corriente eléctrica y balance de fases 21
2.4. Factor de Potencia 22
2.5. Potencia activa, reactiva y aparente 23
2.6. Distorsión armónica 24
2.7. Protecciones eléctricas 27
2.8. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) 29
2.8.1. Marco Normativo y Calidad del Servicio Eléctrico 29
2.8.2. Parámetros de Calidad de Producto 29
2.8.3. Calidad de Suministro e Interrupciones 30
2.8.4. Responsabilidades del Cliente Industrial 30
2.8.5. Medición y Control en Auditorías 31
3. MARCO METODOLÓGICO 32
3.1. Tipo de investigación 32
3.2. Diseño de investigación 32
3.3. Población y muestra 32

3.4. Técnicas e instrumentos de análisis 32
4. AUDITORÍA ENERGÉTICA Y DIAGNÓSTICO 33
4.1. Descripción de la empresa y del suministro eléctrico 33
4.2. Análisis del suministro eléctrico 33
4.2.1. Consumo histórico de energía 33
4.3. Línea base energética 41
4.4. Indicadores de desempeño energético 42
4.5. Análisis de calidad de energía 43
4.5.1. Equipos de mediciones 44
4.5.2. Mediciones realizadas 45
5. LEVANTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO 60
5.1. Descripción del sistema eléctrico existente 60
5.2. Levantamiento de tableros eléctricos 61
5.3. Termografía en Tablero General 63
5.3.1. Tablero de Distribución TD-01 63
5.3.2. Termografía de Tablero de Distribución TD-01 65
5.3.3. Tablero de Distribución TD2-01 66
5.3.4. Termografía de Tablero de Distribución TD2-01 67
5.3.5. Tablero de Distribución TD2 67
5.3.6. Termografía de Tablero de Distribución TD2 68
5.3.7. Tablero de Distribución TD1-01 69
5.3.8. Termografía de Tablero de Distribución TD1-01 69
5.3.9. Tablero de Distribución TD2-02 70
5.3.10. Termografía de Tablero de Distribución TD2-02 71
5.3.11. Tablero de Distribución TD2-03 72
5.3.12. Resumen de medidas termográficas 73
5.4. Análisis de No Conformidades frente a los Requisitos NETA MTS-2023 75
5.4.1. Tableros de Distribución y Envolventes (Sección 7.1) 75
5.4.2. Interruptores en Caja Moldeada (Sección 7.6.1.1) 75
5.4.3. Conductores y Cables de Baja Tensión (Sección 7.3.2) 75
5.5. Protocolo de acciones correctivas según ANSI/NETA MTS-2023 76
5.5.1. Fase 1: Procedimientos Previos y Seguridad (Sección 5.1) 76
5.5.2. Fase 2: Corrección Mecánica y Normalización Física (Secciones 7.1, 7.6.1.1 y 7.13) 76
5.5.3. Fase 3: Pruebas Cuantitativas Mecánicas y Eléctricas (*As-Found* / *As-Left*) 77
5.5.4. Fase 4: Reinspección Termográfica en Servicio y Cierre 78
5.6. Levantamiento de cargas 79
5.7. Mediciones de potencia y energía. 85

5.8. Evaluación del sistema de puesta a tierra 93
5.9. Metrado de conductores 94
6. MODELAMIENTO Y CÁLCULOS ELÉCTRICOS 98
6.1. Determinación de cargas eléctricas 98
6.2. Evaluación de caída de tensión 98
6.3. Evaluación de factor de potencia 105
6.3.1. Cálculo de potencia aparente mensual 106
6.3.2. Cálculo de factor de potencia mensual 107
6.4. Dimensionamiento del banco de capacitores 108
6.4.1. Cálculo de potencia reactiva a compensar 108
6.4.2. Selección comercial del banco de capacitores 109
6.4.3. Consideración de armónicos en el sistema 109
6.4.4. Cálculo de reactor de amortiguamiento 111
7. Identificación de problemas energéticos 116
7.1. Factor de potencia inferior al límite normativo 116
7.2. Sobrecalentamiento en tableros eléctricos identificado mediante termografía 116
7.3. Tablero general subdimensionado y con deficiencias constructivas 117
7.4. Demanda máxima próxima al límite de potencia contratada 117
7.5. Parámetros normativos 118
8. PROPUESTA DE MEJORA 119
8.1. Propuesta de corrección del factor de potencia 119
8.1.1. Descripción técnica de la instalación 120
8.2. Propuesta de mejoras en la distribución eléctrica 122
8.2.1. Remodelación integral del tablero general (TG) 122
8.2.2. Corrección de circuitos críticos 124
8.3. Condiciones operativas y mantenimiento 125
8.3.1. Plan de mantenimiento preventivo del sistema eléctrico 125
9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 132
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 133

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 *Número de publicaciones sobre optimización energética* 9
Figura 2 *Número de publicaciones sobre auditoría energética por año.* 9
Figura 3 *Diagrama de flujo del proceso de auditoría energética* 11
Figura 4 *Armónicos presentes en sistemas de potencia* 25
Figura 5 *Orden y amplitud de armónicos múltiplos y no múltiplos de 3.* 25
Figura 6 *Límites permisibles de armónicos según Standard IEEE* 26
Figura 7 *Corriente sinusoidal vs corrientes armónicas* 27
Figura 8 *Transformador ABB de 630 kVA* 34
Figura 9 *Datos de placa del transformador* 35
Figura 10 *Consumo de potencia HP y HFP* 37
Figura 11 *Variación mensual de energía en ULITEX SOLE* 37
Figura 12 *Diagrama de carga del 04 al 11 de abril del 2025* 38
Figura 13 Distribución anual del costo de energía en Trade Sandder Group S.A.C. 41
Figura 14 *Línea Base Energética para predecir el consumo de energía* 42
Figura 15 *Indicador energético global en Trade Sandder Group S.A.C.* 43
Figura 16 *Fase II - Análisis de los consumos y costos de energía* 44
Figura 17 *Analizador de redes Metrel MI 2892* 44
Figura 18 *Cámara térmica FLIR ONE Pro* 45
Figura 19 *Variación de alimentación del 04 de abril del 2025* 46
Figura 20 *Variación de alimentación del 05 de abril del 2025* 46
Figura 21 *Variación de alimentación del 06 de abril del 2025* 47
Figura 22 *Variación de alimentación del 07 de abril del 2025* 47
Figura 23 *Variación de alimentación del 08 de abril del 2025* 48
Figura 24 *Variación de alimentación del 09 de abril del 2025* 48
Figura 25 *Variación de alimentación del 10 de abril del 2025* 48
Figura 26 *Variación de alimentación del 11 de abril del 2025* 49
Figura 27 *Variación de frecuencia instantánea del 04 al 11 de abril del 2025* 49
Figura 28 *Variación de frecuencia momentánea del 04 al 11 de abril del 2025* 50
Figura 29 *Variación de frecuencia diaria del 04 al 08 de abril del 2025* 50
Figura 30 *Variación de frecuencia diaria del 08 al 11 de abril del 2025* 51
Figura 31 *Severidad del Flicker del 08 al 11 de abril del 2025* 52
Figura 32 *Severidad del Flicker del 08 al 11 de abril del 2025* 52
Figura 33 *Calidad de la tensión del 04 al 11 de abril del 2025* 53
Figura 34 *Calidad de armónicos de tensión del 04 al 11 de abril del 2025* 54
Figura 35 *Máxima demanda en kW del 04 al 11 de abril del 2025* 56
Figura 36 *Máxima demanda en kW del 10 de abril del 2025* 57
Figura 37 *Factor de potencia del 04 al 11 de abril del 2025* 58
Figura 38 *Consumo de energía del 04 al 11 de abril del 2025* 58
Figura 39 *Tablero general en Trade Sandder Group S.A.C.* 62
Figura 40 *Leyenda de tablero general en Trade Sandder Group S.A.C.* 62
Figura 41 *Muestra termográfica del tablero general* 63
Figura 42 *Interruptores de los circuitos 1,2 y 3 del TD-01* 64
Figura 43 *Interruptores de los circuitos 4,5 y 6 del TD-01* 64
Figura 44 *Leyenda del Tablero TD-01* 65
Figura 45 *Muestra termográfica del Tablero TD-01* 65
Figura 46 *Tablero de Distribución del TD2-01* 66
Figura 47 *Leyenda del tablero TD2-01* 66

Figura 48 *Muestra termográfica del tablero TD2-01* 67
Figura 49 *Tablero de distribución TD2* 68
Figura 50 *Muestra termográfica del tablero TD2* 68
Figura 51 *Tablero de Distribución TD1-01* 69
Figura 52 *Leyenda del tablero TD1-01* 69
Figura 53 *Muestra termográfica del Tablero TD1-01* 70
Figura 54 *Tablero de distribución TD2-02* 70
Figura 55 *Leyenda del tablero TD2-02* 71
Figura 56 *Muestra termográfica del tablero TD1-01* 71
Figura 57 *Tablero de distribución TD2-03* 72
Figura 58 *Leyenda del tablero TD2-03* 72
Figura 59 *Medición de sistema de puesta a tierra* 93

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Tipos de auditorías según ASHRAE 14
Tabla 2 Estándares de auditorías según ASHRAE 15
Tabla 3 Categorías de variaciones de tensión RMS según IEEE Std 1159-2019..... 19
Tabla 4 Elementos reactivos..... 23
Tabla 5 *Consumo anual de potencia* 36
Tabla 6 *Costo de energía mensual*..... 39
Tabla 7 *Costo de energía mensual*..... 40
Tabla 8 *Indicadores de calidad de tensión*..... 53
Tabla 9 *Indicadores de calidad de armónicos de tensión*..... 55
Tabla 10 *Calificación de indicadores de calidad de armónicos de tensión* 55
Tabla 11 *Máximas potencias del día 04 al 11 de abril del 2025* 57
Tabla 12 *Consumo de energía del día 04 al 11 de abril del 2025* 59
Tabla 13 *Datos de muestras termográficas en tableros eléctricos* 73
Tabla 14 *Mediciones de tensión y corriente de equipos y maquinaria* 79
Tabla 15 *Datos de potencia consumida por equipo* 85
Tabla 16 *Reconocimiento de equipos y tablero de alimentación*..... 94
Tabla 17 *Caída de tensión en equipos* 99
Tabla 18 *Caída de tensión en tablero general* 103
Tabla 19 *Caída de tensión en TD2* 104
Tabla 20 *Consumo de energía activa y reactiva mensualmente* 105
Tabla 21 *Consumo mensual de energía aparente* 106
Tabla 22 Energía reactiva mensual 107
Tabla 23 *Parámetros de selección del banco de condensadores* 109
Tabla 24 *Armónicos identificados en cada línea* 110
Tabla 25 *Actividades para mantenimiento preventivo mensual*..... 126
Tabla 26 *Actividades para mantenimiento preventivo anual* 127
Tabla 27 *Gestión de arranque de equipos*..... 128
Tabla 28 *Indicadores energéticos*..... 130

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Facturas de energía eléctrica del año 2024.....137
Anexo 2: Cotización para banco de condensadores.....149
Anexo 3: Norma ANSI/NETA MTS 2023.....150
Anexo 4: Levantamiento de equipos en planta.....167
Anexo 5: Diagramas unifilares actualizados de la planta Sandder.....173
Anexo 6: Alimentadores eléctricos de la planta Trade Sandder Group S.A.C......174

INTRODUCCIÓN

Las actividades productivas del sector de calzado dependen de manera significativa de un suministro eléctrico estable y de calidad, dado que gran parte de sus procesos se encuentran automatizados y requieren la operación continua de maquinaria de alto consumo energético. Equipos como chillers, lavadoras industriales, motores trifásicos, sistemas térmicos y equipos electrónicos de control, la estabilidad del suministro eléctrico es un factor determinante para garantizar el funcionamiento adecuado de la maquinaria y evitar pérdidas operativas. Variaciones de tensión, corrientes de arranque elevadas, distorsión armónica, desbalances entre fases o temperaturas anómalas en tableros pueden generar fallas, detener la producción e incrementar los costos asociados al consumo energético.

En ese contexto, Trade SANDDER Group S.A.C. requiere conocer con precisión el comportamiento real de su sistema eléctrico para identificar posibles deficiencias y oportunidades de mejora. Con este propósito, resulta necesario realizar un análisis energético que permita conocer con precisión el comportamiento del sistema eléctrico y evaluar la calidad del suministro en las condiciones reales de operación de Trade SANDDER Group S.A.C. Para ello, se emplearán instrumentos

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo evaluar las condiciones del suministro eléctrico y el desempeño energético de una empresa del sector de calzado, considerando la influencia que la calidad de la energía ejerce sobre la operación de sus procesos productivos. La correcta provisión de energía eléctrica resulta determinante para el funcionamiento continuo y eficiente de equipos industriales y demás cargas eléctricas propias de la actividad, las cuáles requieren parámetros eléctricos estables y dentro de los límites establecidos por la normativa vigente.

Asimismo, al tratarse de un estudio orientado a la optimización energética, se desarrolla una auditoría eléctrica como herramienta técnica principal, mediante la cual se

recopilan y analizan datos relevantes del sistema eléctrico de la empresa. Esta auditoría permite evaluar si el suministro eléctrico cumple con los criterios establecidos en la normativa nacional vigente y si los procesos y equipos operan bajo condiciones adecuadas de eficiencia, posibilitando un uso racional y responsable de la energía.

Para la ejecución del análisis técnico, se emplean instrumentos de medición especializados, tales como analizadores de redes eléctricas trifásicas, pinzas amperimétricas, cámaras termográficas, pirómetros y equipos de medición complementarios. Estos dispositivos permiten registrar variables eléctricas fundamentales del sistema de baja tensión, así como identificar condiciones térmicas anómalas en conductores, tableros y conexiones, que puedan representar riesgos operativos o pérdidas energéticas.

El análisis de los resultados obtenidos permite formular recomendaciones técnicas orientadas a mejorar la calidad del suministro eléctrico y optimizar el uso de la energía en Trade SANDDER Group S.A.C., empresa ubicada en la ciudad de Arequipa. De esta manera, el estudio contribuye a fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, prolongar la vida útil de los equipos y asegurar la continuidad de los procesos productivos, alineándose con los principios de eficiencia energética y gestión responsable de los recursos eléctricos.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del problema

El desempeño energético de las instalaciones eléctricas industriales constituye un factor crítico para la continuidad operativa, la confiabilidad de los equipos y el control de los costos de producción. Diversos estudios señalan que una proporción significativa del consumo energético en la industria se ve afectada por deficiencias en el suministro eléctrico, problemas de calidad de energía y ausencia de una gestión basada en mediciones técnicas confiables, lo que limita la identificación de oportunidad de optimización energética (Kluczek & Olszewski, 2017). En este contexto, Trade Sandder Group S.A.C., cuenta con un suministro eléctrico que alimenta procesos productivos sensibles a variaciones de tensión, corriente, factor de potencia y distorsión armónica, sin que previamente se haya sistematizado un análisis técnico de dichas variables a partir de mediciones reales. La ausencia de un diagnóstico estructurado del comportamiento de suministro eléctrico impide determinar si las condiciones actuales de operación son adecuadas desde el punto de vista energético y normativo, así como establecer con sustento técnico recomendaciones orientadas a la optimización del uso de la energía.

Del mismo modo, el artículo de (Máša et al., 2018), señala que, en empresas industriales de tamaño medio, uno de los principales obstáculos para la mejora del desempeño energético es la ausencia de información detallada sobre el comportamiento del suministro energético, la falta de análisis de fallas y de variables como lo son la demanda, el factor de potencia y condiciones operativas reales. Como se puede apreciar en Trade Sandder Group S.A.C., el consumo de energía eléctrica es evaluado únicamente a partir de los registros de facturación, sin un estudio técnico que permita conocer las causas relacionadas a ineficiencias, sobrecostos o desviaciones en el uso de la energía. Siendo este el escenario adecuado para el análisis de dicho suministro basado en datos obtenidos mediante auditorías energéticas con el fin de identificar oportunidades de optimización.

Finalmente, estudios aplicados en el sector industrial evidencian que la auditoría eléctrica, basada en mediciones directas del suministro y del comportamiento de las cargas, constituye una herramienta técnica válida para evaluar el desempeño energético real de las instalaciones bajo condiciones normales de operación. Investigaciones desarrolladas en plantas textiles y de calzado, demuestran que el análisis de variables como consumo eléctrico, demanda, factor de potencia y calidad de energía permite determinar el estado del sistema eléctrico y brindar conclusiones orientadas a la optimización energética. (Nagaveni et al., 2019)

En este contexto, el análisis del suministro eléctrico de Trade Sandder Group S.A.C., empresa del sector de calzado industrial, utilizando los datos obtenidos mediante auditoría energética, se plantea como una necesidad técnica para evaluar las condiciones actuales de operación y establecer conclusiones fundamentadas que contribuyan a una gestión más eficiente del uso de la energía.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Analizar el suministro energético del sistema eléctrico de la empresa Trade Sandder Group S.A.C. mediante una auditoría energética y la evaluación técnica de su sistema de distribución eléctrica, con el fin de proponer mejoras que optimicen la eficiencia energética de la instalación.

1.2.2. Objetivos específicos

- Realizar una auditoría energética de las instalaciones eléctricas de la empresa para determinar el comportamiento del consumo energético.
- Evaluar los parámetros de calidad de energía eléctrica del suministro a partir de los registros obtenidos durante la auditoría energética, considerando las mediciones de tensión, corriente, frecuencia, armónicos y factor de potencia.

- Levantar información técnica del sistema eléctrico de distribución de la empresa, incluyendo tableros eléctricos, protecciones, conductores, longitudes de circuitos y pozos a tierra.
- Realizar el cálculo de conductores y caídas de tensión de los principales circuitos eléctricos de la instalación.
- Determinar la capacidad requerida de un banco de condensadores para optimizar el factor de potencia del sistema eléctrico de la empresa.
- Proponer medidas de mejora para optimizar el desempeño energético y las condiciones técnicas del sistema eléctrico de la empresa.

1.3. Hipótesis

El suministro eléctrico de Trade SANDDER Group S.A.C. presenta condiciones que, al ser analizadas mediante una auditoría energética, permiten identificar oportunidades orientadas a la optimización energética del sistema eléctrico.

1.4. Justificación

1.4.1. Justificación técnica

El suministro eléctrico es un componente fundamental en el desempeño operativo y energético de las instalaciones industriales, ya que su calidad influye directamente en el funcionamiento, confiabilidad y eficiencia de los equipos eléctricos. Al verse alterados parámetros tales como la tensión, factor de potencia y la presencia de distorsión armónica afectan el comportamiento del sistema eléctrico, produciendo pérdidas energéticas y deterioro de los equipos. (Oliveira & Bollen, 2023)

La evaluación de estos parámetros, mediante auditorías energéticas basadas en mediciones reales, permite identificar condiciones que influyen en la eficiencia del sistema. En este sentido, la presente investigación se justifica técnicamente al analizar el suministro eléctrico de Trade SANDDER Group S.A.C. mediante una auditoría energética,

proporcionando un diagnóstico del estado del sistema eléctrico y permitiendo identificar oportunidades orientadas a la optimización energética.

1.4.2. Justificación económica

Desde el ámbito económico, un suministro eléctrico con deficiencias en la calidad de energía puede generar incrementos en los costos operativos debido a un uso deficiente de la energía, penalizaciones por bajo factor de potencia y mayores pérdidas eléctricas. El análisis del suministro eléctrico mediante una auditoría energética permite identificar estos aspectos, constituyéndose en una base técnica para la evaluación de acciones orientadas a la optimización energética, sin afectar la continuidad de los procesos productivos.

1.5. Alcances y limitaciones

La investigación tiene como alcance el análisis del suministro eléctrico de Trade SANDDER Group S.A.C. mediante una auditoría energética, orientada a evaluar los principales parámetros eléctricos del sistema, tales como niveles de tensión, corrientes, factor de potencia, distorsión armónica, demanda eléctrica y condiciones térmicas.

El estudio se limita al diagnóstico del estado del suministro eléctrico y a la identificación de oportunidades orientadas a la optimización energética, sin considerar el diseño, implementación ni validación de soluciones técnicas, ni la modificación de los procesos productivos. El análisis se desarrolla en las instalaciones de la empresa y se basa en la información obtenida durante el periodo de medición de la auditoría energética.

Para el desarrollo de la auditoría energética se utilizaron dos conjuntos de información correspondientes a períodos diferentes. El primero comprende los recibos de facturación eléctrica del período enero-diciembre de 2024, empleados para analizar el comportamiento histórico del consumo de energía y los costos asociados al suministro. El segundo corresponde a la campaña de medición de parámetros eléctricos realizada entre el 4 y el 11 de abril de 2025, mediante el analizador de redes Metrel MI 2892, con la finalidad de evaluar las condiciones eléctricas registradas durante dicho período.

Es importante precisar que Tradde Sandder Group S.A.C. y Ulitex Sole comparten un punto de suministro eléctrico común, cuya alimentación se realiza mediante una subestación de transformación compartida. Por esta razón, los recibos de facturación utilizados en el análisis histórico comprenden el consumo conjunto de ambas instalaciones y no representan exclusivamente el consumo de Tradde Sandder Group S.A.C.

En consecuencia, los datos de facturación se emplean para caracterizar el comportamiento energético y económico del suministro compartido, mientras que el diagnóstico técnico de la presente investigación se centra en las instalaciones de Tradde Sandder Group S.A.C. y en los puntos específicos donde se efectuaron las inspecciones y mediciones eléctricas. Debido a que la información histórica de facturación y las mediciones de campo corresponden a períodos distintos, sus resultados se analizan de manera complementaria, sin asumir que las condiciones registradas durante la campaña de abril de 2025 representan necesariamente el comportamiento de todo el año 2024.

Asimismo, la propuesta de instalación de un banco automático de condensadores en el tablero general del suministro compartido tiene un alcance que comprende a ambas instalaciones, dado que la compensación reactiva en dicho punto puede modificar las condiciones eléctricas del conjunto alimentado. Por tanto, los beneficios potenciales relacionados con la mejora del factor de potencia y la reducción de los cargos por energía reactiva corresponden al suministro común y no exclusivamente a Tradde Sandder Group S.A.C.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Estado del arte

En los últimos años, la eficiencia energética y la evaluación del desempeño de los sistemas eléctricos han incrementado su relevancia en el ámbito industrial, debido al impacto directo del uso de la energía eléctrica respecto a la eficiencia del sistema industrial, los costos operativos y la sostenibilidad de las empresas. La investigación de (Verstina et al., 2022) ha abordado el análisis del consumo energético y del suministro eléctrico como elementos clave para mejorar la eficiencia global de las instalaciones industriales, resaltando la necesidad de evaluar las condiciones reales de operación mediante metodologías estructuradas.

En el artículo *"Exploring the Landscape of Energy Audits: A Bibliometric Analysis"* de (Oommen et al., 2024), los autores analizan la evolución de las investigaciones relacionadas a las auditorías energéticas, demostrando el interés en este ámbito. Dicho estudio destaca que las auditorías energéticas permiten analizar el uso de la energía y el comportamiento del sistema eléctrico a partir de datos reales de operación, utilizándose dicha auditoría como una herramienta de diagnóstico técnico que sirve para la identificación de parámetros de mejora dirigidos a la optimización energética.

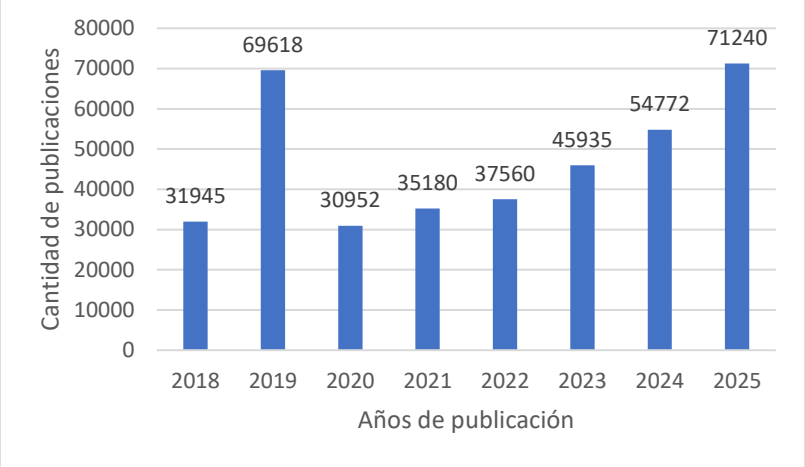
Estudios desarrollados en industrias textiles, como lo es el caso del artículo presentado por (Nagaveni et al., 2019) en "Energy efficiency assessment in textile industry", señalan que la aplicación de auditorías energéticas basadas en mediciones de campo permite identificar deficiencias en el factor de potencia, uso ineficiente de energía reactiva, desbalance de corrientes y pérdidas relacionadas con una mala gestión del suministro eléctrico. Analizando dichos parámetros es posible identificar oportunidades de mejora para la optimización energética del sistema. Este enfoque resulta completamente aplicables al contexto presentado en esta tesis, cuyo sistema cuenta con características similares al del artículo visto en esta sección.

En la siguiente gráfica se destaca el creciente estudio del tema, debido a la preocupación por la calidad de energía eléctrica, el cual se ve resaltado por la integración de energías renovables y la implementación de nuevas tecnologías.

Se puede observar una gran tendencia en el año 2025, posiblemente por el gran incremento hacia el interés de producir energía eléctrica de alta calidad y que pueda beneficiar indirectamente a las industrias y residencias. Las tendencias observadas respaldan la importancia del desarrollo de nuevos estudios orientados a la optimización energética.

Figura 1

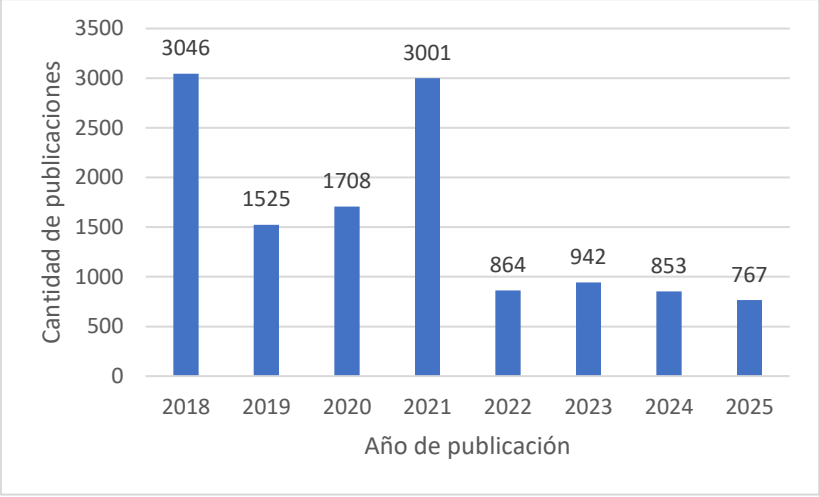
Número de publicaciones sobre optimización energética



Nota. Adaptado de *ScienceDirect*, por Elsevier, 2024.

Figura 2

Número de publicaciones sobre auditoría energética por año.



Nota. Adaptado de *ScienceDirect*, por Elsevier, 2024.

2.2. Auditoría Energética

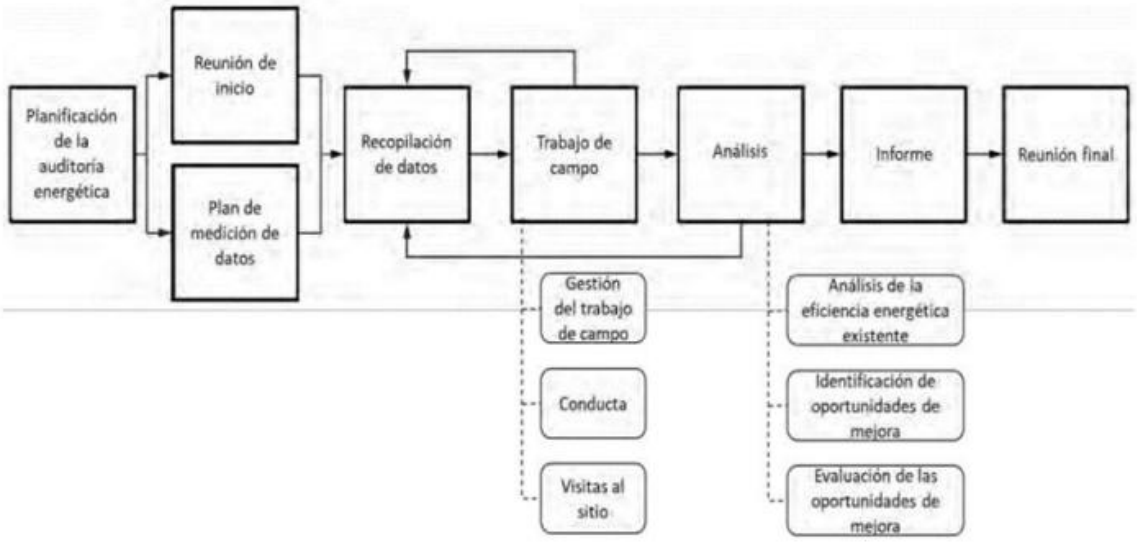
2.2.1. Auditoría energética según la norma ISO 50002

La auditoría energética es una herramienta fundamental para la evaluación del desempeño energético de una instalación, permitiendo identificar oportunidades de mejora en el uso eficiente de la energía. En este contexto, la norma ISO 50002 establece los lineamientos y requisitos para la realización de auditorías energéticas de manera sistemática, estructurada y confiable.

Según la norma ISO 50002, una auditoría energética se define como un proceso sistemático de obtención, análisis y evaluación de datos energéticos, con el objetivo de comprender el perfil de consumo de energía de una industria e identificar oportunidades de mejora técnica y económica. Esta norma establece que la auditoría debe basarse en mediciones reales, datos históricos de consumo y un análisis detallado de los sistemas energéticos involucrados.

Asimismo, la norma clasifica las auditorías energéticas en distintos niveles, en función de su alcance y profundidad de análisis. Estas pueden presentarse como auditorías preliminares, enfocadas en una evaluación general del consumo energético, hasta auditorías detalladas que incluyen mediciones específicas, modelamiento del sistema energético y análisis técnico-económico de las propuestas de mejora.

Figura 3
Diagrama de flujo del proceso de auditoría energética



Nota. Adaptado de *Energy audits — Requirements with guidance for use* (ISO Standard No. 50002:2014), por la Organización Internacional de Normalización, 2014

La planificación de una auditoría energética constituye una etapa fundamental para establecer el alcance del estudio y recopilar información preliminar relacionada con la organización y su sistema energético. En esta fase se definen aspectos como los objetivos de la auditoría, los límites y alcances del análisis, el nivel de detalle requerido, el tiempo estimado para la ejecución de las actividades y los criterios que serán utilizados para evaluar oportunidades de mejora del desempeño energético. Asimismo, se determinan los recursos necesarios, la disponibilidad de información previa al inicio de la auditoría, los entregables esperados y la persona responsable del proceso dentro de la organización. (ISO, 2014).

Como parte de la planificación, también se desarrolla un plan de medición de datos, el cual considera la identificación de los puntos de medición existentes y de aquellos que requieren instrumentación adicional. En este proceso se seleccionan los equipos de medición adecuados, se establece la duración y frecuencia de adquisición de datos, y se define el periodo representativo de operación de los sistemas evaluados. Además, se asignan responsabilidades para la ejecución de las mediciones y se determinan los niveles de

precisión y repetitividad requeridos para garantizar la confiabilidad de la información obtenida. (ISO, 2014)

Previo al inicio de las actividades de campo, se realiza una reunión inicial entre el auditor y las partes involucradas, con la finalidad de comunicar los objetivos de la auditoria, su alcance, límites y nivel de detalle, así como coordinar aspectos operativos relacionados con accesos, seguridad y condiciones de trabajo dentro de las instalaciones evaluadas. (ISO, 2014)

Durante la etapa de recopilación de datos se obtiene información técnica y operativa relacionada con los equipos y sistemas energéticos de la organización. Esta información incluye características de los equipos, variables operativas relevantes, registros históricos y actuales de consumo energético, configuraciones de monitoreo, documentación de diseño, operación y mantenimiento, tarifas eléctricas aplicables.

La gestión de trabajo de campo comprende la inspección directa de las instalaciones dentro de los límites definidos para la auditoría, evaluando el uso de la energía de acuerdo a los objetivos y el nivel de detalle establecido. Además, el auditor debe analizar la influencia de las rutinas operativas y del comportamiento de los usuarios sobre el desempeño energético de la instalación. (ISO, 2014)

En cuanto a la conducta durante el desarrollo de la auditoría, el auditor energético debe asegurarse de que las mediciones y observaciones sean realizadas bajo condiciones representativas de operación normal. También debe verificar que la información histórica proporcionada refleje adecuadamente el funcionamiento habitual de la organización y comunicar oportunamente cualquier dificultad encontrada durante el trabajo de campo. (ISO, 2014)

Las visitas al sitio requieren la designación de personal responsable por parte de la organización para acompañar al auditor energético durante las inspecciones. Estas personas deben contar con las competencias y autorizaciones necesarias para facilitar operaciones

sobre equipos o procesos cuando sea requerido. Asimismo, pueden designarse responsables para la instalación de registradores de datos y equipos de monitoreo energético, garantizando además el acceso a la documentación técnica relevante para la auditoría. (ISO, 2014)

El análisis general de la auditoría implica evaluar la confiabilidad y la coherencia de los datos recopilados, identificando posibles anomalías o deficiencias en la información. La ISO (2014) indica que el auditor debe emplear métodos de cálculo técnicamente apropiados y transparentes documentando tanto los procedimientos utilizados como los supuestos considerados. Los resultados obtenidos deben someterse a controles de calidad y validación, considerando además posibles limitaciones normativas o técnicas relacionadas con las oportunidades de mejora identificadas.

Durante el análisis del rendimiento energético existente, el auditor establece la condición energética actual de la instalación, la cual servirá como referencia para evaluar futuras mejoras. Este análisis incluye la distribución del consumo energético por uso y fuente, los flujos de energía, patrones históricos de consumo y relaciones entre variables operativas y desempeño energético. Asimismo, se validan los indicadores energéticos existentes y, de ser necesario, se proponen nuevos indicadores de desempeño energético. (ISO, 2014)

Finalmente, la identificación y evaluación de oportunidades de mejora se desarrolla a partir del análisis técnico de los datos obtenidos y de la experiencia del auditor energético. Estas oportunidades pueden incluir alternativas de diseño, incorporación de tecnologías más eficientes, implementación de nuevas soluciones técnicas o aplicación de mejores prácticas. Posteriormente, cada propuesta debe evaluarse considerando el ahorro energético y económico esperado, la inversión requerida, los criterios financieros aplicables y otros beneficios adicionales, como mejoras operativas o reducción de costos de mantenimiento. También deben analizarse las posibles interacciones entre las diferentes oportunidades de mejora identificadas. (ISO, 2014)

Tabla 1
Tipos de auditorías según ASHRAE

Tipo de auditoría energética	Descripción
Auditoría energética Tipo 1 – Preliminar	La auditoría energética de tipo 1 constituye una evaluación inicial orientada a obtener una apreciación general del comportamiento energético de una instalación. Este tipo de auditoría se apoya principalmente en información existente, como registros históricos de consumo y facturación eléctrica, complementándose con inspecciones básicas en campo. Debido a su bajo nivel de profundidad, el análisis energético se desarrolla mediante estimaciones generales, sin realizar evaluaciones detalladas de sistemas específicos ni campañas extensas de medición. Las oportunidades de mejora detectadas suelen enfocarse en acciones operativas simples o medidas de bajo costo. Asimismo, las evaluaciones económicas asociadas presentan una precisión limitada, por lo que los resultados obtenidos deben considerarse de carácter referencial. Este tipo de auditoría resulta útil como diagnóstico preliminar para identificar áreas críticas y determinar la conveniencia de desarrollar estudios más detallados.
Auditoría energética Tipo 2 – Detallada	La auditoría energética de tipo 2 contempla un análisis más completo y estructurado del desempeño energético de la instalación. Para ello, incorpora una recopilación más rigurosa de información, incluyendo mediciones en campo y evaluación de variables operativas relevantes. El estudio puede incluir balances energéticos, análisis por sistemas o procesos y una caracterización más precisa del consumo y la demanda energética. Su nivel de detalle es intermedio, permitiendo identificar oportunidades de mejora sustentadas técnicamente y acompañadas de evaluaciones económicas más confiables que las desarrolladas en auditorías preliminares. Las propuestas incluyen estimaciones de ahorro energético, análisis de viabilidad y criterios para priorizar medidas de mejora. Debido al equilibrio entre precisión técnica y costo de ejecución, este tipo de auditoría es uno de los más utilizados en instalaciones industriales para la toma de decisiones relacionadas con eficiencia energética.
Auditoría energética Tipo 3 – Exhaustiva	La auditoría energética de tipo 3 corresponde al nivel más avanzado y completo de evaluación energética, orientado a la optimización integral del sistema. Este tipo de estudio requiere una recopilación extensa de datos mediante campañas prolongadas de medición y sistemas de monitoreo continuo, permitiendo desarrollar modelos energéticos detallados y de alta precisión. El análisis

Tipo de auditoría energética	Descripción
	considera interacciones complejas entre procesos, comportamiento dinámico de las cargas y simulaciones del sistema eléctrico. Las oportunidades de mejora son evaluadas exhaustivamente desde el punto de vista técnico y económico, incluyendo estimaciones precisas de ahorro energético, costos de inversión y periodos de retorno. Debido a su complejidad, tiempo de ejecución y costo de implementación, este tipo de auditoría suele aplicarse en proyectos de gran envergadura o cuando se requiere sustentar inversiones importantes relacionadas con optimización energética.

Nota. Adaptado de *Energy audits — Requirements with guidance for use* (ISO 50002:2014), por la Organización Internacional de Normalización, 2014.

2.2.2. Auditoría según guía técnica ASHRAE

Según el código estadounidense de la ASHRAE (American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning Engineers) los niveles de auditorías energéticas son 3 y sus alcances se describen en la siguiente tabla:

Tabla 2
Estándares de auditorías según ASHRAE

Tipo de auditoría	Descripción	Síntesis
ASHRAE Level 1 – WalkThrough Analysis / Auditoría preliminar	Corresponde al nivel más básico de auditoría energética y tiene como finalidad obtener una visión general del comportamiento energético de las instalaciones. Este nivel considera visitas de inspección en campo, entrevistas al personal de operación y mantenimiento, así como la revisión de consumos energéticos y facturación. A partir de esta información se identifican preliminarmente posibles ineficiencias relacionadas con el uso de la energía, confort térmico, calidad del aire interior y condiciones de iluminación. Asimismo, se plantean medidas de mejora de bajo costo o sin inversión significativa, incluyendo estimaciones generales de ahorro, costos de implementación y periodos simples de recuperación. Sin embargo, la información obtenida no posee suficiente detalle para sustentar decisiones de inversión	- Inspección preliminar de las instalaciones. - Revisión básica del consumo energético. - Identificación de medidas de bajo costo o sin inversión. - Estimaciones generales de ahorro y retorno.

Tipo de auditoría	Descripción	Síntesis
	de gran magnitud, aunque sí permite establecer prioridades para análisis posteriores más detallados.	
ASHRAE Level 2 – Energy Survey and Analysis	Este nivel amplía el alcance de la auditoría preliminar mediante un análisis energético y económico más detallado. Además de las actividades del nivel 1, se recopilan registros históricos de consumo energético, generalmente de los últimos 24 a 36 meses, con el objetivo de caracterizar el comportamiento de la demanda y los costos tarifarios. Se desarrolla un análisis técnico y financiero más preciso de las medidas de eficiencia energética propuestas, considerando costos de implementación, condiciones operativas y criterios de evaluación económica definidos por la organización. El nivel de detalle alcanzado permite sustentar técnicamente la implementación de las medidas de mejora energética identificadas y determinar cuáles requieren un análisis más exhaustivo.	- Inspección detallada de sistemas e instalaciones. - Evaluación del perfil energético y tarifario. - Análisis técnico y económico de medidas de eficiencia energética. - Identificación de proyectos que requieren estudios avanzados.
ASHRAE Level 3 – Detailed Analysis of Investment Intensive Measures	Este tipo de auditoría corresponde al nivel más avanzado y detallado, enfocado principalmente en proyectos de mejora energética que implican inversiones significativas. Incluye campañas de medición más extensas, sistemas de monitoreo y procesos de medición y verificación de parámetros energéticos. Además, se realiza un análisis ingenieril profundo que permite desarrollar modelos dinámicos del comportamiento energético de las instalaciones y de las medidas de eficiencia propuestas. Los resultados obtenidos presentan un alto nivel de precisión tanto en estimaciones de ahorro energético como en costos de inversión y retorno económico, constituyendo una base sólida para la toma de decisiones de inversión.	- Evaluación detallada de proyectos de alta inversión. - Mediciones y monitoreo avanzados. - Desarrollo de análisis ingenieriles rigurosos. - Evaluación financiera precisa y confiable.

Nota. Adaptado de *Energy audits — Requirements with guidance for use* (ISO Standard No. 50002:2014), por la Organización Internacional de Normalización, 2014.

La presente investigación se enmarca en una auditoría energética de nivel intermedio, correspondiente al Nivel 2 según ASHRAE y al Tipo 2 según la ISO 50002, los cuáles son

equivalentes en términos de alcance y profundidad. Ambos enfoques consideran un análisis detallado del consumo energético, evaluación de sistemas, identificación de oportunidades de mejora, diferenciándose de los niveles preliminares por su mayor rigor analítico, pero sin llegar al nivel de modelamiento avanzado propio de auditorías exhaustivas.

2.3. Calidad de energía eléctrica

La calidad de energía eléctrica se define como el grado en que los parámetros del sistema eléctrico, como lo son la tensión y corriente de los componentes, se mantienen dentro de los límites nominales y sinusoidales, permitiendo el funcionamiento adecuado de los equipos conectados. La estabilidad de los parámetros del sistema se ha visto afectada debido a la creciente integración de equipos electrónicos en los procesos industriales.

La calidad de la energía se refiere a la capacidad de un sistema eléctrico para suministrar una corriente y tensión estables, libres de perturbaciones como armónicos, caídas de tensión y fluctuaciones de frecuencia. Los armónicos, en particular, son componentes no deseados de las señales eléctricas que se generan principalmente por el uso de dispositivos electrónicos de potencia, como inversores, convertidores o tiristores utilizados en sistemas industriales. (Wildi, 2014)

Según (Fuchs & Masoum, 2023),la calidad de la energía puede entenderse como la capacidad de un sistema de suministrar energía de forma eficiente y sin perturbaciones que comprometan la integridad de los equipos finales. La complejidad de los sistemas modernos, en creciente empleo de componentes tales como convertidores de potencia, accionamientos de velocidad variables y cargas de iluminación electrónica, ha incrementado significativamente la inyección de armónicos en la red. Estos componentes armónicos distorsionan la forma de onda fundamental, generando lo que se denomina Distorsión Armónica Total (THD), la cual resulta en pérdidas por calentamiento en transformadores, motores y conductores eléctricos.

Adicionalmente, el estudio de la calidad de energía también evalúa las variaciones de amplitud como hundimientos y sobretensiones temporales, frecuentemente ocasionados por el continuo arranque de motores industriales, los cuáles pueden provocar caídas de tensión que afectan los aislamientos y la fiabilidad de los dispositivos de control electrónico.

Además, dichos fenómenos generan problemas de compatibilidad electromagnética, afectando el correcto funcionamiento de otros equipos conectados a la red tales como transformadores, motores, relés o sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS).(Osamah Saleh Al-duaij, 2015)

2.3.1. Nivel de tensión y variación de tensión

2.3.1.1. Marco conceptual según IEEE Std1159-2019

La calidad de la energía eléctrica concierne el conjunto de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y la corriente en un punto determinado del sistema eléctrico en un instante dado. De entre estos fenómenos, las variaciones de la magnitud del valor eficaz de la tensión (RMS), constituyen la categoría de mayor incidencia práctica en instalaciones industriales, ya que afectan directamente la operatividad, vida útil y eficiencia de los equipos conectados.

2.3.1.2. Clasificación de las variaciones de tensión RMS

La norma IEEE Std 1159-2019 clasifica las variaciones de tensión según su duración y magnitud en tres grandes grupos. Siendo presentado en la siguiente tabla expresada en términos de unidad relativa (per unit, pu), donde 1.0 pu corresponde al valor nominal declarado del sistema.

Tabla 3

Categorías de variaciones de tensión RMS según IEEE Std 1159-2019

Categoría	Subtipo	Duración típica	Magnitud típica
Variaciones de corta duración	Sag (dip) instantáneo	0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9 pu
	Sag momentáneo	30 ciclos – 3 s	0,1 – 0,9 pu
	Sag temporal	3 s – 1 min	0,1 – 0,9 pu
	Swell instantáneo	0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8 pu
	Swell momentáneo	30 ciclos – 3 s	1,1 – 1,4 pu
	Swell temporal	3 s – 1 min	1,1 – 1,2 pu
	Interrupción momentánea	0,5 ciclos – 3 s	< 0,1 pu
	Interrupción temporal	3 s – 1 min	< 0,1 pu
Variaciones de larga duración	Sobretensión sostenida	> 1 min	1,1 – 1,2 pu
	Subtensión sostenida	> 1 min	0,8 – 0,9 pu
	Interrupción sostenida	> 1 min	0,0 pu

Nota. Adaptado de *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality* (IEEE Std 1159-2019), por el Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2019.

2.3.1.3. Variaciones de corta duración

Las variaciones de corta duración abarcan desde 0.5 ciclos de la frecuencia fundamental hasta 1 minuto. Se subdividen en función de la magnitud de la perturbación en:

sag(hundimiento de tensión), swell(elevación de tensión) e interrupciones. Las causas más frecuentes son fallas en el sistema de distribución, la conexión de cargas con corrientes elevadas de arranque y la operación de dispositivos de protección.

El sag se define como una reducción del valor RMS de la tensión a un nivel comprendido entre 0.1 pu y 0.9 pu, con una duración de 0.5 ciclos a 1 minuto. La terminología utilizada para describir esta magnitud es tensión remanente.

El swell se define como un incremento del valor RMS por encima de 1.1 pu durante un periodo de 0.5 ciclos a 1 minuto. Magnitudes típicas oscilan entre 1.1 pu y 1.2. pu. Su causa más frecuente es una falla fase-tierra en las fases no afectadas, o la desconexión de grandes cargas.

2.3.1.4. Variaciones de larga duración

Las variaciones de larga duración corresponden a desviaciones del valor RMS de la tensión con respecto al nominal por un período superior a 1 minuto. La norma IEEE Std 1159-2019 distingue:

- Sobretensión: Valor RMS superior a 1.1 pu durante más de 1 minuto. Teniendo como causas probables la desconexión de grandes cargas, la conexión de bancos de condensadores o ajustes erróneos en el tap de transformadores.
- Subtensión: Valor RMS inferior a 0.9 pu durante más de 1 minuto. Surge típicamente por sobrecarga de circuitos o la conexión de grandes cargas sin respaldo adecuado de regulación de tensión.
- Interrupción sostenida: Pérdida de tensión a menos del 10% del valor nominal por un periodo mayor a 1 minuto, generalmente de carácter permanente que requiere intervención manual para su restablecimiento.

2.3.1.5. Variación porcentual de tensión de alimentación

La variación porcentual de tensión de alimentación (%ΔV) cuantifica la desviación del valor RMS medido respecto al valor nominal declarado del sistema. Su expresión matemática es:

$$\%\Delta V = \frac{Vmedida - Vnominal}{Vnominal} \times 100\%$$

Este indicador permite verificar el cumplimiento de los límites establecidos por los estándares aplicables. La norma ANSI C84.1-2016 (referenciada en IEEE Std 1159-2019) establece los límites de tolerancia de tensión en estado estacionario para sistemas eléctricos de potencia, fijando un margen de ±5 % en condiciones de servicio normal (Rango A).

2.3.2. Corriente eléctrica y balance de fases

La corriente eléctrica permite evaluar la carga real del sistema y el grado de equilibrio entre fases. Un desbalance de corrientes en sistemas trifásicos genera sobrecargas parciales, incremento de pérdidas y posibles disparos de protecciones, afectando la eficiencia del suministro eléctrico. (Wildi, 2014)

La corriente eléctrica constituye uno de los dos parámetros primordiales de medición en el monitoreo de la calidad de energía eléctrica, junto al voltaje. Según la norma IEEE Std 1159-2019, la corriente y el voltaje son las magnitudes fundamentales a partir de las cuáles se derivan todos los demás indicadores de calidad de potencia en sistemas de corriente alterna monofásicos y trifásicos.

La norma define la variación del valor eficaz (rms) de la corriente como una magnitud que puede presentar desviaciones respecto a su condición nominal, clasificadas como variaciones de corta duración que se extienden entre 0.5 ciclos y 1 minuto, y de larga duración cuando superan el minuto.

2.3.2.1. Sobrecarga de corriente

La sobrecarga de corriente se clasifica dentro de las variaciones rms de larga duración. Se produce cuando la corriente demandada por la carga supera el valor nominal durante un periodo mayor a 1 minuto. Esta condición genera calentamiento excesivo en conductores, transformadores y equipos de protección, reducir la vida útil del aislamiento y activar dispositivos de protección como interruptores termomagnéticos.

La norma vincula la sobrecarga de corriente con fenómenos de subtensión debido a que cuando circuitos sobrecargados operan con alta corriente, la caída de tensión en la impedancia del sistema puede llevar la tensión por debajo de 0.9 pu, condición que se prolonga más allá de 1 minuto. Asimismo, la norma señala que el arranque de motores de inducción puede demandar entre seis y diez veces la corriente nominal, generando eventos transitorios de corriente asociados a picos que producen sags de tensión en el sistema.

2.3.2.2. Desbalance de corriente.

La norma IEEE Std 1159-2019 define desbalance como la relación entre la componente de secuencia negativa y la componente de secuencia positiva de tensión o corriente, expresada en porcentaje.

La norma señala que el desbalance de tensión en un sistema trifásico es típicamente menor al 5 %, mientras que el desbalance de corriente puede ser considerablemente mayor, especialmente cuando existen cargas monofásicas conectadas a un sistema trifásico. Se indican magnitudes típicas de 1,0 % a 3,0 % para el desbalance de corriente en estado estacionario (steady state).

2.4. Factor de Potencia

El factor de potencia es un indicador en el análisis de eficiencia energética de los sistemas eléctricos, ya que permite evaluar la eficiencia con la que la energía eléctrica suministrada es transformada en trabajo útil; expresado como la relación entre la potencia

activa y la potencia aparente, equivalente al coseno del ángulo de desfase entre la tensión y la corriente.

En entornos industriales, se halla frecuentemente la presencia de cargas no lineales, desbalances de fase y distorsión armónica. La norma IEEE Std 1459-2025 establece un marco conceptual holístico, que establece tanto las definiciones de las magnitudes de potencia y el análisis de las cargas no lineales.

En base a esta norma, el factor de potencia debe interpretarse como una magnitud derivada de un modelo de medición que distingue entre las componentes fundamentales y no fundamentales de las señales eléctricas. En este sentido, la potencia aparente total no solo incorpora la potencia activa útil, sino también componentes asociadas la potencia reactiva y a la potencia de distorsión, esta última originada por la presencia de armónicos en el sistema eléctrico. La potencia de distorsión existe debido a que los armónicos incrementan la potencia no activa del sistema.

2.5. Potencia activa, reactiva y aparente

La potencia activa representa la energía funcional de las cargas, mientras que la potencia reactiva está asociada al establecimiento de campos electromagnéticos en equipos inductivos. La potencia aparente es la combinación de ambas y define la capacidad requerida del sistema eléctrico.(Wilde, 2007)

Tabla 4
Elementos reactivos

Elementos Resistivos	Elementos Inductivos	Elementos Capacitivos
- Iluminación incandescente	- Motores de inducción	- Bancos de capacitores para corrección del factor de potencia
- Calentadores eléctricos	- Reactores limitadores de corriente	- Cables subterráneos

	- Generadores de inducción (molinos de viento)	- Cables aislados
	- Reactores de amortiguamiento para atenuar armónicos	- Capacitores utilizados en filtros de armónicos
	- Reactores de sintonización en filtros de armónicos	

Nota. Adaptado de *Harmonics and Power Systems*, por F. De la Rosa, 2006, CRC Press.

2.6. Distorsión armónica

La distorsión armónica es la alteración de la forma de onda sinusoidal de tensión o corriente, producida principalmente por cargas no lineales como variadores de frecuencia, fuentes conmutadas y equipos electrónicos. Se expresa mediante el índice de distorsión armónica total (THD) y provoca sobrecalentamientos, errores de medición y deterioro de equipos. (Pouriman, 2021)

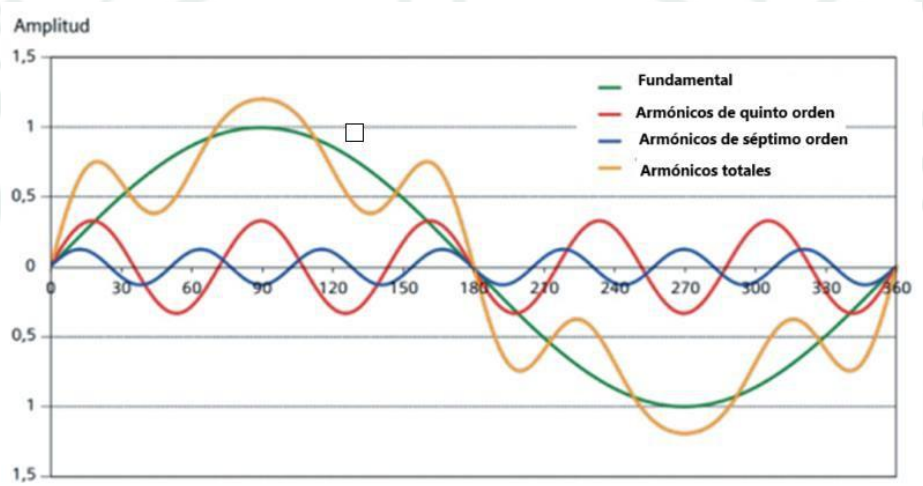
Los armónicos son tensiones o corrientes sinusoidales con frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental del sistema (60 Hz). La norma IEEE STD 1159-2019 describe a los armónicos de corriente como el resultado directo del funcionamiento normal de dispositivos no lineales en el sistema eléctrico: fuentes conmutadas, variadores de velocidad, rectificadores de diodos, convertidores conmutados por línea, inversores de recursos de energía distribuida y maquinas rotativas, entre otros.

La generación de armónicos se debe a que las cargas no lineales presentan una relación no proporcional entre la tensión aplicada y la corriente absorbida, lo que provoca que, aun cuando la tensión de alimentación sea sinusoidal, la corriente resultante no lo sea. Esto ocurre porque estos equipos utilizan dispositivos electrónicos de potencia que operan mediante conmutación, permitiendo el paso de corriente solo en ciertos intervalos del ciclo de

la onda. Como consecuencia, la corriente se presenta en forma de pulsos o formas distorsionadas, las cuáles, al ser descompuestas mediante la transformada de Fourier, se presentan como la suma de la componente fundamental y múltiples componentes sinusoidales de frecuencia entera (armónicos). Esta distorsión de corriente al circular por la impedancia del sistema, genera también distorsión en la tensión, afectando la calidad de energía.

Figura 4

Armónicos presentes en sistemas de potencia



Nota. Adaptado de *Harmonics in Transmission Lines*, por A. Pouriman, 2021, Graz University of Technology.

Figura 5

Orden y amplitud de armónicos múltiplos y no múltiplos de 3.

Armónicos impares				Armónicos pares	
No múltiplos de 3		**Múltiplos de 3**			
Orden	**Amplitud (%)**	**Orden**	**Amplitud (%)**	**Orden**	**Amplitud (%)**
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1.5	4	1
11	3.5	15	0.5	6	0.5
13	3	21	0.5	8	0.5

17	2	---	---	10	0.5
19	1.5	---	---	12	0.5
23	1.5	---	---	14	0.5
25	1.5	---	---	16	0.5
---	---	---	---	18	0.5
---	---	---	---	20	0.5
---	---	---	---	22	0.5
---	---	---	---	24	0.5

Nota. Adaptado de "Analysis of Harmonics Reduction Method Selection for Transformer Substation", por S. Racewicz y M. Rokicki, 2019, *Technical Sciences*, 2019/2020.

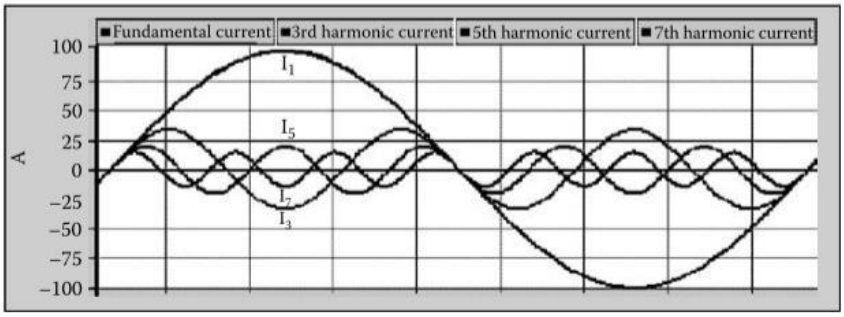
Figura 6

Límites permisibles de armónicos según Standard IEEE

Orden Armónico (H.O)	Límite permitido (%)
3 < H.O < 11	2
12 < H.O < 17	1
18 < H.O < 23	0.75
23 < H.O < 35	0.3
36 < H.O < 50	0.15

Nota. Adaptado de "Analysis of Harmonics Reduction Method Selection for Transformer Substation", por S. Racewicz y M. Rokicki, 2019, *Technical Sciences*, 2019/2020.

Figura 7
Corriente sinusoidal vs corrientes armónicas



Nota. Adaptado de *Harmonics and Power Systems*, por F. De la Rosa, 2006, CRC Press.

2.7. Protecciones eléctricas

Las protecciones eléctricas constituyen un conjunto de dispositivos destinados a detectar condiciones anormales dentro de un sistema eléctrico, permitiendo aislar la parte afectada y proteger tanto los equipos como la instalación. Su principal finalidad en sistemas industriales es garantizar la seguridad de las personas, preservar la integridad de los equipos eléctricos y asegurar la continuidad operativa de los procesos productivos.

En instalaciones industriales del sector estudiado, la continuidad del suministro eléctrico resulta fundamental debido a la dependencia de motores, sistemas automatizados y maquinaria de producción que requieren una alimentación estable y confiable. Por ello, las protecciones eléctricas deben actuar de manera selectiva, limitando la desconexión únicamente al circuito donde se presenta la falla.

Asimismo, las protecciones eléctricas permiten reducir daños térmicos y mecánicos en conductores, tableros y equipos eléctricos, evitando condiciones de sobrecorriente, sobrecarga o fallas a tierra que puedan comprometer la operación segura del sistema. El diseño de estas protecciones debe desarrollarse considerando criterios técnicos y normativos aplicables a instalaciones industriales.

La coordinación de protecciones consiste en establecer ajustes adecuados entre los diferentes dispositivos de protección para garantizar que el elemento más cercano a la falla

opere primero. Este criterio mejora la confiabilidad del sistema eléctrico y evita interrupciones innecesarias en circuitos no afectados.

La coordinación selectiva se realiza mediante el análisis de curvas tiempo-corriente de interruptores, fusibles y relés de protección. Estas curvas permiten establecer relaciones adecuadas entre corriente y tiempo de operación, asegurando que los dispositivos aguas arriba actúen únicamente cuando la falla no haya sido despejada por la protección más cercana.

Los transformadores de distribución representan equipos fundamentales dentro de los sistemas eléctricos industriales, debido a que permiten suministrar los diferentes niveles de tensión requeridos por la instalación. Por esta razón, deben contar con protecciones capaces de detectar sobrecorrientes, sobrecargas y fallas internas que puedan afectar su funcionamiento.

Entre las principales protecciones aplicadas a transformadores se encuentran las protecciones de sobrecorriente de fase y tierra, así como las protecciones diferenciales utilizadas en transformadores de mayor capacidad. En transformadores sumergidos en aceite también pueden emplearse dispositivos que detectan acumulación de gases o variaciones de presión interna asociadas a fallas del aislamiento.

Los motores eléctricos constituyen una de las cargas más importantes en instalaciones industriales, especialmente en procesos de manufactura. Debido a ello, requieren protecciones contra sobrecarga térmica, rotor bloqueado y desbalance de corriente, evitando sobrecalentamientos y daños en los devanados del motor ocasionados por condiciones anormales de operación.

La puesta a tierra constituye un elemento importante en la protección de sistemas eléctricos industriales, ya que permite limitar tensiones peligrosas y facilitar la detección de fallas de aislamiento. En aplicaciones industriales es común el empleo de sistemas puestos

a tierra mediante resistencia, debido a que permiten limitar las corrientes de falla y mejorar la continuidad operativa del sistema.

Finalmente, la presencia de cargas no lineales, como variadores de frecuencia y equipos electrónicos de potencia, genera distorsión armónica en el sistema eléctrico. Estas corrientes armónicas incrementan las pérdidas térmicas en conductores y transformadores, además de afectar el comportamiento de ciertos dispositivos de protección. Por ello, en sistemas industriales modernos se emplean relés digitales y equipos de protección diseñados para operar adecuadamente bajo condiciones de distorsión armónica.

2.8. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)

En el contexto de una auditoría energética, la NTCSE constituye la referencia normativa de para evaluar el desempeño del suministro eléctrico, el análisis comparativo entre los valores medidos y los límites establecidos permiten identificar desviaciones y sustentar técnicamente las conclusiones del estudio.

2.8.1. Marco Normativo y Calidad del Servicio Eléctrico

La auditoría energética en el sector industrial debe fundamentarse en el cumplimiento de los niveles mínimos de calidad establecidos por la autoridad competente. En el Perú, la NTCSE regula la relación entre el Suministrador (empresa eléctrica) y el Cliente (industria), evaluando cuatro aspectos fundamentales: la calidad de producto, la calidad de suministro, la calidad de servicio comercial y la calidad de alumbrado público.

2.8.2. Parámetros de Calidad de Producto

Para una industria de manufactura como lo es el calzado, el análisis de la calidad del producto eléctrico es vital para proteger maquinaria de alta precisión (como telares automatizados). Los indicadores clave incluyen:

a. **Tensión:** El indicador mide las variaciones del valor eficaz (RMS) respecto a la tensión nominal en el punto de entrega. La tolerancia admitida es de ±**5.0%** de la tensión

nominal. Tensiones fuera de este rango por más del 5% del periodo de medición se consideran de mala calidad.

b. **Frecuencia:** Se evalúa mediante variaciones sostenidas, súbitas y la integral de variaciones diarias. Las tolerancias estándar son de ±**0.6%** para variaciones sostenidas y ±**1.0 Hz** para variaciones súbitas.

c. **Perturbaciones (Flicker y Armónicas):** Son críticas en industrias con cargas no lineales.

    - **Flicker:** Se mide mediante el Índice de Severidad de corta duración (Pst), cuyo límite es la unidad (**Pst ≤ 1**) para evitar molestias o daños en equipos de iluminación y electrónica.
    - **Armónicas:** Se analizan las tensiones armónicas individuales (*Vi*) y el Factor de Distorsión Total por Armónicas (**THD**). Para tensiones menores o iguales a 60 kV (típico en industria), el límite de THD es del **5%**.

2.8.3. Calidad de Suministro e Interrupciones

La continuidad del servicio es un pilar de la eficiencia energética. Las interrupciones se evalúan en periodos de control de seis meses mediante dos indicadores:

- **N:** Número total de interrupciones por cliente por semestre.
- **D:** Duración total ponderada de las interrupciones. Para clientes en **media tensión**, la tolerancia máxima permitida es de **4 interrupciones** y un total de **7 horas** de duración por semestre. Superar estos límites obliga al suministrador a pagar compensaciones por la Energía No Suministrada (ENS).

2.8.4. Responsabilidades del Cliente Industrial

En el marco de una auditoría, es fundamental reconocer que la industria no solo recibe energía, sino que puede afectar la red del suministrador.

- **Emisión de Perturbaciones:** El Cliente es responsable por las perturbaciones (armónicas o flicker) que inyecte en la red excediendo las tolerancias permitidas.
- **Sanciones por Incumplimiento:** Si una industria excede los límites de perturbación, el suministrador puede notificarla para que mejore sus niveles de emisión en un plazo de 60 días, tras lo cual podría facultarse la **suspensión del servicio**.

2.8.5. Medición y Control en Auditorías

La normativa exige que el control de los parámetros se realice con equipos registradores certificados y cuyas especificaciones técnicas estén aprobadas por la Autoridad. Los intervalos de medición para evaluar la calidad de producto suelen ser de 15 minutos para tensión y frecuencia, y de 10 minutos para perturbaciones armónicas y flícker. Estos registros históricos deben ser conservados por el suministrador por al menos cinco años, sirviendo como fuente de datos secundaria para la auditoría energética.

3. MARCO METODOLÓGICO

3.1. Tipo de investigación

Investigación de tipo aplicada, con enfoque descriptivo-analítico, orientada al análisis del suministro eléctrico mediante una auditoría energética.

3.2. Diseño de investigación

Diseño no experimental, de tipo transversal, debido a que, el análisis se basa en mediciones realizadas durante el periodo de la auditoría energética.

3.3. Población y muestra

La población está constituida por el sistema eléctrico de Trade SANDDER Group S.A.C.; la muestra corresponde a los puntos de medición evaluados durante la auditoría energética.

3.4. Técnicas e instrumentos de análisis

El análisis se sustenta en la medición y evaluación de parámetros eléctricos del suministro, empleando instrumentos como analizador de redes eléctricas, pinza amperimétrica y cámara termográfica, cuyos datos son procesados y comparados con la normativa vigente para la obtención de conclusiones.

4. AUDITORÍA ENERGÉTICA Y DIAGNÓSTICO

4.1. Descripción de la empresa y del suministro eléctrico

El entorno de estudio se centra en la planta industrial de Trade Sandder Group S.A.C., cuya actividad principal es la transformación de materias primas para la fabricación de calzado de seguridad industrial (línea TNT) y derivados del caucho y plástico. La unidad operativa, situada en el sector de Río Seco, Arequipa, cuenta con una extensión superficial de 6’533.82 m^2. Esta infraestructura alberga procesos complejos que requieren una gestión energética eficiente para soportar tanto las líneas de producción como el almacenamiento de reactivos químicos y logística de productos terminados. La empresa comparte el punto de acoplamiento común con la entidad Ulitex Sole, siendo esta última el titular registrado ante el suministrador para la facturación correspondiente. El sistema opera bajo la condición de cliente libre, lo que le permite a la organización negociar tarifas competitivas, generalmente inferiores a las reguladas por la distribuidora local.

- Caracterización del suministro eléctrico.
- Clasificación del cliente: Cliente libre
- Nivel de tensión primaria: 22.9 kV
- Proveedor: Atria Energía
- Infraestructura: Subestación propia
- Niveles de tensión secundaria: Trifásico con neutro (380 V)

4.2. Análisis del suministro eléctrico

4.2.1. Consumo histórico de energía

El consumo de energía eléctrica de Trade Sandder Group S.A.C., comprendido entre los meses de enero y diciembre del 2024, la empresa se encuentra categorizada como cliente libre con un suministro de media tensión de 22.9 kV provisto por Atria Energía. Posee una

subestación propia con un transformador ABB (serie 282828) de 630 kVA. Su consumo anual en el 2024 en Media Tensión es de 794’072.81 kWh, con un consumo mensual promedio de 66’172.73 kWh. Los costos asociados a este consumo son significativos, con un costo anual de s/. 393’844.88 y un costo mensual promedio de s/. 32’788.12, incluyendo IGV.

El consumo anual de 794’072.81 kWh representa la energía activa (trabajo real) suministrada durante los doce meses del año, incluyendo periodos de operación a capacidad normal, paradas programadas y mantenimiento.

El análisis del indicador energético global revela un promedio de s/. 050 por kWh. Se destaca que el indicador energético máximo se registró en diciembre del 2024, alcanzando s/. 0.56 por kWh, mientras que el mínimo se observó en julio del 2024, con S/.0.45 por kWh.

Se detectaron picos de consumo de corriente al arranque de varias líneas. Esta situación eleva el consumo promedio y puede resultar en aumentos en los ratios de consumo por parte del proveedor de electricidad.

Figura 8
Transformador ABB de 630 kVA



Figura 9
Datos de placa del transformador



El consumo de energía eléctrica de Trade Sandder Group S.A.C., comprendido entre los meses de enero y diciembre del 2024 se presentan en forma resumida en la siguiente tabla; donde se aprecia un consumo de energía activa total promedio que varía entre 5000 kWh por mes.

El consumo de energía eléctrica anual total es de 794’072.81 kWh y tiene un consumo promedio mensual de 66’172.73 kWh.

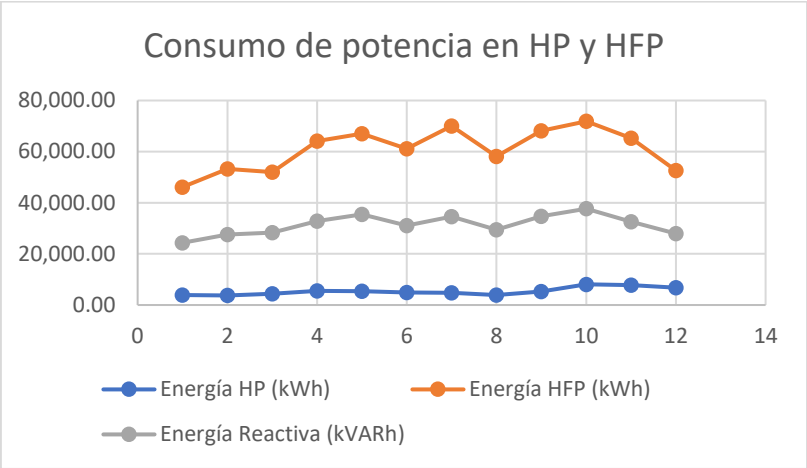
Tabla 5
Consumo anual de potencia

Mes	Energía HP (kWh)	Energía HFP (kWh)	Total (kWh)	Energía Reactiva (kVARh)
Enero	3,884.79	46,150.86	**50,035.65**	24,347.01
Febrero	3,731.67	53,203.83	**56,935.50**	27,606.39
Marzo	4,390.30	51,954.40	**56,344.70**	28,338.90
Abril	5,513.67	64,132.98	**69,646.65**	32,787.75
Mayo	5,404.29	66,988.29	**72,392.58**	35,520.51
Junio	4,952.40	61,087.47	**66,039.87**	31,073.61
Julio	4,752.30	70,080.03	**74,832.33**	34,522.59
Agosto	3,846.93	58,156.68	**62,003.61**	29,445.45
Septiembre	5,279.28	68,169.54	**73,448.82**	34,669.77
Octubre	8,097.63	71,857.74	**79,955.37**	37,659.60
Noviembre	7,771.98	65,249.64	**73,021.62**	32,548.17
Diciembre	6,833.25	52,582.86	**59,416.11**	27,925.71
TOTAL ANUAL	**64,458.49**	**729,614.32**	**794,072.81**	**376,445.46**
PROMEDIO MENSUAL	**5,371.54**	**60,801.19**	**66,172.73**	**31,370.46**

En base al análisis de las tablas presentados previamente, se observa lo siguiente:

- La demanda HP mínima se dio en el mes de junio al utilizarse 77.28 kW, lo cual representa el 30.9% de los 250 kW contratados.
- La demanda HP máxima se dio en el mes de diciembre al utilizarse 186.72 kW, representando el 74.7% de los 250 kW contratados.
- La demanda HFP presentó mayor estabilidad, siendo el mínimo consumo en enero al emplearse 264.48 kW, siendo el 75.6% de los 350 kW contratados, y el máximo consumido fue en el mes de junio al utilizarse 343.08 kW, siendo el 98% de los 350 kW contratados.

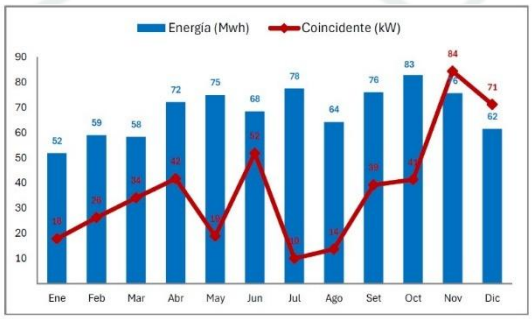
Figura 10
Consumo de potencia HP y HFP



Nota. Recibos de empresa ULITEX SOLE

En la Figura 11, se observa la variación del consumo de energía activa a lo largo del período de análisis. También se observa que el consumo de energía activa ha ido variando durante todo el año, teniendo a julio y octubre como meses pico de mayor consumo de energía. El alto consumo se debe principalmente por la demanda de fiestas patrias (julio) y navidad (octubre, noviembre).

Figura 11
Variación mensual de energía en ULITEX SOLE

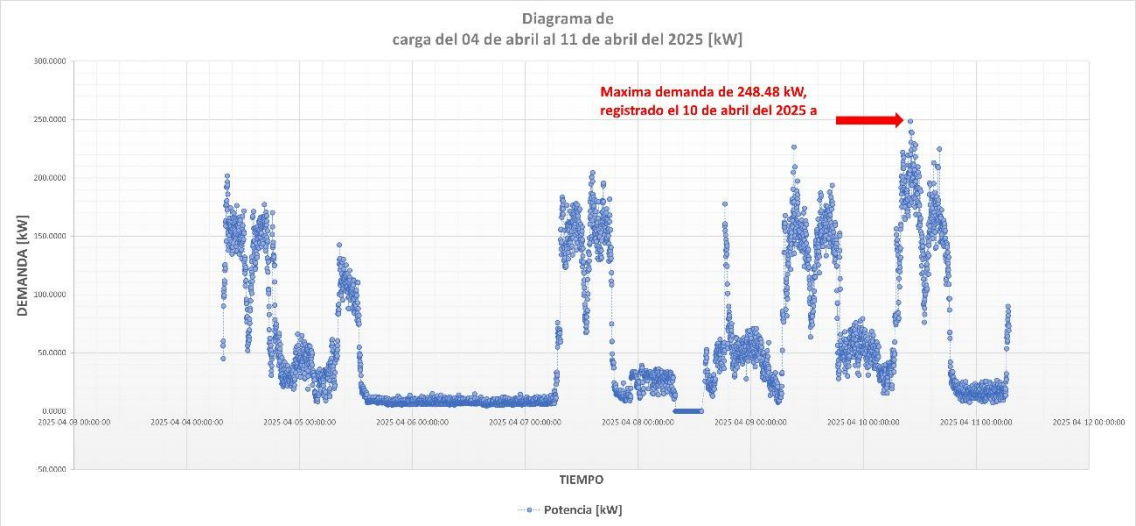


Nota. Recibos de empresa ULITEX SOLE

En la Figura 12, se muestra el diagrama de carga del Trade Sandder Group S.A.C. la semana que se coordinó para ejecutar el análisis fue desde el viernes 04 de abril del 2025

desde las 07:42 hrs. del 2025 al viernes 11 de abril del 2025 hasta las 6:55 hrs., cabe destacar que, durante esa semana, precisamente el martes 08 de abril hubo corte de energía programado por el proveedor. Se observa una máxima demanda de 46.65 kW

Figura 12
Diagrama de carga del 04 al 11 de abril del 2025



El costo promedio anual por la energía eléctrica en Hora Punta es de S/. 12248.98, energía eléctrica en Hora Fuera de Punta es de S/. 138082.08, el costo promedio mensual en Hora Punta es de S/. 1020.75 y en Hora Fuera de Punta es S/. 11506.84, estos costos no incluyen IGV. Los costos por concepto de energía eléctrica consumida para Trade Sandder Group S.A.C. entre enero y diciembre de 2024 se aprecian en la siguiente Tabla.

Tabla 6

Costo de energía mensual

Periodo	Potencia Activa (S/.)	Energía Activa HP (S/.)	Energía Activa HFP (S/.)	Cargo Mensual	Cargo Fijo Mantenimiento	Cargo Alumbrado Público	Peaje Principal (S/.)	Peaje Demanda (S/.)	Peaje Demanda Adicional (S/.)	Peaje Distribución HP (S/.)	Peaje Distribución HFP (S/.)	Reactiva Inductiva (S/.)
Jan-24	3271.19	634.63	7539.27	9.54	22.6	970.09	614.15	1199.59	115.88	170.11	3642.4	449.08
Feb-24	3284.3	611.93	8724.52	9.46	22.27	1003.47	901.92	1370.24	134.76	1766.79	3316.11	516.81
Mar-24	3666.06	833.63	9865.13	9.45	22.22	992.85	1173.36	1356.02	133.36	1778.47	3300.86	562.63
Apr-24	3701.03	1057.22	12299.19	9.45	22.21	1092.87	1433.87	1676.15	164.34	2096.38	3022.9	585.17
May-24	3702.49	1036.81	12851.62	9.44	22.21	1073.66	725	1468.24	141.8	2087.83	3033.39	670.81
Jun-24	3807.4	977.3	12054.94	9.44	22.07	1038.77	1992.4	1339.39	129.36	2086.48	3279.27	546.19
Jul-24	3695.75	909.26	13408.46	9.44	22.06	853.04	984.03	1517.72	146.58	1821.17	3656.2	585.54
Aug-24	3722.76	742.81	11229.57	9.48	22.06	1020.2	545.57	1257.53	121.45	1827.06	3667.71	522.7
Sep-24	3705.95	1012.82	13078.24	9.48	22.06	1036.99	1566.99	1489.66	143.87	1862.89	3633.16	608.89
Oct-24	3774.43	1583.72	14053.79	9.48	22.06	1134.54	1562.19	1621.62	156.62	1790.91	3707.19	658.9
Nov-24	3747.66	1509.56	12673.52	9.39	22.06	963.76	3464.16	1481.74	143.03	2126.12	3314.6	518.36
Dec-24	3781.17	1339.26	10305.83	9.39	22.04	941.91	229.33	1205.48	116.5	2615.3	2686.51	492.2
TOTAL	43860.19	12248.95	138084.08	113.44	265.92	12122.15	15192.97	16983.38	1647.55	22029.51	40260.3	6717.28

Tabla 7
Costo de energía mensual

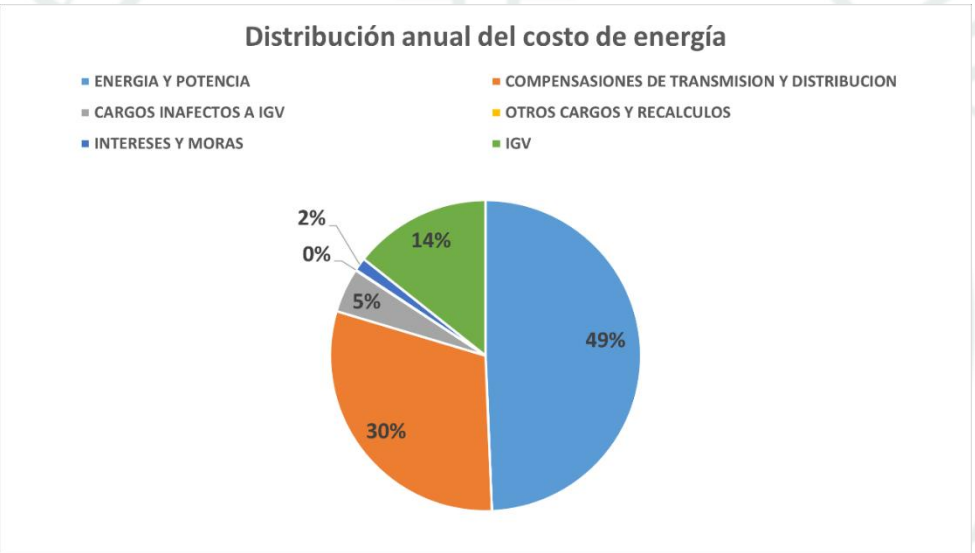
Periodo	Electrificación Rural (S/.)	FISE (Ley 29852) (S/.)	Recalculo IGV (S/.)	Recalculo FISE (S/.)	FOSE (S/.)	Compensatorio (S/.)	Interés Moratorio (S/.)	IGV (S/.)	Factura Total (S/.)
Jan-24	533.87	528.69	13.29	13.29	0.35	391.33	41.09	3642.94	25403.38
Feb-24	607.49	648.77	16.91	0	0.44	349.89	37.72	3899.26	27223.06
Mar-24	601.18	712.08	25.11	0	0.65	313.03	32.38	4264.93	29643.4
Apr-24	743.11	815.26	18.36	6.8	0.48	364.23	38.77	4888.67	34034.96
May-24	772.41	854.9	3.88	0	0.1	397.92	42.36	4828.19	33722.86
Jun-24	704.63	875.66	40.95	0	1.06	477.9	52.13	4910.94	34346.28
Jul-24	798.44	860.46	19.46	0	0.58	385.72	39.26	4861.31	33972.48
Aug-24	661.56	790.02	14.2	0	0.43	420.54	44.16	4444.81	31069.12
Sep-24	783.68	901.61	23.93	0	0.72	491.86	55.33	5070.42	35496.55
Oct-24	853.11	964.92	36.16	0	0	373.92	39.26	5429.42	37660.24
Nov-24	779.12	959.15	0	0	0	440.65	46.91	5395.31	37595.1
Dec-24	633.96	846.24	40.95	13.29	1.06	491.86	55.33	5429.42	33677.45
TOTAL	8472.56	9757.76	253.2	33.38	5.87	4898.85	524.7	57065.62	393844.88

En la Figura 13, se aprecia la distribución porcentual del costo de la energía eléctrica entre enero y diciembre de 2024. Se observa que el cargo por Otros representa el 27.6% del costo total de la energía. Estos costos son por la electrificación rural (Aporte de Ley No. 28749), interés compensatorio y moratorios, y otros débitos. Tener en cuenta que la energía activa es el resultado de multiplicar la potencia de un equipo por el tiempo de uso.

Para el costo de energía eléctrica, la concesionaria factura como costos principales el consumo total de energía activa y la máxima potencia obtenida en el mes.

Figura 13

Distribución anual del costo de energía en Trade Sandder Group S.A.C.



Nota. Recibos de empresa ULITEX SOLE

4.3. Línea base energética

De acuerdo con los consumos de energía eléctrica entre enero y diciembre de 2024, se puede obtener una Línea Base Energética que permita predecir el consumo de energía eléctrica en un mes determinado.

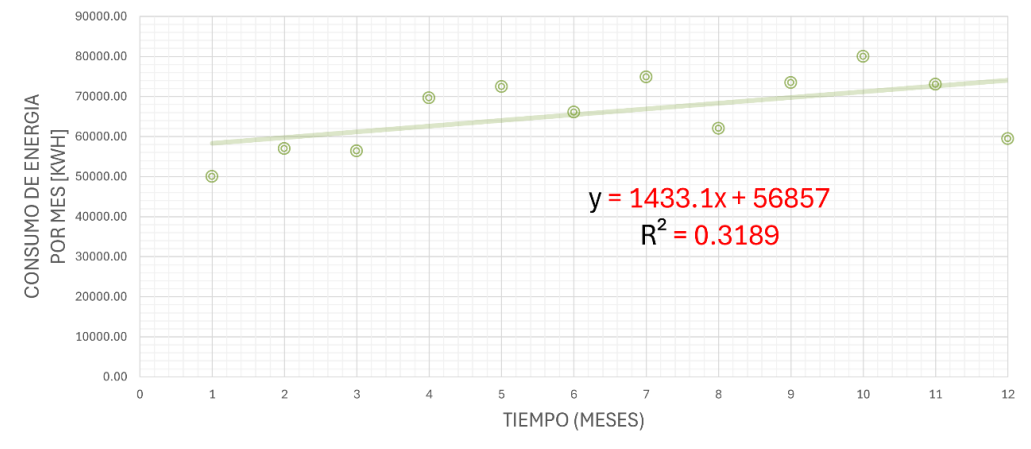
$$y = 1433.1x + 56857$$

En la Imagen 12. Línea Base Energética para predecir el consumo de energía, se aprecia una ecuación lineal, donde X6 = 6 corresponde al mes de junio del 2024. El valor

de Y2 = 65,455.60 kWh corresponde al consumo estimado de la línea de tendencia para el mes de junio del 2024. El valor real es de 66039.87 kWh, siendo el error de la línea base de 584.27 kWh por debajo del valor. El valor de R2 es 0,3189. Es un coeficiente bajo de regresión debido a que los consumos de energía tienen un comportamiento variable debido a temporadas o campañas.

Figura 14

Línea Base Energética para predecir el consumo de energía

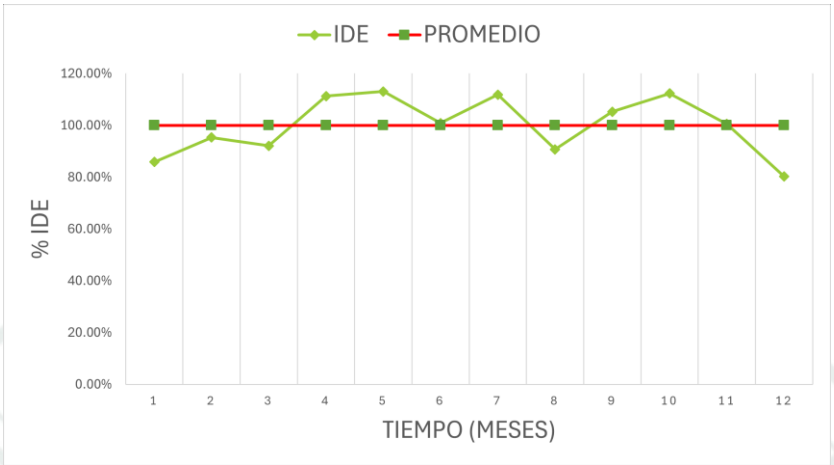


4.4. Indicadores de desempeño energético

El Índice de Desempeño Energético (IDE o EnPI: Energy Performance Indicator) es una métrica que permite evaluar cuán eficientemente una organización o proceso utiliza la energía. Se calcula comparando el consumo de energía real con el consumo de energía esperado.

En la Figura 15, se presenta la variación mensual del índice de desempeño energético global porcentual (IDE) entre los meses de enero y diciembre del 2024. El indicador energético global promedio de Trade Sandder Group S.A.C.es de 99.96%, el indicador energético máximo se produjo en el mes de mayo del 2024 con 113.07%, y el mínimo en el mes de diciembre del 2024 con 80.23%

Figura 15
Indicador energético global en Trade Sandder Group S.A.C.



4.5. Análisis de calidad de energía

Los Usos Significativos de la Energía (USEn) destacan como elementos prioritarios en la gestión energética, siendo el análisis de consumo y usos de la energía la base para establecer criterios de selección de dichos USEn. En este contexto, la definición de USEn establece dos criterios fundamentales: el primero vinculado al consumo sustancial de energía y el segundo centrado en usos con un potencial considerable para mejorar el rendimiento energético. La identificación del consumo sustancial de energía resulta relativamente sencilla a través de un balance energético, ya que este tiende a representar un porcentaje significativo del consumo total de la organización. Para determinar el potencial considerable de mejora en el rendimiento energético, es factible emplear resultados de estudios previos y buenas prácticas que estén relacionadas con los niveles de consumo y eficiencia en los diversos usos de la energía. En la Figura 16, se aprecia la segunda fase establecida de la metodología a aplicar. Se inicia con una campaña de mediciones y análisis de los resultados obtenidos.

Figura 16
Fase II - Análisis de los consumos y costos de energía



4.5.1. Equipos de mediciones

Los equipos de medición utilizados fueron:

- Analizador de Redes Eléctricas Metrel MI 2892. (Se utilizo la configuración 4W, utilizando las tres líneas de fase más el neutro).
- Cámara termográfica Flir One Pro.

Figura 17
Analizador de redes Metrel MI 2892



Figura 18
Cámara térmica FLIR ONE Pro



4.5.2. Mediciones realizadas

Para evaluar las condiciones de carga y la influencia de la calidad de energía sobre la operación de los equipos dentro de las instalaciones de Trade Sandder Group S.A.C., se han efectuado los registros de las siguientes variables:

- Variaciones de Tensión de Alimentación
- Variaciones de frecuencia
- Severidad de Flicker
- Calidad de la Tensión
- Calidad de armónicos de Tensión
- Máxima Demanda
- Factor de Potencia
- Consumo de Energía

4.5.2.1. Variaciones de Tensión de Alimentación.

En las siguientes imágenes, se aprecian los períodos de los registros e intervalos de medición de variaciones de tensión de alimentación diarios desde el viernes 04 al viernes 11 de abril en las instalaciones de Trade Sandder Group S.A.C.

Cabe resaltar que en la Figura 19, que corresponde al día martes 08 de abril del 2025, se realizó un corte del suministro eléctrico programado desde las 8 horas hasta las 14 horas, por ende, no se registraron mediciones en ese intervalo de tiempo.

Figura 19

Variación de alimentación del 04 de abril del 2025

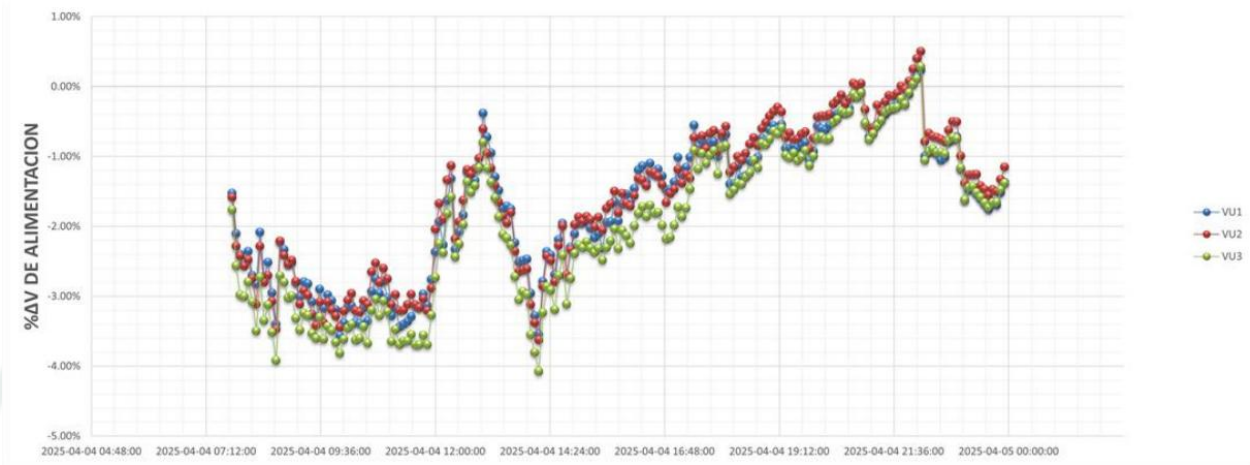


Figura 20

Variación de alimentación del 05 de abril del 2025

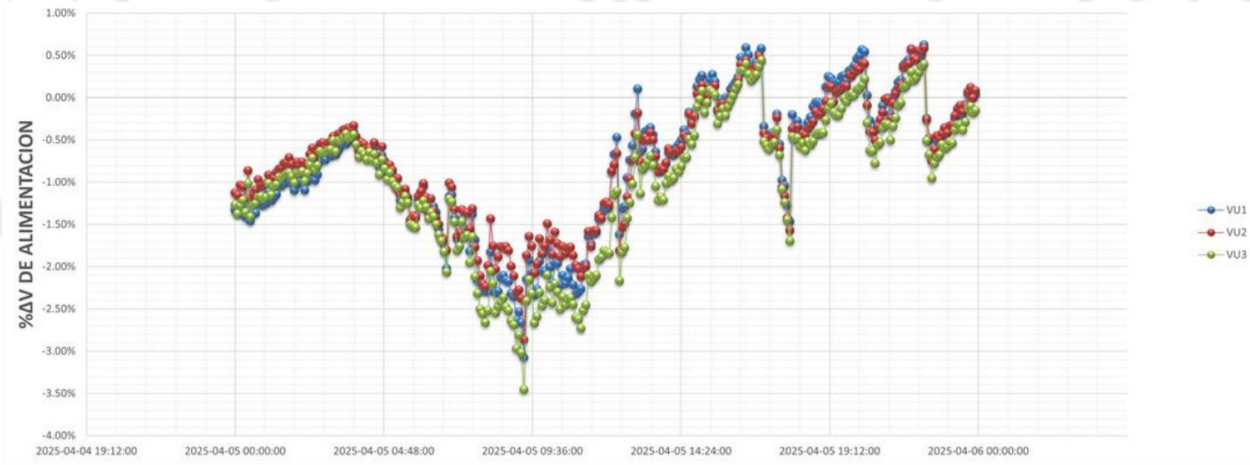


Figura 21

Variación de alimentación del 06 de abril del 2025

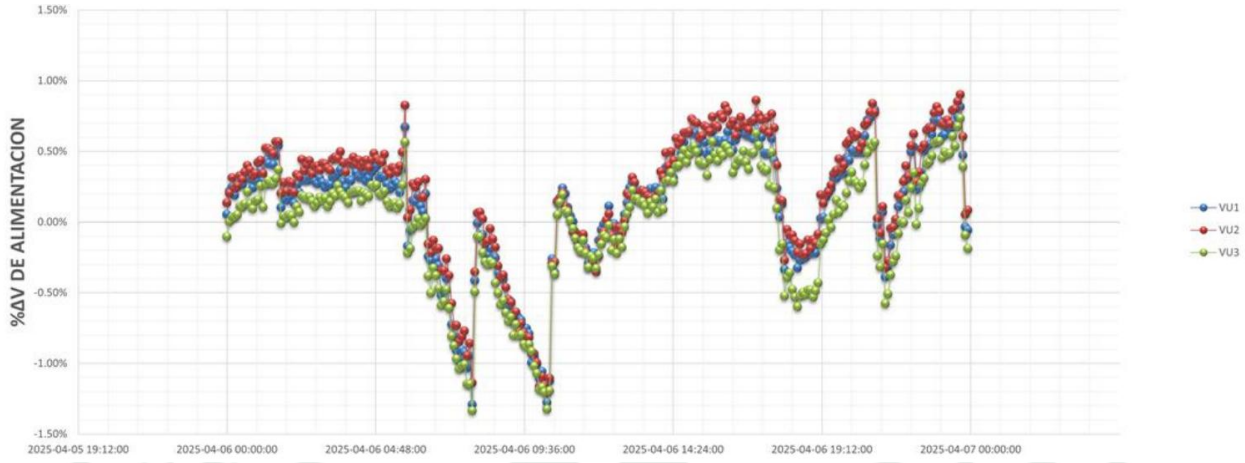


Figura 22

Variación de alimentación del 07 de abril del 2025

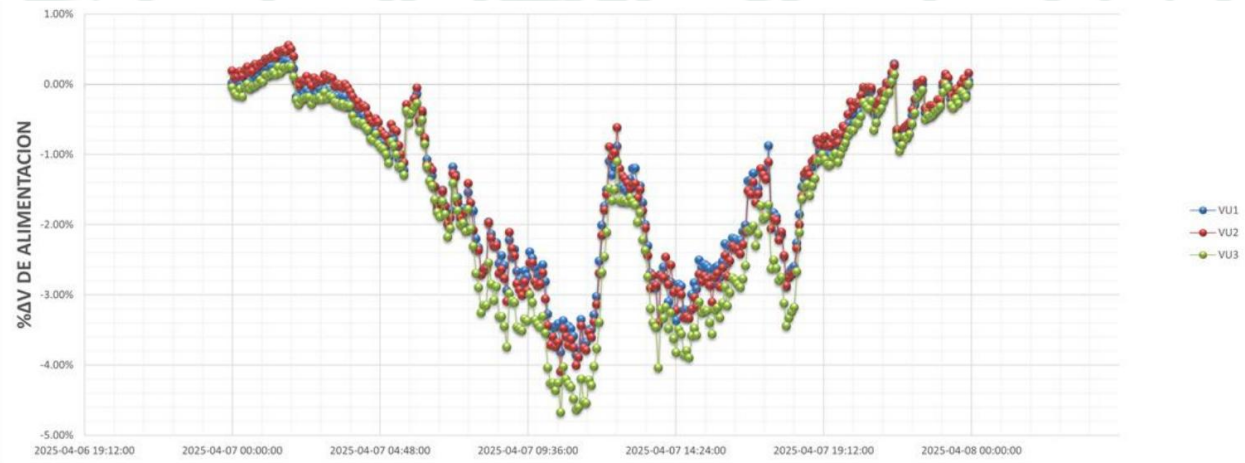


Figura 23

Variación de alimentación del 08 de abril del 2025

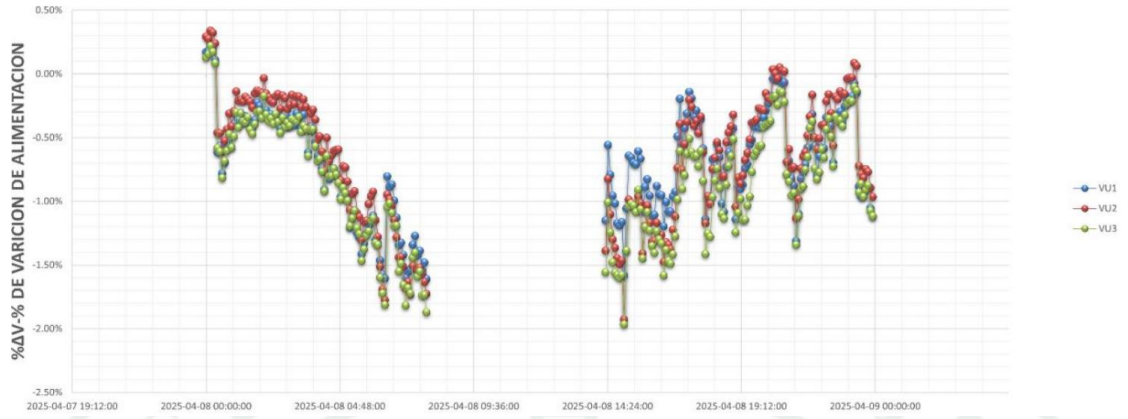


Figura 24

Variación de alimentación del 09 de abril del 2025

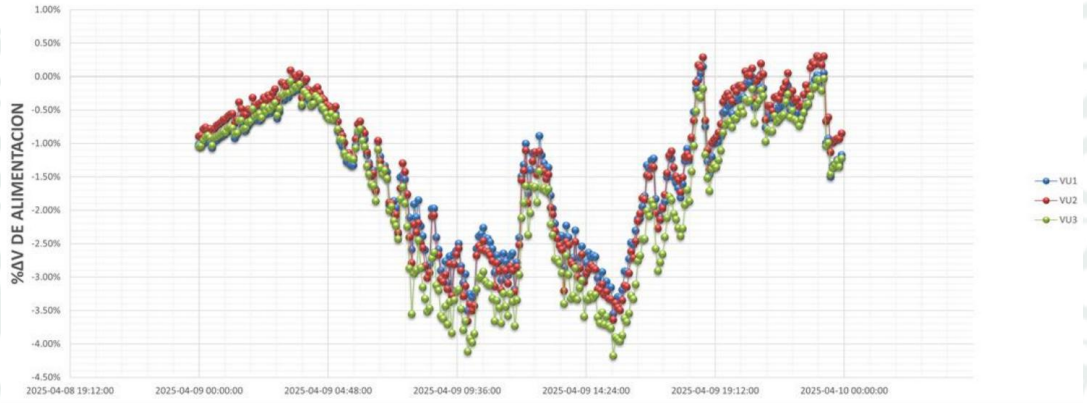


Figura 25

Variación de alimentación del 10 de abril del 2025

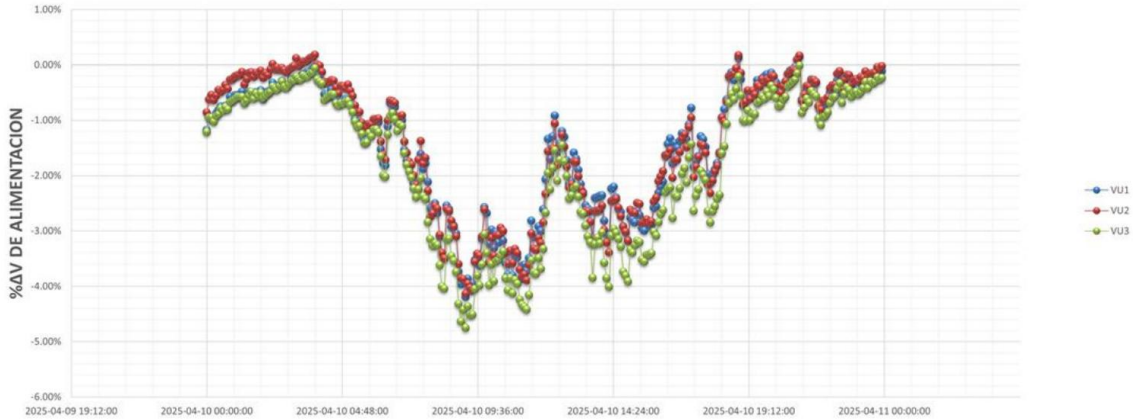


Figura 26

Variación de alimentación del 11 de abril del 2025



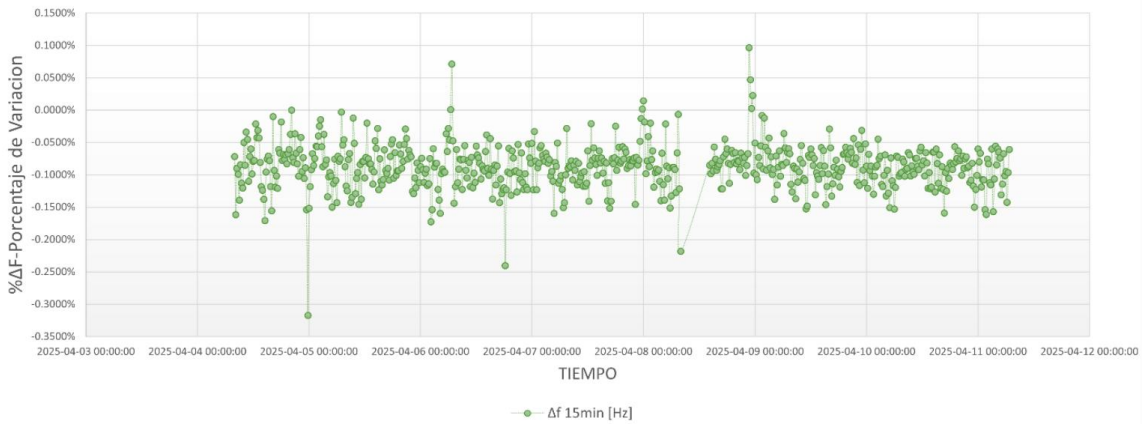
Los resultados de estas variaciones se encuentran entre +/- 4%, límite permitido de caída y/o sobretensión.

4.5.2.2. Variaciones de Frecuencia

En la figura 27, se aprecian los períodos de los registros e intervalos de medición de variaciones de frecuencia instantáneas desde el viernes 04 al viernes 11 de abril en las instalaciones de Trade Sandder Group S.A.C., con un intervalo de tiempo de 15 minutos, lo que nos muestra una variación mínima de -0.3% a 0.1%, con un resultado dentro del límite permitido.

Figura 27

Variación de frecuencia instantánea del 04 al 11 de abril del 2025



En la imagen 28, se aprecian los períodos de los registros e intervalos de medición de variaciones de frecuencia momentánea desde el viernes 04 al viernes 11 de abril en las instalaciones de Trade Sandder Group S.A.C., con un intervalo de tiempo de cada minuto, lo que nos muestra una variación mínima de -0.3% a 0.23%, con un resultado dentro del límite permitido.

Figura 28

Variación de frecuencia momentánea del 04 al 11 de abril del 2025

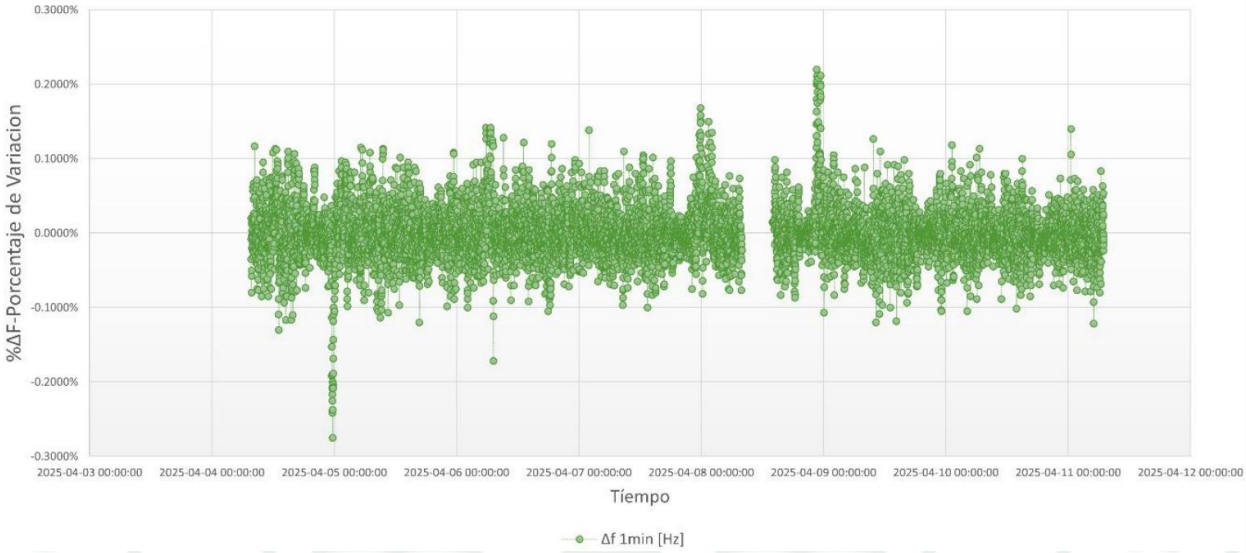


Figura 29

Variación de frecuencia diaria del 04 al 08 de abril del 2025

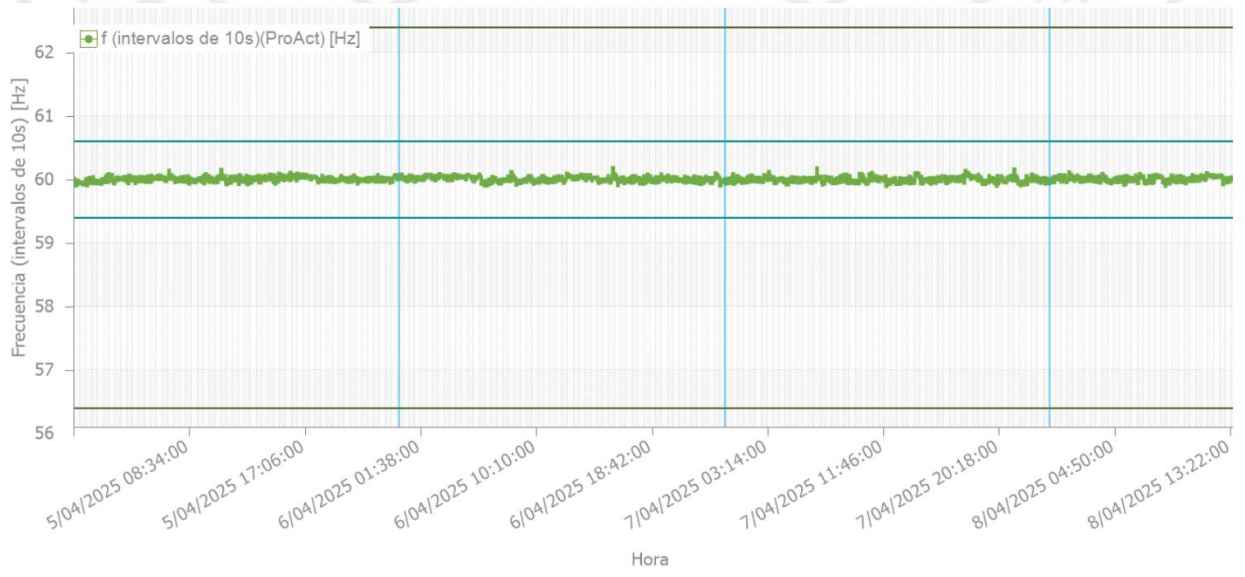
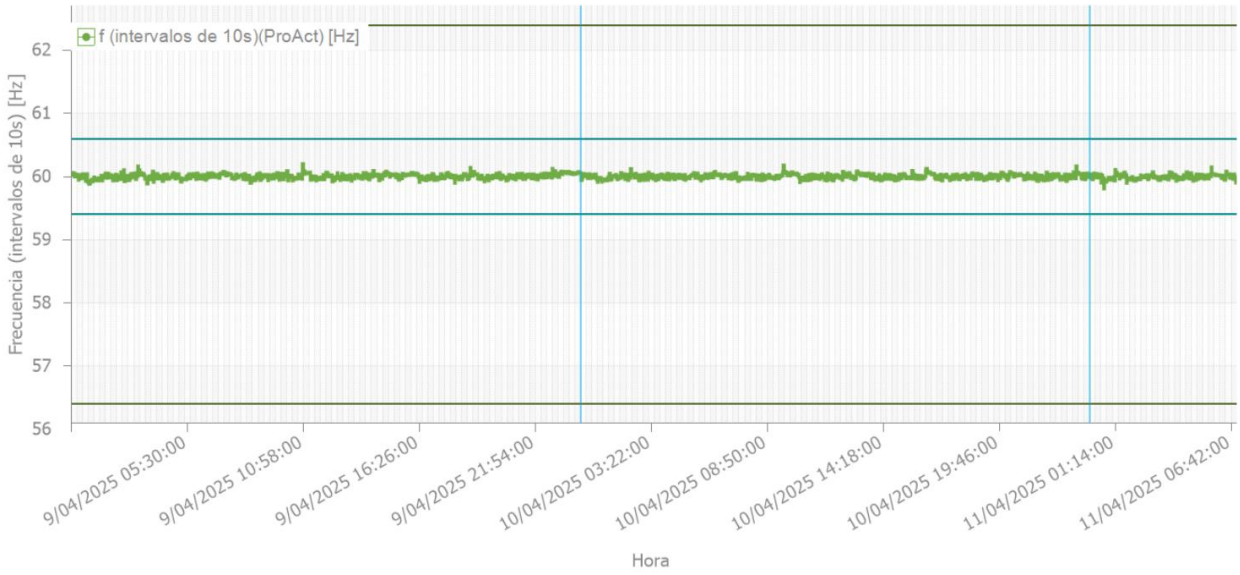


Figura 30

Variación de frecuencia diaria del 08 al 11 de abril del 2025



Los resultados de las figuras 29 y 30 (anteriores) muestran un comportamiento normal de la frecuencia del suministro eléctrico.

4.5.2.3. Severidad del Flicker

En las Figuras 31 y 32, se muestra la severidad del Flickr, lo cual podemos definir como la medida de percepción visual de fluctuaciones de tensión (parpadeo) en la red eléctrica, por lo tanto, las gráficas muestran que no se llega el umbral pico de 1, pero se debe tener en cuenta los siguientes picos:

-5 de abril a las 08:34: Plt2 sube casi a 0.6.

-7 de abril a las 20:18: todas las fases alcanzan su máximo, especialmente Plt3 (casi 0.75), lo cual sugiere una perturbación notable en ese momento.

Además, se puede concluir que, en varios tramos, las tres fases muestran un comportamiento similar, lo que indica que el flicker podría estar afectando a todas las fases por igual (posible causa común como una carga fluctuante grande), y que en ciertos momentos (como el 5 de abril temprano), una sola fase tiene un pico (Plt2), mientras que las otras se mantienen más bajas, lo cual podría indicar un desbalance entre fases.

Figura 31

Severidad del Flicker del 08 al 11 de abril del 2025

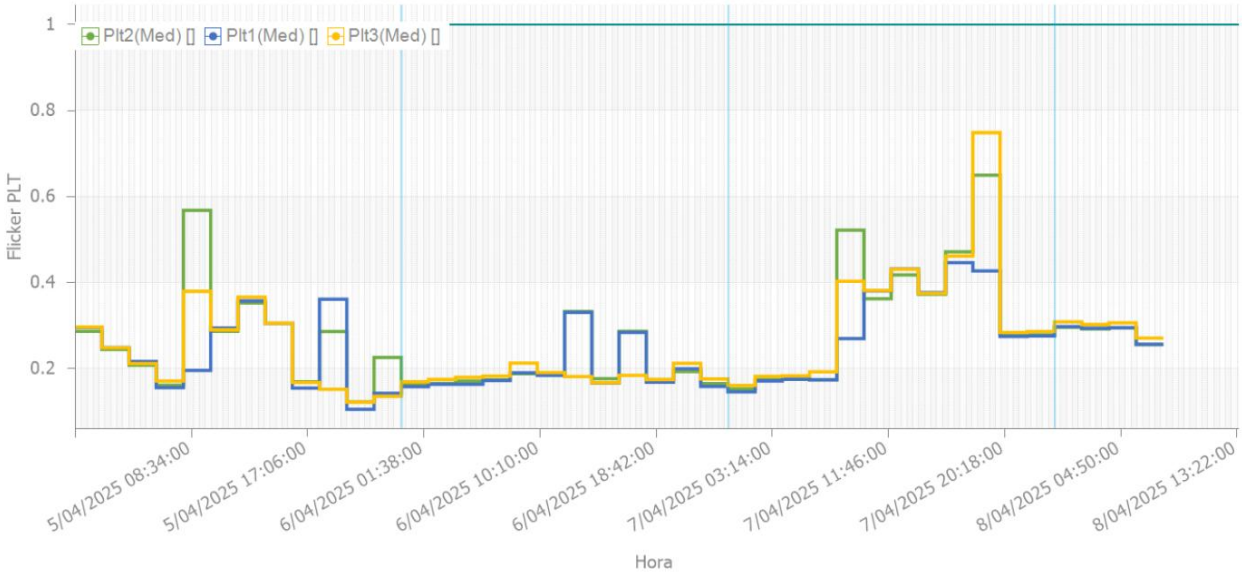
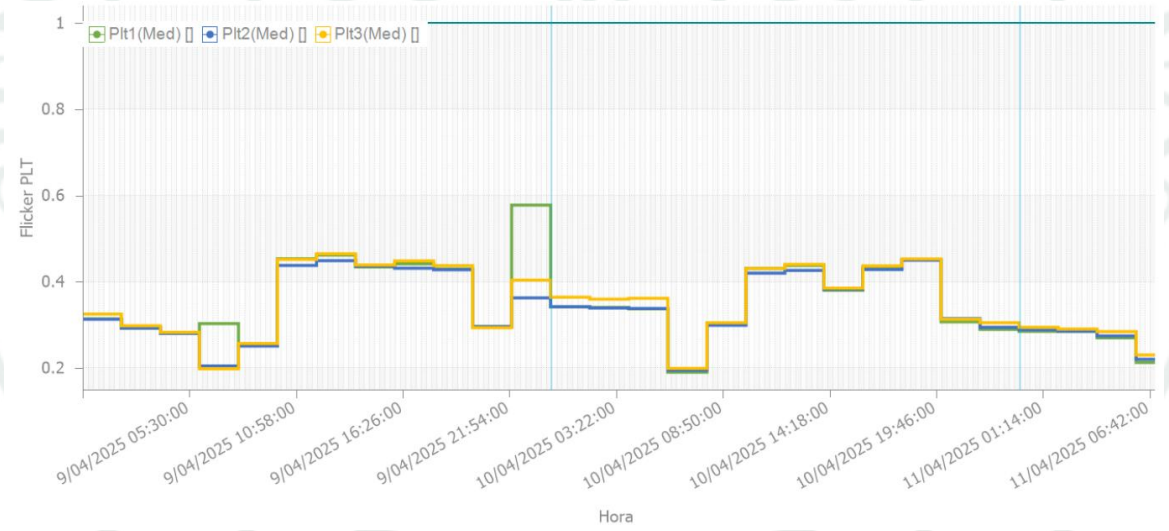


Figura 32

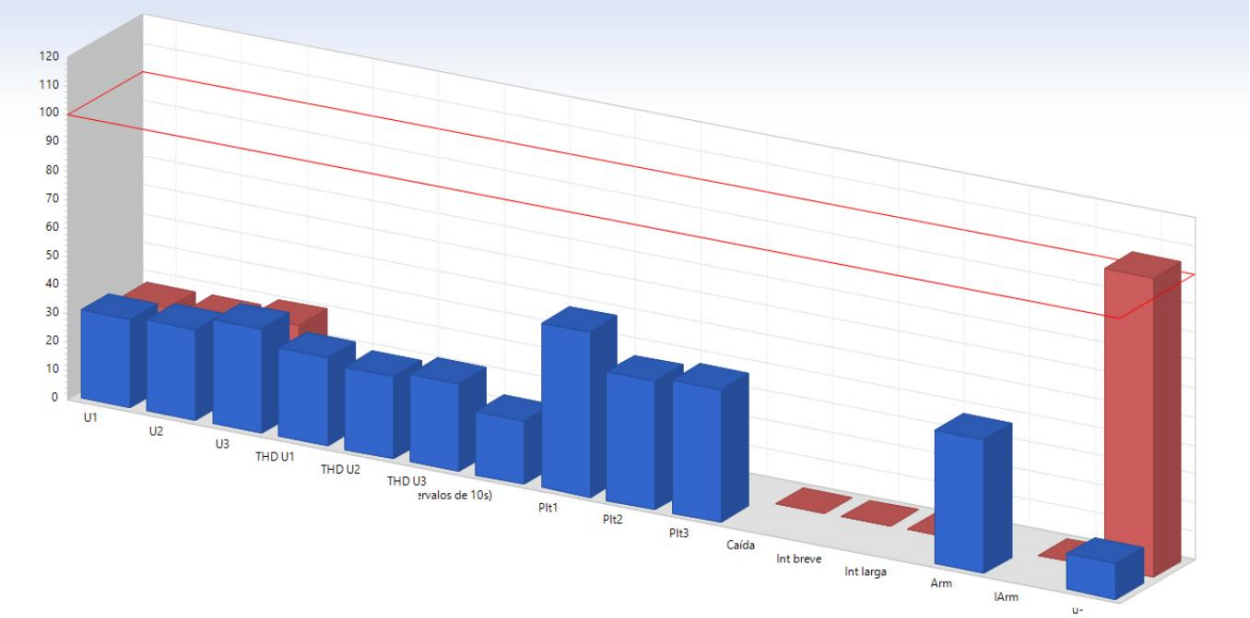
Severidad del Flicker del 08 al 11 de abril del 2025



4.5.2.4. Calidad de Tensión

En la imagen 33, se aprecian los períodos de los registros e intervalos de medición de calidad de la tensión, integrando además variables de armónicos, frecuencia, flicker, Inter armónicos, tomando la muestra diaria desde el viernes 04 al viernes 11 de abril en las instalaciones de Trade Sandder Group S.A.C.

Figura 33
Calidad de la tensión del 04 al 11 de abril del 2025



En la tabla 8, se muestra los valores cuantitativos de la imagen 33, el cual se observan valores dentro de los límites permitidos.

Tabla 8
Indicadores de calidad de tensión

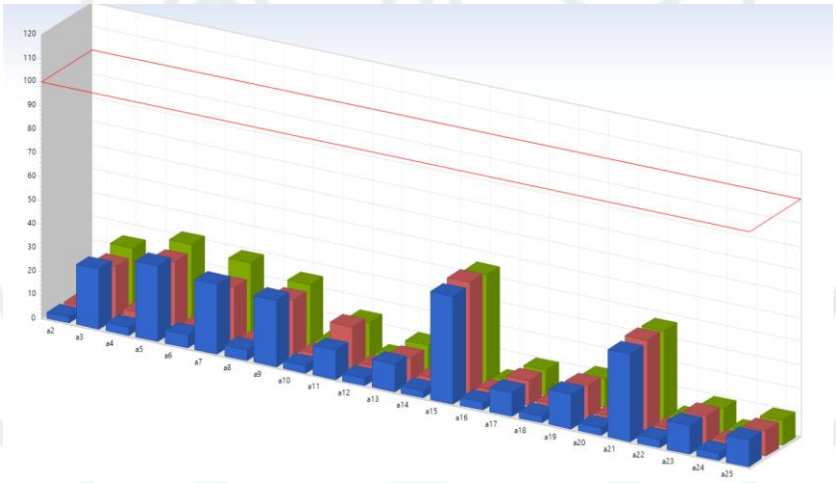
Parámetro	Límite / Rango de referencia	Fase / Canal	% de intervalos definido por el usuario	100% de intervalos
Tensión (230.00 V)	207.00 V ... 253.00 V	U1 [V]	222.88 V ... 230.84 V	220.59 V ... 230.84 V
		U2 [V]	222.66 V ... 231.01 V	220.58 V ... 231.01 V
		U3 [V]	221.58 V ... 230.60 V	219.54 V ... 230.60 V
THD de tensión (0.00 %)	0.00 % ... 8.00 %	THD U1 [%]	1.28 % ... 2.47 %	---
		THD U2 [%]	1.18 % ... 2.30 %	---
		THD U3 [%]	1.30 % ... 2.46 %	---
Frecuencia (60.00 Hz)	59.40 Hz ... 60.60 Hz	f (intervalos de 10 s) [Hz]	59.87 Hz ... 60.13 Hz	59.81 Hz ... 60.25 Hz
Flicker PLT (0.00)	0.00 ... 1.00	Plt1 []	0.19 ... 0.58	---
		Plt2 []	0.19 ... 0.45	---
		Plt3 []	0.20 ... 0.46	---
Eventos	0 ... 100	Caída	---	0

		Interrupción breve	---	0
		Interrupción larga	---	0
Armónicos (0.00 %)	0.00 % ... 1.00 %	Armónicos	0.10 % ... 0.47 %	---
Interarmónicos (0.00 %)	0.00 % ... ∞ %	Interarmónicos	---	0.02 % ... 0.06 %
tan ϕ (0.00)	0.00 ... 0.40	tan ϕ totind+ []	0.07 ... 0.42	0.10 ... 0.85
		tan ϕ 1ind+ []	0.00 ... 0.42	0.05 ... 0.25
		tan ϕ 2ind+ []	0.00 ... 0.39	0.00 ... 0.03
		tan ϕ 3ind+ []	0.00 ... 0.42	0.09 ... 0.91

4.5.2.5. Calidad de Armónicos de Tensión

En la imagen 34, se aprecian los períodos de los registros e intervalos de calidad de armónicos de tensión por día, desde el viernes 04 al viernes 11 de abril en las instalaciones de Trade Sandder Group S.A.C.

Figura 34
Calidad de armónicos de tensión del 04 al 11 de abril del 2025



En la tabla 9, se muestra los valores cuantitativos de la imagen 34, el cual se observan valores dentro de los límites permitidos.

Tabla 9

Indicadores de calidad de armónicos de tensión

Armónico	Límite de referencia	Fase L1	Fase L2	Fase L3
a2	0.00 % ... 2.00 %	0.01 % ... 0.05 %	0.01 % ... 0.04 %	0.01 % ... 0.05 %
a3	0.00 % ... 5.00 %	0.08 % ... 1.26 %	0.18 % ... 1.09 %	0.14 % ... 1.26 %
a4	0.00 % ... 1.00 %	0.01 % ... 0.03 %	0.01 % ... 0.05 %	0.01 % ... 0.04 %
a5	0.00 % ... 6.00 %	0.26 % ... 1.92 %	0.48 % ... 1.74 %	0.15 % ... 1.93 %
a6	0.00 % ... 0.50 %	0.01 % ... 0.03 %	0.01 % ... 0.02 %	0.01 % ... 0.03 %
a7	0.00 % ... 5.00 %	0.39 % ... 1.47 %	0.28 % ... 1.17 %	0.51 % ... 1.47 %
a8	0.00 % ... 0.50 %	0.01 % ... 0.02 %	0.01 % ... 0.02 %	0.01 % ... 0.02 %
a9	0.00 % ... 1.50 %	0.04 % ... 0.42 %	0.03 % ... 0.35 %	0.04 % ... 0.38 %
a10	0.00 % ... 0.50 %	0.01 % ... 0.02 %	0.01 % ... 0.02 %	0.01 % ... 0.02 %
a11	0.00 % ... 3.50 %	0.06 % ... 0.42 %	0.03 % ... 0.61 %	0.04 % ... 0.52 %
a12	0.00 % ... 0.50 %	0.01 % ... 0.01 %	0.01 % ... 0.01 %	0.01 % ... 0.01 %
a13	0.00 % ... 3.00 %	0.03 % ... 0.35 %	0.03 % ... 0.28 %	0.02 % ... 0.32 %
a14	0.00 % ... 0.50 %	0.01 % ... 0.01 %	0.01 % ... 0.02 %	0.01 % ... 0.01 %
a15	0.00 % ... 1.00 %	0.07 % ... 0.45 %	0.10 % ... 0.47 %	0.09 % ... 0.45 %
a16	0.00 % ... 0.50 %	0.01 % ... 0.02 %	0.01 % ... 0.02 %	0.01 % ... 0.02 %
a17	0.00 % ... 2.00 %	0.03 % ... 0.20 %	0.03 % ... 0.21 %	0.02 % ... 0.21 %
a18	0.00 % ... 0.50 %	0.01 % ... 0.01 %	0.01 % ... 0.01 %	0.01 % ... 0.01 %
a19	0.00 % ... 1.50 %	0.02 % ... 0.22 %	0.02 % ... 0.20 %	0.02 % ... 0.18 %
a20	0.00 % ... 0.50 %	0.01 % ... 0.02 %	0.01 % ... 0.02 %	0.01 % ... 0.02 %
a21	0.00 % ... 0.75 %	0.03 % ... 0.28 %	0.06 % ... 0.29 %	0.06 % ... 0.28 %
a22	0.00 % ... 0.50 %	0.01 % ... 0.02 %	0.01 % ... 0.02 %	0.01 % ... 0.02 %
a23	0.00 % ... 1.50 %	0.02 % ... 0.18 %	0.02 % ... 0.17 %	0.02 % ... 0.15 %
a24	0.00 % ... 0.50 %	0.01 % ... 0.01 %	0.01 % ... 0.01 %	0.01 % ... 0.01 %
a25	0.00 % ... 1.50 %	0.02 % ... 0.17 %	0.02 % ... 0.16 %	0.03 % ... 0.15 %

Tabla 10

Calificación de indicadores de calidad de armónicos de tensión

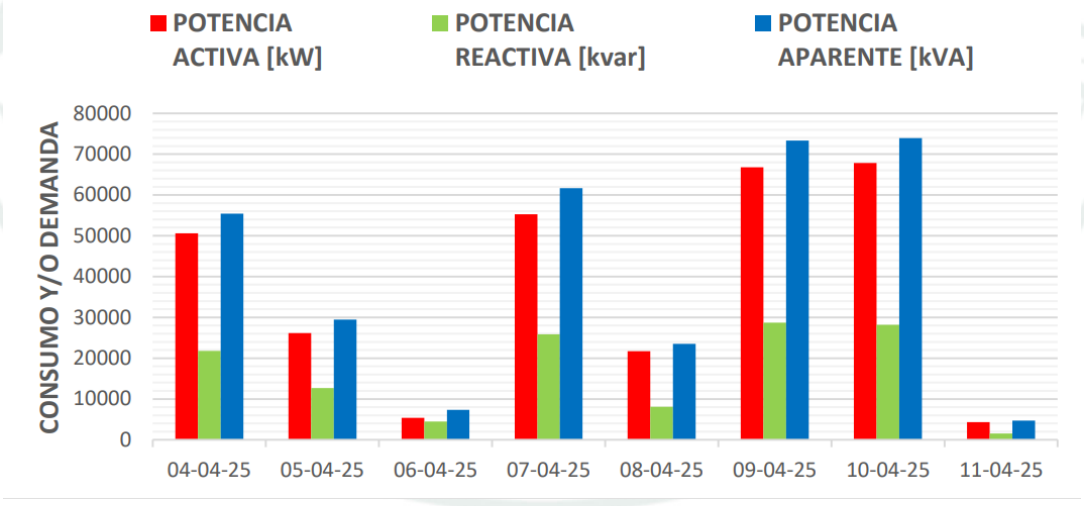
Armónicos	Requisito	L1 Medida	L1 Estado	L2 Medida	L2 Estado	L3 Medida	L3 Estado
THD	< 8.00 %	2.47%	Pasa	2.31%	Pasa	2.47%	Pasa
2	< 2.00 %	0.05%	Pasa	0.04%	Pasa	0.05%	Pasa
3	< 5.00 %	1.29%	Pasa	1.10%	Pasa	1.27%	Pasa
4	< 1.00 %	0.03%	Pasa	0.05%	Pasa	0.04%	Pasa
5	< 6.00 %	1.76%	Pasa	1.72%	Pasa	1.95%	Pasa
6	< 0.50 %	0.03%	Pasa	0.02%	Pasa	0.03%	Pasa
7	< 5.00 %	1.40%	Pasa	1.15%	Pasa	1.48%	Pasa
8	< 0.50 %	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa
9	< 1.50 %	0.43%	Pasa	0.36%	Pasa	0.39%	Pasa
10	< 0.50 %	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa
11	< 3.50 %	0.43%	Pasa	0.62%	Pasa	0.54%	Pasa

12	< 0.50 %	0.01%	Pasa	0.01%	Pasa	0.01%	Pasa
13	< 3.00 %	0.35%	Pasa	0.28%	Pasa	0.32%	Pasa
14	< 0.50 %	0.01%	Pasa	0.02%	Pasa	0.01%	Pasa
15	< 1.00 %	0.42%	Pasa	0.44%	Pasa	0.43%	Pasa
16	< 0.50 %	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa
17	< 2.00 %	0.20%	Pasa	0.21%	Pasa	0.21%	Pasa
18	< 0.50 %	0.01%	Pasa	0.01%	Pasa	0.01%	Pasa
19	< 1.50 %	0.22%	Pasa	0.20%	Pasa	0.16%	Pasa
20	< 0.50 %	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa
21	< 0.75 %	0.27%	Pasa	0.28%	Pasa	0.29%	Pasa
22	< 0.50 %	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa
23	< 1.50 %	0.17%	Pasa	0.17%	Pasa	0.15%	Pasa
24	< 0.50 %	0.01%	Pasa	0.01%	Pasa	0.01%	Pasa
25	< 1.50 %	0.17%	Pasa	0.16%	Pasa	0.14%	Pasa

4.5.2.6. Máxima Demanda

En la figura 35, se aprecian los períodos de los registros e intervalos de medición de la máxima demanda por día, desde el viernes 04 al viernes 11 de abril en las instalaciones de Trade Sandder Group S.A.C., lo cual se observa que los días miércoles 09 y jueves 10 de abril ocupan los primeros lugares de máxima demanda.

Figura 35
Máxima demanda en kW del 04 al 11 de abril del 2025



En la gráfica 36, se observa el comportamiento de máxima demanda del día jueves 10 de abril, día en el cual se registró el mayor pico de demanda con 248.48 Kw.

Figura 36

Máxima demanda en kW del 10 de abril del 2025

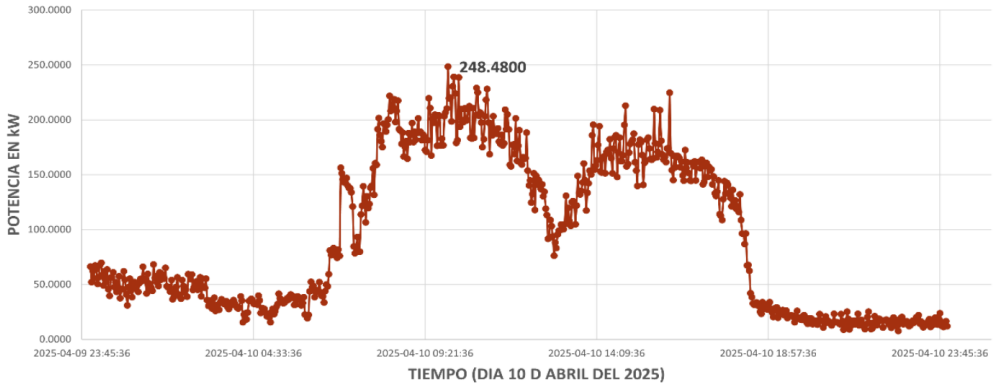


Tabla 11

Máximas potencias del día 04 al 11 de abril del 2025

FECHA	POTENCIA ACTIVA [kW]	POTENCIA REACTIVA [kvar]	POTENCIA APARENTE [kVA]
4/04/2025	50573.97	21792.01	55437.6
5/04/2025	26136.67	12678.11	29477.7
6/04/2025	5347.17	4458.79	7336.64
7/04/2025	55295.27	25847.12	61632.15

4.5.2.7. Factor de Potencia

En la figura 28, se aprecian los períodos de los registros e intervalos de medición del factor de potencia por día, desde el viernes 04 al viernes 11 de abril en las instalaciones de Trade Sandder Group S.A.C., se observa que los días domingo 06 de abril y martes 08 de abril, se registró un bajo factor de potencia, esto debido a que el día domingo, la empresa no realiza labores de producción pero si pueden conservar energizados ciertos equipos que posiblemente estén sin carga, y el día miércoles 08 de abril, que se realizó el corte programado, el cual tuvieron un periodo corto de producción pero que influye en un bajo factor de potencia.

Figura 37

Factor de potencia del 04 al 11 de abril del 2025

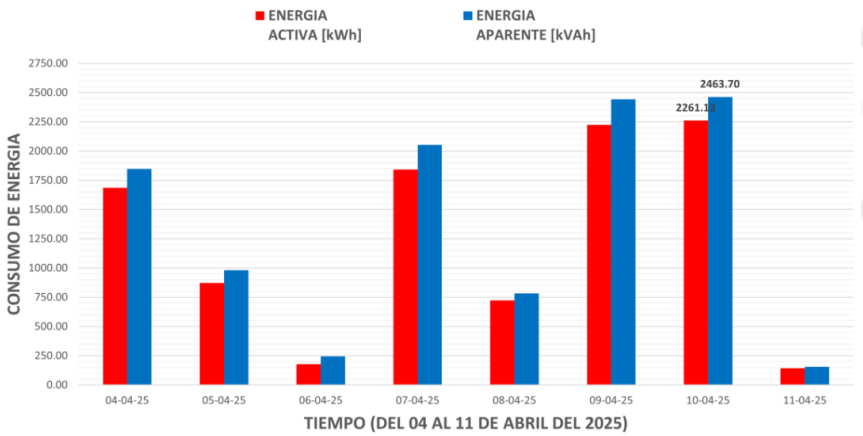


4.5.2.8. Consumo de Energía

En la figura 38, se aprecian los períodos de los registros e intervalos de medición del máximo consumo de energía por día, desde el viernes 04 al viernes 11 de abril en las instalaciones de Trade Sandder Group S.A.C., como consecuencia del apartado anterior de máxima demanda, el consumo de energía sigue el mismo patrón, el cual los días 09 y 10 de abril obtienen los primeros lugares de máximo consumo.

Figura 38

Consumo de energía del 04 al 11 de abril del 2025



En la tabla 12, se muestra los valores cuantitativos de la imagen 38, además de la sumatoria de estos, obteniendo el consumo de energía total, tanto reactiva como aparente.

Tabla 12

Consumo de energía del día 04 al 11 de abril del 2025

FECHA	ENERGIA ACTIVA [kWh]	ENERGIA APARENTE [kVAh]
4/04/2025	1685.83	1847.93
5/04/2025	871.23	982.59
6/04/2025	178.25	244.55
7/04/2025	1843.19	2054.4
8/04/2025	722.67	783.63
9/04/2025	2225.59	2443.25
10/04/2025	2261.13	2463.7
11/04/2025	143.86	155.79
TOTAL	9931.74	10975.83

5. LEVANTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

5.1. Descripción del sistema eléctrico existente

El sistema eléctrico de Trade SANDDER Group S.A.C. corresponde a una instalación industrial destinada principalmente a la alimentación de los procesos de fabricación de calzado de seguridad y productos derivados del caucho y plástico. La empresa comparte el punto de acoplamiento común con Ulitex Sole, siendo esta última la entidad registrada para la facturación del suministro eléctrico. El suministro se encuentra bajo la condición de cliente libre, con energía suministrada por Atria Energía en un nivel de tensión primaria de 22,9 kV. La instalación dispone de una subestación eléctrica propia, mediante la cual se realiza la transformación y distribución de la energía hacia los diferentes sectores de la planta.

A nivel de distribución, la energía eléctrica es entregada en baja tensión trifásica de 380 V, desde donde se alimenta el tablero general de la instalación y posteriormente los diferentes tableros de distribución que abastecen las cargas de las áreas productivas, administrativas y de servicios. El sistema de distribución identificado durante el levantamiento comprende el Tablero General (TG) y los tableros de distribución TD-01, TD2, TD1-01, TD2-02 y TD2-03, los cuáles se encuentran distribuidos en los diferentes niveles y sectores de la nave industrial. Desde estos tableros se derivan los circuitos destinados a máquinas y equipos del proceso productivo, además de circuitos de iluminación, tomacorrientes y servicios auxiliares.

El levantamiento permitió identificar que la distribución eléctrica ha experimentado modificaciones asociadas al crecimiento de las actividades productivas. En particular, el tablero general presenta circuitos adicionales respecto de la configuración indicada en su leyenda, evidenciando modificaciones posteriores a su instalación. Asimismo, se observaron deficiencias constructivas y de mantenimiento, entre ellas ausencia de barra de puesta a tierra, cableado sin una adecuada canalización, barrajes sin identificación normalizada, leyenda desactualizada y un dimensionamiento que no refleja adecuadamente el crecimiento

de la carga instalada. Estas condiciones fueron consideradas en la evaluación posterior de los tableros, conductores y protecciones.

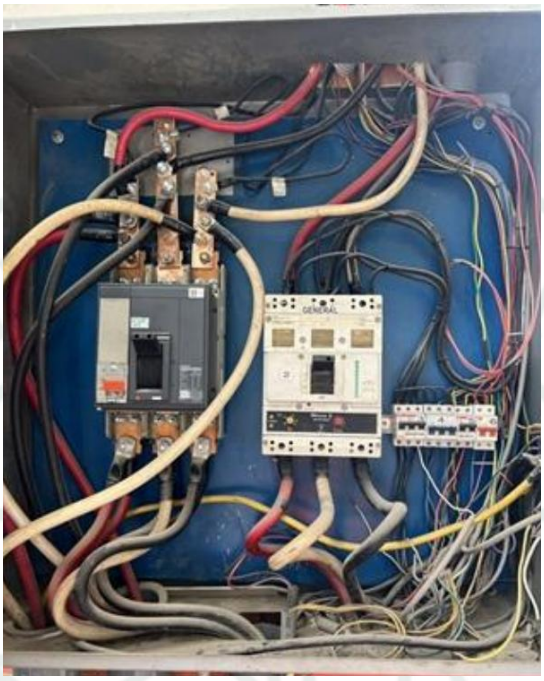
La distribución de los tableros y circuitos fue complementada mediante registro fotográfico, identificación de circuitos, levantamiento de cargas y mediciones eléctricas, permitiendo establecer la relación entre los tableros de distribución y las principales máquinas y equipos de la planta. Asimismo, la inspección termográfica permitió identificar puntos de atención en el tablero general y en determinados circuitos de distribución, particularmente en el circuito correspondiente a la lavadora del TD-01 y el chiller del TD2-01, donde se registraron incrementos de temperatura en conductores y borneras.

5.2. Levantamiento de tableros eléctricos

La imagen 8, muestra la imagen del tablero general, el cual muestra serias deficiencias, peligros y falta de atención como punto central de suministro para las áreas productivas, por lo tanto, se describirá las siguientes observaciones:

- Tablero lleno de polvo
- Tablero con barrajes elaborados de forma poca ortodoxa
- Montaje de cableado deficiente y poco estructurado
- Interruptores de caja moldeada con sobreexposición de circuitos de distribución
- Falta de barra a tierra
- Barra a neutro no identificado
- Conexión de suministro de aguas arriba conectados en la parte inferior de las borneras de los interruptores de caja moldeada
- Ajuste de borneras con sobre exposición de circuitos
- Tablero mal redimensionado (por crecimiento de producción).

Figura 39
Tablero general en Trade Sandder Group S.A.C.



En la imagen 40, se observa la leyenda del tablero general, el cual esta desfasada por lo que se observan más circuitos añadidos al tablero.

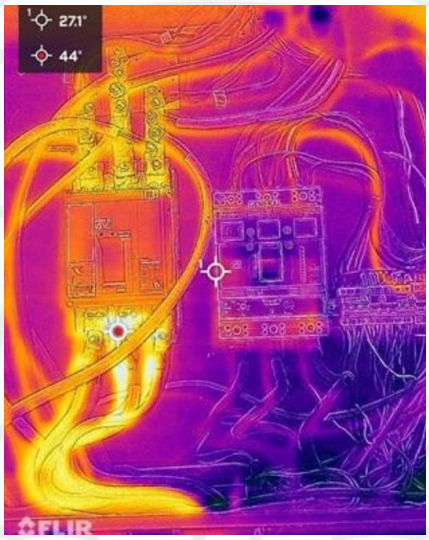
Figura 40
Leyenda de tablero general en Trade Sandder Group S.A.C.



5.3. Termografía en Tablero General

En la imagen 41, se aprecia la toma termográfica del tablero general, el cual permite descubrir lo que se sospechaba, sobrecalentamiento en los conductores y borneras del interruptor de caja moldeada, el cuál es la protección del área de producción de Trade Sandder Group.

Figura 41
Muestra termográfica del tablero general



A lo largo del tiempo esos conductores pierden sus propiedades de aislamiento por sobrecalentamiento y/o falta de ajuste de borneras provoca también dicho suceso.

5.3.1. Tablero de Distribución TD-01

Las imágenes 42 y 43, muestran los interruptores trifásicos del tablero TD-01, que se ubica en la primera planta, y la imagen 13, muestra la leyenda del tablero, pero también muestra circuitos añadidos, se asume que por consecuencia de incremento de actividades.

Figura 42

Interruptores de los circuitos 1,2 y 3 del TD-01



Figura 43

Interruptores de los circuitos 4,5 y 6 del TD-01

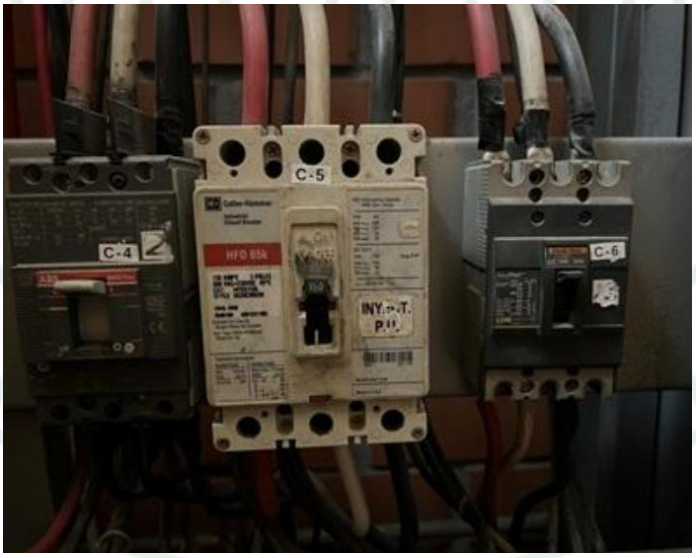


Figura 44
Leyenda del Tablero TD-01



TABLERO DE DISTRIBUCIÓN TD - 01	
CIRCUITO	DESCRIPCIÓN
C - 1	INYECTORA EVA
C - 2	TABLERO TD-1.1 (LINEA DE PU)
C - 3	INYECTORA PU -1
C - 4	COMPRESOR
C - 5	INYECTORA PU-2
C - 6	LAVADORA
C - 7	OFICINA
C - 8	ILUMINACION
C - 9	
C - 10	TALLER
C - 11	
C - 12	
C - 13	ALIMENTADOR EVA

5.3.2. Termografía de Tablero de Distribución TD-01

En la imagen 45, se muestra el circuito crítico del tablero de distribución TD-01, el cual corresponde a LAVADORA, circuito que presenta sobrecalentamiento de conductores y borneras.

Figura 45
Muestra termográfica del Tablero TD-01



5.3.3. Tablero de Distribución TD2-01

La figura 46, muestra el tablero de distribución TD2-01, el cual se ubica en la primera planta, la imagen 16 muestra la leyenda de dicho tablero.

Figura 46
Tablero de Distribución del TD2-01



Figura 47
Leyenda del tablero TD2-01



TABLERO DE DISTRIBUCION TD2-01

CIRCUITO	DESCRIPCION
C-1	VAPORIZADOR FILA 2
C-2	CARDADORA FILA 2
C-3	CARDADORA FILA 1
C-4	VAPORIZADORA FILA 1
C-5	BATIDORA
C-6	CHILLER
C-7	ILUMINACION PU 1 – PU 2
C-8	PUNTERA FILA 2
C-9	ARMADORA FILA 2
C-10	ILUMINACION FAJA
C-11	
C-12	MANO VIA
C-13	ARMADORA FILA 1
C-14	LAMPARA ESTUFA PU 1
C-15	
C-16	
C-17	PUNTERA FILA1
C-18	
C-19	
C-20	

5.3.4. Termografía de Tablero de Distribución TD2-01

En la figura 48, se muestra al circuito crítico del tablero de distribución TD2-01, el cual corresponde al circuito de CHILLER, se aprecia una elevada muestra de temperatura.

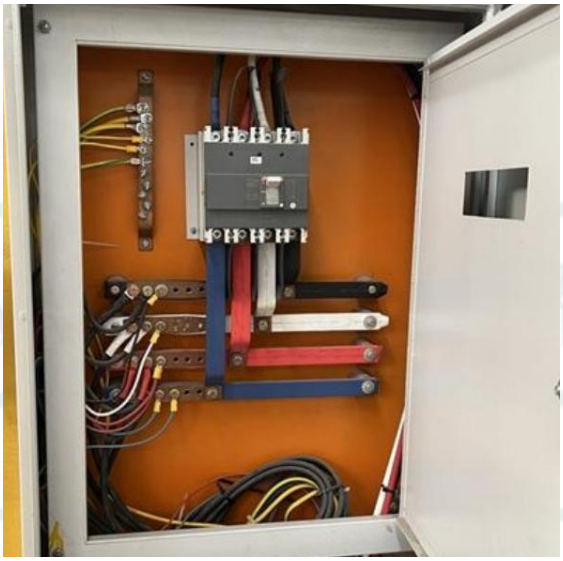
Figura 48
Muestra termográfica del tablero TD2-01



5.3.5. Tablero de Distribución TD2

En la figura 49, se muestra el tablero de distribución TD2, donde se pueden apreciar las barras de cobre donde se conectan las llaves termomagnéticas.

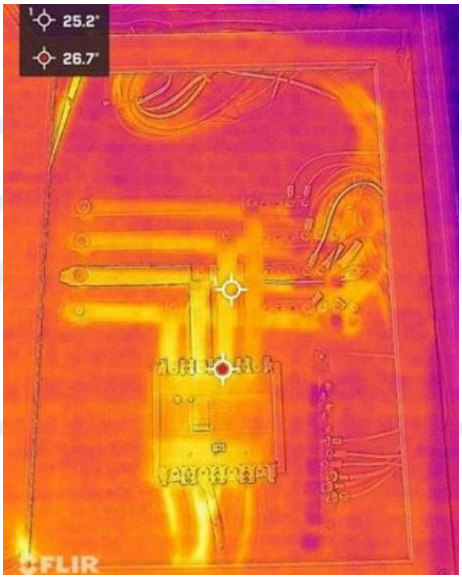
Figura 49
Tablero de distribución TD2



5.3.6. Termografía de Tablero de Distribución TD2

En la figura 50, se aprecian la muestra termográfica del tablero TD2, donde se observa el calentamiento de las barras de cobre conectadas a la llave termomagnética principal.

Figura 50
Muestra termográfica del tablero TD2



5.3.7. Tablero de Distribución TD1-01

En las siguientes imágenes, se aprecian los elementos del tablero de distribución TD1-01.

Figura 51
Tablero de Distribución TD1-01



Figura 52
Leyenda del tablero TD1-01



TABLERO DE DISTRIBUCIÓN TD1 - 01

CIRCUITO	DESCRIPCIÓN
IG	INTERRUPTOR GENERAL
C - 1	COMPRESORA
C - 2	TOMAS FILA 4 IZQUIERDA
C - 3	TOLAS FILA 4 DERECHA
C - 4	TOMAS FILA 3 DERECHA
C - 5	OP-EQ-MIT-O2
C - 6	OP-EQ-MIT-O1
C - 7	OP-EQ-MIT-O3
C - 8	ILUMINACIÓN OFICINA
C - 9	TOMAS OFICINA
C - 10	
C - 11	
C - 12	
C - 13	ILUMINACION FILA 4
C - 14	ILUMINACION FILA 3
C - 15	ILUMINACION FILA 1
C - 16	OP-EQ-MIT-04
C - 17	OP-EQ-MIT-05
C - 18	OP-EQ-MIT-06
C - 19	TOMAS COMPUTO
C - 20	TOMA LIBRE FILA 1

5.3.8. Termografía de Tablero de Distribución TD1-01

En la figura 53, se observa el calentamiento de la llave termomagnética correspondiente a la alimentación de la compresora.

Figura 53
Muestra termográfica del Tablero TD1-01



5.3.9. Tablero de Distribución TD2-02

En las siguientes imágenes, se observan los elementos del tablero de distribución TD2-02.

Figura 54
Tablero de distribución TD2-02



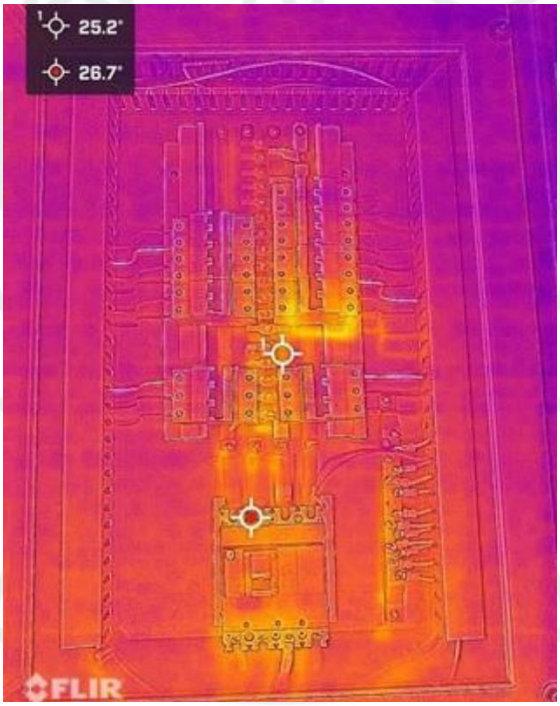
Figura 55
Leyenda del tablero TD2-02



TABLERO DE DISTRIBUCION TD2-02	
CIRCUITO	DESCRIPCION
IG	INTERRUPTOR GENERAL
C-1	TROQUELADORA DE BANDERA
C-2	
C-3	TRANSFEADORA Y APLICADORA DE TERMOPLASTICO
C-4	DESBASTADORA Y SELLADORA VERTICAL
C-5	ILUMINACION
C-6	
C-7	
C-8	
C-9	APLICADORA DE PEGAMENTO
C-10	
C-11	CONFORMADORA DE TALON
C-12	PICADORA-COSTURA PLANA
C-13	SELLADORA DE PLANCHAS
C-14	
C-15	
C-16	

5.3.10. Termografía de Tablero de Distribución TD2-02

Figura 56
Muestra termográfica del tablero TD1-01



5.3.11. Tablero de Distribución TD2-03

En las siguientes imágenes, se presentan los elementos del tablero TD2-03.

Figura 57
Tablero de distribución TD2-03



Figura 58
Leyenda del tablero TD2-03

TABLERO DE DISTRIBUCION TD2-03	
CIRCUITO	DESCRIPCION
IG	INTERRUPTOR GENERAL
C-1	ARMADORA ADV
C-2	ARMADORA STR
C-3	CERRADORA DE TALON
C-4	PASADORA 1-2
C-5	SAPITO-SORBETERA
C-6	CABINAS CEMENTADO
C-7	TOMACORRIENTES
C-8	COMPRESORA
C-9	RASPADORAS DE SUELA
C-10	MANO VIA
C-11	CARDADORA 2
C-12	CARDADORA 3
C-13	CARDADORA 5
C-14	CABINA DE ACABADOS
C-15	SEPILLADORA-PRENSADORA DE SUELA
C-16	HORNO REACTIVADOR
C-17	CAMARA TERMOSHOCK
C-18	ILUMINACION
C-19	PERFILADORA
C-20	VAPORIZADORA 1
C-21	CAMBORIA
C-22	VAPORIZADORA 2
C-23	HORNO CONFORMADOR
C-24	SOFION
C-25	CARDADORA 1
C-26	

5.3.12. Resumen de medidas termográficas

Tabla 13

Datos de muestras termográficas en tableros eléctricos

TABLERO	TEMP. MAX [°C]	TEMP. AMB. [°C]	CIRCUITO CRITICO	FECHA	HORA DE LECTURA	DESCRIPCION	OBS.
TG	44	27.1	1	21/03/2025	09:13	02 INTERRUPTORES GENERALES Y 04 CKTOS	SE OBSERVA INCREMENTO DE TEMPERATURA EN BORNERAS INFERIORES Y CONDUCTORES DE INTERRUPTOR GENERAL DE SANDDER
TD-01	42.3	27	6	21/03/2025	11:18	10 CKTOS Y UN INTERRUPTOR GENERAL	SE OBSERVA INCREMENTO DE TEMPERATURA EN BORNERAS INFERIORES INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO Y CONDUCTORES DEL CKTO 6 CORRESPONDIENTE A LAVADORA
TD2	26.7	25.2	NORMAL	26/03/2025	15:12	UN INTERRUPTOR GENERAL	CONDICIONES DE TEMPERARUTA NORMALES

TD2-02	26.7	25.2	NORMAL	26/03/2025	15:17	09 CKTOS. Y UN INTERRUPTOR GENERAL	CONDICIONES DE TEMPERARUTA NORMALES
TD2-03	-	-	-	-	-	25 CKTOS. Y UN INTERRUPTOR GENERAL	NO SE LOGRO TOMAR LECTURAS TERMOGRAFICAS, DEBIDO A PROBLEMAS DE GUARDA DEL TABLERO
TD1-01	35.7	27.4	1	26/03/2025	15:28	17 CKTOS. Y UN INTERRUPTOR GENERAL	INCREMENTO DE TEMPERATURA EN INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO Y CONDUCTORES DEL CKTO 1 DE COMPRESORA
TD2-01	32.6	28.6	6	26/03/2025	15:45	14 CKTOS	INCREMENTO DE TEMPERATURA EN INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO Y CONDUCTORES DEL CKTO 6 DEL CHILLER

5.4. Análisis de No Conformidades frente a los Requisitos NETA MTS-2023

5.4.1. Tableros de Distribución y Envolventes (Sección 7.1)

- Limpieza y Condición Ambiental (7.1.A.4): La norma exige que la unidad se limpie exhaustivamente (Clean the unit). El Tablero General presenta abundante acumulación de polvo y suciedad industrial, lo cual actúa como aislante térmico, degrada la disipación del calor e incrementa el riesgo de arcos eléctricos.
- Integridad Estructural de Barras (7.1.A.1 y 7.1.A.8): El empleo de pletinas y barrajes artesanales improvisados en el TG vulnera los estándares de soporte mecánico, distancia de aislamiento (clearances) y rigidez dieléctrica contra esfuerzos electrodinámicos de cortocircuito.

5.4.2. Interruptores en Caja Moldeada (Sección 7.6.1.1)

- Desbalance y Alta Resistencia de Contacto (7.6.1.1.C.1): NETA establece que las resistencias entre conexiones atornilladas similares no deben desviarse en más del 50% respecto al valor más bajo. Los gradientes de +16.9 °C en el TG y +15.3 °C en TD-01 reflejan una resistencia de contacto dispar en los bornes inferiores.

5.4.3. Conductores y Cables de Baja Tensión (Sección 7.3.2)

- Degradación Térmica del Aislamiento (7.3.2.A.1): Exige inspeccionar cables expuestos para detectar daño físico o degradación del aislamiento. El recalentamiento sostenido a 44.0 °C y 42.3 °C acelera la pérdida de flexibilidad y envejecimiento térmico del PVC/aislamiento.
- Resistencia de Aislamiento (7.3.2.D.2): El estándar exige que los conductores exhiban una resistencia de aislamiento comparable con registros previos y similar a circuitos adyacentes, nunca menor a 2 MΩ tras una prueba de 1 minuto a 1000 Vcc (para cables de más de 300 V).

5.5. Protocolo de acciones correctivas según ANSI/NETA MTS-2023

5.5.1. Fase 1: Procedimientos Previos y Seguridad (Sección 5.1)

- LOTO y Seguridad Eléctrica: Coordinar parada de planta con gerencia de Sandder. Aplicar bloqueo y etiquetado (Lockout/Tagout), verificar ausencia de tensión con voltímetro calibrado y colocar tierras temporales conforme a OSHA 29 CFR 1910 y NFPA 70E.
- Desmontaje de Guardas: Retirar las guardas de protección mecánica de todos los tableros, subsanando el encallamiento físico de la guarda en TD2-03.

5.5.2. Fase 2: Corrección Mecánica y Normalización Física (Secciones 7.1, 7.6.1.1 y 7.13)

- Limpieza de Gabinetes (7.1.A.4 y 7.6.1.1.A.4): Limpieza profunda interior mediante aspiración de polvo y solvente dieléctrico libre de residuos en el TG y TD-01.
- Reversión de Conexión Invertida en TG: Reconfigurar la conexión aguas arriba en el interruptor general del TG para alimentar por los bornes superiores de línea (Line), canalizando la carga por los bornes inferiores (Load).
- Reemplazo de Barrajes Artesanales: Sustituir las pletinas improvisadas del TG por barras de cobre electrolítico normalizadas y estañadas, soportadas con aisladores de resina epóxica dimensionados para la corriente de cortocircuito disponible de la subestación de 630 kVA[18].
- Instalación de Barra de Puesta a Tierra y Neutro: Montar una barra colectora de cobre exclusiva para Puesta a Tierra (PE) conectada a la estructura metálica y al cable principal del pozo a tierra. Identificar y rotular la barra de neutro (N).
- Peinado y Rotulado de Conductores: Reorganizar el cableado interno en canaletas ranuradas, eliminando la sobreexposición de cobre en terminales y actualizando el directorio de circuitos de acuerdo con las cargas reales de inyectoras y lavadora.

5.5.3. Fase 3: Pruebas Cuantitativas Mecánicas y Eléctricas (*As-Found* / *As-Left*)

- Verificación de Torque Dinamométrico (7.1.A.8.2, 7.3.2.A.2.2 y 7.6.1.1.A.6.2): Realizar reapriete de todas las conexiones atornilladas en interruptores (TG, TD-01, TD1-01, TD2-01) empleando un torquímetro calibrado (vigencia menor a 12 meses, Sección 5.3) aplicando los valores de la Tabla 100.12 o datos de placa del fabricante.

- Medición de Resistencia de Contacto (7.6.1.1.B.3 y 7.6.1.1.C.1): Medir la resistencia de contacto polo a polo en los interruptores y a través de terminales de potencia con un micro-ohmímetro de corriente continua.

  Criterio NETA: Investigar y corregir cualquier valor que se desvíe en más del 50% respecto al valor más bajo registrado entre conexiones similares.

- Prueba de Resistencia de Aislamiento (7.3.2.B.2 y 7.6.1.1.B.2): Aplicar tensión continua de prueba con megóhmetro durante 1 minuto a 1000 Vcc entre fases y de fase a tierra en conductores y barras con interruptores cerrados.

  Criterio NETA: La resistencia de aislamiento debe ser superior a 2 MΩ (Sección 7.3.2.D.2 y 7.6.1.1.D.4)2127. Valores menores indican daño dieléctrico por sobrecalentamiento y exigen reemplazo del cable.

- Prueba de Continuidad y Resistencia de Tierra (7.13.B.2 y 7.13.B.3): Medir la resistencia del electrodo principal a tierra mediante telurómetro (IEEE 81): verificar valor menor a 5 ohmios. De la misma forma, medir la resistencia punto a punto entre la barra de tierra instalada en el TG y las masas metálicas de cada tablero derivado y verificar un valor menor a 0.5 ohmios.

5.5.4. Fase 4: Reinspección Termográfica en Servicio y Cierre

- Levantamiento Termográfico "As-Left" (Sección 9): Tras la normalización mecánica y energización, operar la planta bajo régimen productivo real (> 40-50% de la carga nominal) y repetir el escaneo infrarrojo con cámara calibrada.

  Criterio de Aceptación: Los gradientes térmicos en bornes y cables de TG y TD-01 deben retornar a valores basales homogéneos, siendo estos menores a un gradiente de 3ºC respecto a la temperatura ambiente.

- Emisión del Reporte Formal y Test Decal (Sección 5.4 y 5.5): Redactar el informe técnico final con datos de placa, condiciones de temperatura/humedad ambiental, resultados *as-found* y *as-left*, y firma del técnico calificado. Adherir la Calcomanía Blanca (White Decal) en el frente de los tableros intervenidos certificando su aptitud eléctrica y mecánica para el servicio continuo.

5.6. Levantamiento de cargas

Tabla 14
Mediciones de tensión y corriente de equipos y maquinaria

N°	TIPO DE MÁQUINA	TIPO	POTENCIA DE PLACA NOMINAL POR MÁQUINA (kW)	POTENCIA MEDIDA POR MÁQUINA (kW)	HORAS/ MES	CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA NOMINAL POR MAQUINA (KWH /MES)	CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA MEDIDA POR MAQUINA (KWH /MES)	CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA NOMINAL (%)	CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA MEDIDA (%)
1	Cortadora Automática	Trifásico	23	15.97	199.2	4581.6	3181.49279	16.54%	10.54%
2	Troqueladora puente 1	Trifásico	1.85	3.21	169.92	314.352	545.75259	1.14%	1.81%
3	Troqueladora puente 2	Trifásico	1.85	3.81	168	310.8	639.247114	1.12%	2.12%
4	Troqueladora puente 3	Trifásico	1.85	4.84	169.92	314.352	823.102267	1.14%	2.73%
5	Troqueladora puente 4	Trifásico	1.85	4.31	169.92	314.352	732.143502	1.14%	2.43%
6	Troqueladora puente 5	Trifásico	1.85	2.49	169.92	314.352	423.360862	1.14%	1.40%
7	Troqueladora puente 6	Trifásico	1.85	4.6	169.92	314.352	782.245379	1.14%	2.59%
8	Troqueladora puente 7	Trifásico	1.85	1.62	169.92	314.352	275.85855	1.14%	0.91%

9	Troqueladora bandera 1	Trifásico	0.7	0.83	162	113.4	134.770107	0.41%	0.45%
10	Troqueladora bandera 2	Trifásico	0.9	0.88	162	145.8	143.015535	0.53%	0.47%
11	Troqueladora bandera 3	Trifásico	0.9	0.88	194.4	174.96	171.618642	0.63%	0.57%
12	Troqueladora bandera 4	Trifásico	0.9	0.88	194.4	174.96	171.618642	0.63%	0.57%
13	Troqueladora bandera 5	Trifásico	0.9	0.88	194.4	174.96	171.618642	0.63%	0.57%
14	Troqueladora bandera 6	Trifásico	0.9	0.88	194.4	174.96	171.618642	0.63%	0.57%
15	Selladora 1	Monofásico	0.2	0.56	158.4	31.68	88.51392	0.11%	0.29%
16	Selladora 2	Monofásico	0.2	0.53	158.4	31.68	83.6352	0.11%	0.28%
17	Selladora 3	Monofásico	0.2	0.64	148.8	29.76	94.9344	0.11%	0.31%
18	Desbastado 1	Monofásico	0.56	0.4	199.2	111.552	80.63616	0.40%	0.27%
19	Desbastado 2	Monofásico	0.56	0.4	199.2	111.552	80.63616	0.40%	0.27%
20	Transfeadora circular (TRA-01)	Trifásico	0.5	0	109.92	54.96	0.4917088	0.20%	0.00%
21	Transfeadora 2 (TRA-02)	Monofásico	0.5	2.38	158.4	79.2	377.05536	0.29%	1.25%
22	Strobeadora 1	Monofásico	0.5	0.63	199.2	99.6	125.862528	0.36%	0.42%
23	Strobeadora 3	Monofásico	0.5	0.7	199.2	99.6	140.2368	0.36%	0.46%

24	Strobeadora 4	Monofásico	0.5	0.7	199.2	99.6	140.2368	0.36%	0.46%
25	Aparadora Plana 3	Monofásico	0.55	0.41	199.2	109.56	82.038528	0.40%	0.27%
26	Aparadora Plana 4	Monofásico	0.55	0.45	199.2	109.56	89.40096	0.40%	0.30%
27	Mitsubishi 1	Monofásico	0.75	0.4	148.8	111.6	59.186688	0.40%	0.20%
28	Mitsubishi 2	Monofásico	0.75	0.56	156	117	87.8592	0.42%	0.29%
29	Mitsubishi 3	Monofásico	0.75	0.56	156	117	87.8592	0.42%	0.29%
30	Mitsubishi 4	Monofásico	0.5	0.4	160.8	80.4	63.959808	0.29%	0.21%
31	Mitsubishi 5	Monofásico	0.5	0.56	134	67	75.4688	0.24%	0.25%
32	Picadora 1	Monofásico	1.1	1.18	160	176	188.672	0.64%	0.63%
33	Picadora 2	Monofásico	0	1.2	104	0	124.4672	0.00%	0.41%
34	Ojaladora 1	Trifásico	0.37	0.83	158	58.46	130.88784	0.21%	0.43%
35	Ojaladora 2	Trifásico	0.37	0.98	104	38.48	102.034106	0.14%	0.34%
36	Conformadora 1	Monofásico	0.75	0.81	168	126	136.752	0.46%	0.45%
37	Conformadora 2	Monofásico	0.75	0.79	146.4	109.8	115.62672	0.40%	0.38%
38	Motor eléctrico 1	Monofásico	1.5	0.32	180	270	57.024	0.98%	0.19%

39	Motor eléctrico 2	Monofásico	2.4	0.38	180	432	68.112	1.56%	0.23%
40	Motor eléctrico (ENG)	Monofásico	0	0.09	180	0	16.7904	0.00%	0.06%
41	Armadora 1 Punta Casual	Monofásico	0.37	0.38	180	66.6	68.112	0.24%	0.23%
42	Máquina de moldear lados	Trifásico	0	0.12	180	0	21.7982592	0.00%	0.07%
43	Máquina de montado de talón	Trifásico	0	1.16	172.8	0	200.164884	0.00%	0.66%
44	Horno 1 Conformador	Trifásico	13.9	4.48	156	2168.4	698.176128	7.83%	2.31%
45	Boleadora	Trifásico	0	4.18	170.4	0	712.678815	0.00%	2.36%
46	Cardadora 1 Pulidora	Trifásico	0.75	0.94	194.4	145.8	182.536727	0.53%	0.60%
47	Cardadora 2 Planta	Trifásico	0.75	0.88	180	135	157.9584	0.49%	0.52%
48	Sorbetera	Monofásico	0	0.01	180	0	1.584	0.00%	0.01%
49	Cámara termo shock	Trifásico	0	3.06	187.2	0	572.340148	0.00%	1.90%
50	Aparadora de poste 1	Monofásico	0.55	0.36	199.2	109.56	71.87136	0.40%	0.24%
51	Aparadora de poste 2	Monofásico	0.55	0.36	199.2	109.56	71.87136	0.40%	0.24%
52	Aparadora de poste 3	Monofásico	0.55	0.47	158.4	87.12	73.87776	0.31%	0.24%
53	Aparadora de poste 4	Monofásico	0.55	0.22	158.4	87.12	35.126784	0.31%	0.12%

54	Aparadora de poste 5	Monofásico	0.55	0.47	158.4	87.12	73.87776	0.31%	0.24%
55	Aparadora de poste 6	Monofásico	0.55	0.36	199.2	109.56	71.87136	0.40%	0.24%
56	Aparadora de poste 7	Monofásico	0.55	0.36	199.2	109.56	71.87136	0.40%	0.24%
57	Aparadora de poste 8	Monofásico	0.55	0.47	158.4	87.12	73.87776	0.31%	0.24%
58	Aparadora de poste 9	Monofásico	0.55	0.47	158.4	87.12	73.87776	0.31%	0.24%
59	Aparadora de poste 10	Monofásico	0.55	0.47	158.4	87.12	73.87776	0.31%	0.24%
60	Armadora 2 Punta de Seguridad	Monofásico	0	0.43	180	0	77.616	0.00%	0.26%
61	Cardadora 3 Planta	Trifásico	0.75	1.82	180	135	326.973888	0.49%	1.08%
62	Selladora 1 (pan de oro)	Monofásico	0	0.59	158.4	0	93.04416	0.00%	0.31%
63	Encintadora	Monofásico	0	0.57	130	0	74.5888	0.00%	0.25%
64	Aplicadora de pegamento	Monofásico	0	0.44	90	0	39.6	0.00%	0.13%
65	Cardadora 4 Inyectado	Trifásico	0.75	1.79	180	135	322.551053	0.49%	1.07%
66	Horno 2 Conformador	Trifásico	0.52	0.01	156	81.12	1.326	0.29%	0.00%
67	Pegadora Sapo	Monofásico	0	0.01	180	0	2.5344	0.00%	0.01%
68	Calzadora de punta	Trifásico	0	1.14	180	0	205.34592	0.00%	0.68%

69	Armadora 3 Punta de Seguridad	Monofásico	0	0.37	180	0	66.8448	0.00%	0.22%
70	Armadora 4 Punta de Seguridad	Monofásico	0	0.44	156	0	69.18912	0.00%	0.23%
71	Chiller PU	Monofásico	0	0.02	103.92	0	2.3735328	0.00%	0.01%
72	Batidora PU	Trifásico	1.12	1.74	120	134.4	208.505088	0.49%	0.69%
73	Inyectora PU 1	Trifásico	23	6.2	288	6624	1784.29809	23.92%	5.91%
74	Inyectora PU 2	Trifásico	23	17.38	288	6624	5004.12211	23.92%	16.58%
75	Cortadora de Rebarbas	Monofásico	0	0.46	132	0	60.4032	0.00%	0.20%
76	Refiladora	Trifásico	0	0.24	156	0	36.688471	0.00%	0.12%
77	Refiladora 2	Trifásico	0	0.24	156	0	36.688471	0.00%	0.12%
78	Refiladora 3	Trifásico	0	0.24	156	0	36.688471	0.00%	0.12%
79	Esmeril	Monofásico	0.75	0.2	96	72	19.09248	0.26%	0.06%
80	Mano vía 1	Trifásico	0	0.81	180	0	145.953562	0.00%	0.48%
81	Mano vía 2	Trifásico	0	0.82	180	0	148.480896	0.00%	0.49%
82	Elevador de carga	Trifásico	0	1.88	96	0	180.283187	0.00%	0.60%
83	Compresora 1	Trifásico	0	9.1	144	0	1310.42289	0.00%	4.34%

84	Compresora 2	Trifásico	0	19.71	144	0	2838.19653	0.00%	9.40%
85	Conformadora de lados	Monofásico	0	0.65	168	0	109.4016	0.00%	0.36%
86	Aire acondicionado	Trifásico	0	5.93	199.2	0	1181.69732	0.00%	3.91%
87	Vaporizador 1	Trifásico	0	3.97	180	0	713.971968	0.00%	2.37%
88	Vaporizador 2	Trifásico	0	3.97	180	0	713.971968	0.00%	2.37%

5.7. Mediciones de potencia y energía.

Tabla 15
Datos de potencia consumida por equipo

N°	Tipo de máquina	Tipo de equipo	FASES (Ø)	L1 c/carga (A)	L2 c/carga (A)	L3 c/carga (A)	Promedio c/carga (A)	L1 s/carga (A)	L2 s/carga (A)	L3 s/carga (A)	Promedio s/carga (A)	Potencia consumida con carga (kW)	Potencia consumida con carga (W)	Potencia consumida en vacío (kW)
1	Cortadora Automática	Trifásico	3	28	31	32	30.33	1.3	1.2	1.3	1.27	15.97	15970	6.67
2	Troqueladora puente 1	Trifásico	3	6.12	6.47	5.71	6.1	2.01	2.22	2.15	2.13	3.21	3210	11.2
3	Troqueladora puente 2	Trifásico	3	7	7.85	6.83	7.23	1.96	2	1.96	1.97	3.81	3810	10.39
4	Troqueladora puente 3	Trifásico	3	9.4	9.8	8.4	9.2	1.78	1.9	1.75	1.81	4.84	4840	9.53

5	Troqueladora puente 4	Trifásico	3	9.6	7.7	7.25	8.18	2.6	2.6	2.7	2.63	4.31	4310	13.87
6	Troqueladora puente 5	Trifásico	3	4.576	4.784	4.836	4.73	1.76	1.84	1.86	1.82	2.49	2490	9.58
7	Troqueladora puente 6	Trifásico	3	9.21	9.32	7.7	8.74	1.82	1.8	1.71	1.78	4.6	4600	9.35
8	Troqueladora puente 7	Trifásico	3	3.3	3.06	2.89	3.08	2.13	2.2	1.98	2.1	1.62	1620	11.07
9	Troqueladora bandera 1	Trifásico	3	1.54	1.7	1.5	1.58	1.45	1.3	1.45	1.4	0.83	830	7.37
10	Troqueladora bandera 2	Trifásico	3	1.7	1.71	1.62	1.68	1.53	1.54	1.46	1.51	0.88	880	7.95
11	Troqueladora bandera 3	Trifásico	3	1.7	1.71	1.62	1.68	1.53	1.54	1.46	1.51	0.88	880	7.95
12	Troqueladora bandera 4	Trifásico	3	1.7	1.71	1.62	1.68	1.53	1.54	1.46	1.51	0.88	880	7.95
13	Troqueladora bandera 5	Trifásico	3	1.7	1.71	1.62	1.68	1.53	1.54	1.46	1.51	0.88	880	7.95
14	Troqueladora bandera 6	Trifásico	3	1.7	1.71	1.62	1.68	1.53	1.54	1.46	1.51	0.88	880	7.95
15	Selladora 1	Monofásico	1	2.54	-	-	2.54	0.1	0	0	0.03	0.56	560	0.13
16	Selladora 2	Monofásico	1	2.4	-	-	2.4	0.28	0	0	0.09	0.53	530	0.36

17	Selladora 3	Monofásico	1	2.9	-	-	2.9	0.17	0	0	0.06	0.64	640	0.22
18	Desbastado 1	Monofásico	1	2.3	-	-	2.3	0.8	0	0	0.27	0.4	400	0.81
19	Desbastado 2	Monofásico	1	2.3	-	-	2.3	0.8	0	0	0.27	0.4	400	0.81
20	Transfeedora circular (TRA-01)	Trifásico	3	5.76	5.82	1.84	4.47	5.76	5.82	1.84	4.47	0	0	29.44
21	Transfeadora 2 (TRA-02)	Monofásico	1	10.82	-	-	10.82	11.01	0	0	3.67	2.38	2380	13.98
22	Strobeadora 1	Monofásico	1	3.59	-	-	3.59	0.5	0	0	0.17	0.63	630	0.64
23	Strobeadora 3	Monofásico	1	4	-	-	4	0.9	0	0	0.3	0.7	700	1.14
24	Strobeadora 4	Monofásico	1	4	-	-	4	0.9	0	0	0.3	0.7	700	1.14
25	Aparadora Plano 3	Monofásico	1	2.34	-	-	2.34	0.12	0	0	0.04	0.41	410	0.15
26	Aparadora Plano 4	Monofásico	1	2.55	-	-	2.55	0.14	0	0	0.05	0.45	450	0.18
27	Mitsubishi 1	Monofásico	1	2.26	-	-	2.26	0.7	0	0	0.23	0.4	400	0.89
28	Mitsubishi 2	Monofásico	1	3.2	-	-	3.2	0.49	0	0	0.16	0.56	560	0.62

29	Mitsubishi 3	Monofásico	1	3.2	-	-	3.2	0.48	0	0	0.16	0.56	560	0.61
30	Mitsubishi 4	Monofásico	1	2.26	-	-	2.26	0.7	0	0	0.23	0.4	400	0.89
31	Mitsubishi 5	Monofásico	1	3.2	-	-	3.2	0.73	0	0	0.24	0.56	560	0.93
32	Picadora 1	Monofásico	1	6.7	-	-	6.7	3.5	0	0	1.17	1.18	1180	4.45
33	Picadora 2	Monofásico	1	6.8	-	-	6.8	4.48	0	0	1.49	1.2	1200	5.69
34	Ojaladora 1	Trifásico	3	1.62	1.2	1.9	1.57	0.11	0.05	0.07	0.08	0.83	830	0.4
35	Ojaladora 2	Trifásico	3	1.99	1.2	2.4	1.86	0.2	0.1	0.12	0.14	0.98	980	0.74
36	Conformadora 1	Monofásico	1	3.7	-	-	3.7	2.82	0	0	0.94	0.81	810	3.58
37	Conformadora 2	Monofásico	1	3.59	-	-	3.59	1.14	0	0	0.38	0.79	790	1.45
38	Motor eléctrico 1	Monofásico	1	1.8	-	-	1.8	1.65	0	0	0.55	0.32	320	2.1
39	Motor eléctrico 2	Monofásico	1	2.15	-	-	2.15	1.8	0	0	0.6	0.38	380	1.83
40	Motor eléctrico (ENG)	Monofásico	1	0.53	-	-	0.53	0.5	0	0	0.17	0.09	90	0.51

41	Armadora 1 Punta Casual	Monofásico	1	2.15	-	-	2.15	0.7	0	0	0.23	0.38	380	0.71
42	Máquina de moldear lados	Trifásico	3	0.22	0.17	0.3	0.23	0.22	0.17	0.3	0.23	0.12	120	1.21
43	Máquina de montado de talón	Trifásico	3	2.5	2	2.1	2.2	1.45	1.5	1.6	1.52	1.16	1160	7.99
44	Horno 1 Conformador	Trifásico	3	7.5	11	7	8.5	0.61	1.6	1.95	1.39	4.48	4480	7.3
45	Boleadora	Trifásico	3	9	5.12	9.71	7.94	1.91	0.66	0.57	1.05	4.18	4180	5.51
46	Cardadora 1 Pulidora	Trifásico	3	1.8	1.75	1.8	1.78	1.8	1.7	1.7	1.73	0.94	940	9.13
47	Cardadora 2 Planta	Trifásico	3	1.6	1.65	1.75	1.67	1.55	1.65	1.6	1.6	0.88	880	8.42
48	Sorbetera	Monofásico	1	0.05	-	-	0.05	0.05	0	0	0.02	0.01	10	0.05
49	Cámara termo shock	Trifásico	3	6.34	4	7.08	5.81	6.34	4	7.08	5.81	3.06	3060	30.57
50	Aparadora de poste 1	Monofásico	1	2.05	-	-	2.05	0.8	0	0	0.27	0.36	360	0.81
51	Aparadora de poste 2	Monofásico	1	2.05	-	-	2.05	0.8	0	0	0.27	0.36	360	0.81
52	Aparadora de poste 3	Monofásico	1	2.65	-	-	2.65	0.84	0	0	0.28	0.47	470	0.85

53	Aparadora de poste 4	Monofásico	1	1.26	-	-	1.26	0.84	0	0	0.28	0.22	220	0.85
54	Aparadora de poste 5	Monofásico	1	2.65	-	-	2.65	0.82	0	0	0.27	0.47	470	0.83
55	Aparadora de poste 6	Monofásico	1	2.05	-	-	2.05	0.8	0	0	0.27	0.36	360	0.81
56	Aparadora de poste 7	Monofásico	1	2.05	-	-	2.05	0.8	0	0	0.27	0.36	360	0.81
57	Aparadora de poste 8	Monofásico	1	2.65	-	-	2.65	0.84	0	0	0.28	0.47	470	0.85
58	Aparadora de poste 9	Monofásico	1	2.65	-	-	2.65	0.84	0	0	0.28	0.47	470	0.85
59	Aparadora de poste 10	Monofásico	1	2.65	-	-	2.65	0.84	0	0	0.28	0.47	470	0.85
60	Armadora 2 Punta de Seguridad	Monofásico	1	2.45	-	-	2.45	0.9	0	0	0.3	0.43	430	0.91
61	Cardadora 3 Planta	Trifásico	3	3.31	3.63	3.41	3.45	0.27	0.3	0.32	0.3	1.82	1820	1.56
62	Selladora 1 (pan de oro)	Monofásico	1	2.67	-	-	2.67	2.54	0	0	0.85	0.59	590	3.23
63	Encintadora	Monofásico	1	3.26	-	-	3.26	0.71	0	0	0.24	0.57	570	0.72
64	Aplicadora de pegamento	Monofásico	1	2.5	-	-	2.5	1.54	0	0	0.51	0.44	440	1.56

65	Cardadora 4 Inyectado	Trifásico	3	3.31	3.5	3.4	3.4	0.27	0.3	0.32	0.3	1.79	1790	1.56
66	Horno 2 Conformador	Trifásico	3	7.5	11	7	8.5	0.61	1.6	1.95	1.39	0.01	10	7.3
67	Pegadora Sapo	Monofásico	1	0.08	-	-	0.08	0.1	0	0	0.03	0.01	10	0.1
68	Calzadora de punta	Trifásico	3	2.1	2.8	1.6	2.17	0.25	0.3	0.4	0.32	1.14	1140	1.67
69	Armadora 3 Punta de Seguridad	Monofásico	1	2.11	-	-	2.11	0.86	0	0	0.29	0.37	370	1.51
70	Armadora 4 Punta de Seguridad	Monofásico	1	2.52	-	-	2.52	0.23	0	0	0.08	0.44	440	0.4
71	Chiller PU	Monofásico	1	22.84	-	-	22.84	22.84	0	0	7.61	0.02	20	40.09
72	Batidora PU	Trifásico	3	2.84	3.32	3.74	3.3	2.58	3.02	3.4	3	1.74	1740	15.8
73	Inyectora PU 1	Trifásico	3	8.2	19	8.1	11.77	4.81	4.53	9.6	6.31	6.2	6200	33.24
74	Inyectora PU 2	Trifásico	3	37	25	37	33	13.9	14.3	4	10.73	17.38	17380	56.51
75	Cortadora de Rebarbas	Monofásico	1	2.6	-	-	2.6	0.83	0	0	0.28	0.46	460	1.46
76	Refiladora	Trifásico	3	0.43	0.4	0.51	0.45	0.43	0.4	0.51	0.45	0.24	240	2.35

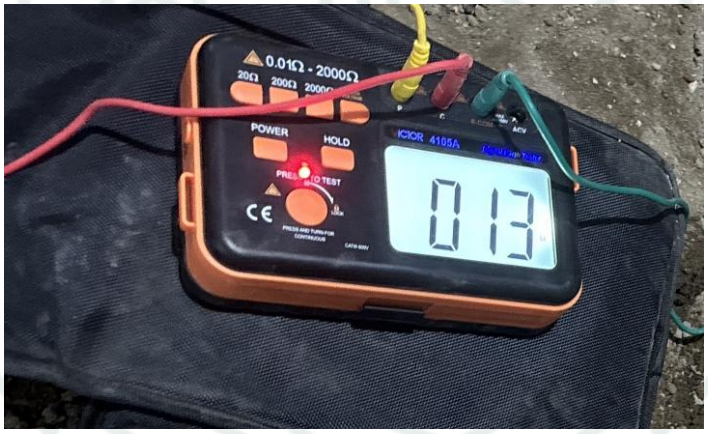
77	Refiladora 2	Trifásico	3	0.43	0.4	0.51	0.45	0.43	0.4	0.51	0.45	0.24	240	2.35
78	Refiladora 3	Trifásico	3	0.43	0.4	0.51	0.45	0.43	0.4	0.51	0.45	0.24	240	2.35
79	Esmeril	Monofásico	1	1.13	-	-	1.13	1.13	0	0	0.38	0.2	200	1.98
80	Mano vía 1	Trifásico	3	1.57	1.52	1.53	1.54	1.57	1.52	1.53	1.54	0.81	810	8.11
81	Mano vía 2	Trifásico	3	1.64	1.56	1.5	1.57	1.64	1.56	1.5	1.57	0.82	820	8.25
82	Elevador de carga	Trifásico	3	4.2	4.2	2.3	3.57	1.7	1.5	1.7	1.63	1.88	1880	8.6
83	Compresor 1	Trifásico	3	18	17.85	16	17.28	18	17.85	16	17.28	9.1	9100	91
84	Compresor 2	Trifásico	3	36	31	45.3	37.43	36	31	45.3	37.43	19.71	19710	197.1
85	Conformadora de lados	Monofásico	1	3.7	-	-	3.7	2.82	0	0	0.94	0.65	650	4.95
86	Aire acondicionado	Trifásico	3	11.8	10.6	11.4	11.27	11.8	10.6	11.4	11.27	5.93	5930	42.93
87	Vaporizador 1	Trifásico	3	3.47	13.03	6.1	7.53	3.47	13.03	6.1	7.53	3.97	3970	28.71
88	Vaporizador 2	Trifásico	3	3.47	13.03	6.1	7.53	3.47	13.03	6.1	7.53	3.97	3970	28.71

5.8. Evaluación del sistema de puesta a tierra

Se evaluó la resistencia del sistema de puesta a tierra de las instalaciones eléctricas de la empresa, conformado por dos pozos de puesta a tierra conectados en paralelo. Para realizar la medición, se desconectó temporalmente el conductor de cobre de puesta a tierra que conecta el sistema con el tablero general, con la finalidad de aislarlo de las conexiones de la instalación y evitar que estas influyeran en el resultado. Posteriormente, se realizó la medición de la resistencia mediante un telurómetro, utilizando el método de caída de potencial y electrodos auxiliares de corriente y potencial instalados en el terreno. El valor obtenido fue de 13 Ω, inferior al límite de 25 Ω establecido en el Código Nacional de Electricidad–Utilización (CNE-U), por lo que cumple con dicho criterio normativo.

Figura 59

Medición de sistema de puesta a tierra



El CNE-U exige que los sistemas de puesta a tierra sean accesibles para su verificación periódica, medición de resistencia y mantenimiento preventivo (como el reabastecimiento de tratamiento electrolítico o la revisión de conectores exothermic/apernados). Ubicar los pozos de puesta a tierra o sus cajas de registro debajo de equipos pesados o áreas de almacenamiento intensivo bloquea físicamente el acceso, imposibilitando tanto la medición adecuada como las labores de mantenimiento correctivo sin

interrumpir la operación de la planta o requerir maniobras de alto riesgo (reubicación de maquinaria).

5.9. Metrado de conductores

Durante las mediciones realizadas en la auditoria energética, se determinaron los equipos alimentados por cada tablero y se puede observar la discrepancia respecto a los diagramas unifilares iniciales.

Tabla 16
Reconocimiento de equipos y tablero de alimentación

N°	Tipo de máquina	Tipo de equipo	FASES (Ø)	L1 c/carga (A)	L2 c/carga (A)	L3 c/carga (A)	Promedio c/carga (A)	TABLERO	Distancia (m)
1	Cortadora Automática	Trifásico	3	28	31	32	30.33	TG	8
2	Troqueladora puente 1	Trifásico	3	6.12	6.47	5.71	6.1	TG	5
3	Troqueladora puente 2	Trifásico	3	7	7.85	6.83	7.23	TD-01	6
4	Troqueladora puente 3	Trifásico	3	9.4	9.8	8.4	9.2	TD-01	7
5	Troqueladora puente 4	Trifásico	3	9.6	7.7	7.25	8.18	TD-01	7
6	Troqueladora puente 5	Trifásico	3	4.576	4.784	4.836	4.73	TD-01	8
7	Troqueladora puente 6	Trifásico	3	9.21	9.32	7.7	8.74	TD-01	8
8	Troqueladora puente 7	Trifásico	3	3.3	3.06	2.89	3.08	TD-01	10
9	Troqueladora bandera 1	Trifásico	3	1.54	1.7	1.5	1.58	TD-01	12
10	Troqueladora bandera 2	Trifásico	3	1.7	1.71	1.62	1.68	TD-01	12
11	Troqueladora bandera 3	Trifásico	3	1.7	1.71	1.62	1.68	TD-01	13
12	Troqueladora bandera 4	Trifásico	3	1.7	1.71	1.62	1.68	TD-01	13
13	Troqueladora bandera 5	Trifásico	3	1.7	1.71	1.62	1.68	TD-01	14
14	Troqueladora bandera 6	Trifásico	3	1.7	1.71	1.62	1.68	TD-01	14
15	Selladora 1	Monofásico	1	2.54	-	-	2.54	TD-01	10
16	Selladora 2	Monofásico	1	2.4	-	-	2.4	TD-01	11

17	Selladora 3	Monofásico	1	2.9	-	-	2.9	TD-01	12
18	Desbastado 1	Monofásico	1	2.3	-	-	2.3	TD-01	15
19	Desbastado 2	Monofásico	1	2.3	-	-	2.3	TD-01	16
20	Transfeadora circular (TRA-01)	Trifásico	3	5.76	5.82	1.84	4.47	TD-01	18
21	Transfeadora 2 (TRA-02)	Monofásico	1	10.82	-	-	10.82	TD-01	19
22	Strobeadora 1	Monofásico	1	3.59	-	-	3.59	TD-01	20
23	Strobeadora 3	Monofásico	1	4	-	-	4	TD-01	21
24	Strobeadora 4	Monofásico	1	4	-	-	4	TD2-01	22
25	Aparadora Plano 3	Monofásico	1	2.34	-	-	2.34	TD2-01	25
26	Aparadora Plano 4	Monofásico	1	2.55	-	-	2.55	TD2-01	26
27	Mitsubishi 1	Monofásico	1	2.26	-	-	2.26	TD2-01	28
28	Mitsubishi 2	Monofásico	1	3.2	-	-	3.2	TD2-01	29
29	Mitsubishi 3	Monofásico	1	3.2	-	-	3.2	TD2-01	30
30	Mitsubishi 4	Monofásico	1	2.26	-	-	2.26	TD2-01	27
31	Mitsubishi 5	Monofásico	1	3.2	-	-	3.2	TD2-01	28
32	Picadora 1	Monofásico	1	6.7	-	-	6.7	TD2-01	26
33	Picadora 2	Monofásico	1	6.8	-	-	6.8	TD2-01	27
34	Ojaladora 1	Trifásico	3	1.62	1.2	1.9	1.57	TD2-01	25
35	Ojaladora 2	Trifásico	3	1.99	1.2	2.4	1.86	TD2-01	26
36	Conformadora 1	Monofásico	1	3.7	-	-	3.7	TD2-01	15
37	Conformadora 2	Monofásico	1	3.59	-	-	3.59	TD2-01	16
38	Motor eléctrico 1	Monofásico	1	1.8	-	-	1.8	TD-01	9
39	Motor eléctrico 2	Monofásico	1	2.15	-	-	2.15	TD-01	12
40	Motor eléctrico (ENG)	Monofásico	1	0.53	-	-	0.53	TD-01	14
41	Armadora 1 Punta Casual	Monofásico	1	2.15	-	-	2.15	TD2	15

42	Máquina de moldear lados	Trifásico	3	0.22	0.17	0.3	0.23	TD2	16
43	Máquina de montado de talón	Trifásico	3	2.5	2	2.1	2.2	TD2	18
44	Horno 1 Conformador	Trifásico	3	7.5	11	7	8.5	TD2	13
45	Boleadora	Trifásico	3	9	5.12	9.71	7.94	TD2-03	14
46	Cardadora 1 Pulidora	Trifásico	3	1.8	1.75	1.8	1.78	TD2	20
47	Cardadora 2 Planta	Trifásico	3	1.6	1.65	1.75	1.67	TD2	22
48	Sorbetera	Monofásico	1	0.05	-	-	0.05	TD2-03	11
49	Cámara termo shock	Trifásico	3	6.34	4	7.08	5.81	TD2-03	12
50	Aparadora de poste 1	Monofásico	1	2.05	-	-	2.05	TD2	17
51	Aparadora de poste 2	Monofásico	1	2.05	-	-	2.05	TD2	18
52	Aparadora de poste 3	Monofásico	1	2.65	-	-	2.65	TD2-03	19
53	Aparadora de poste 4	Monofásico	1	1.26	-	-	1.26	TD2-03	19
54	Aparadora de poste 5	Monofásico	1	2.65	-	-	2.65	TD2-03	25
55	Aparadora de poste 6	Monofásico	1	2.05	-	-	2.05	TD2-03	26
56	Aparadora de poste 7	Monofásico	1	2.05	-	-	2.05	TD2-02	27
57	Aparadora de poste 8	Monofásico	1	2.65	-	-	2.65	TD2-02	28
58	Aparadora de poste 9	Monofásico	1	2.65	-	-	2.65	TD2-02	13
59	Aparadora de poste 10	Monofásico	1	2.65	-	-	2.65	TD2-02	15
60	Armadora 2 Punta de Seguridad	Monofásico	1	2.45	-	-	2.45	TD2	21
61	Cardadora 3 Planta	Trifásico	3	3.31	3.63	3.41	3.45	TD2	20
62	Selladora 1 (pan de oro)	Monofásico	1	2.67	-	-	2.67	TD2-03	19
63	Encintadora	Monofásico	1	3.26	-	-	3.26	TD2-03	24
64	Aplicadora de pegamento	Monofásico	1	2.5	-	-	2.5	TD2-03	26
65	Cardadora 4 Inyectado	Trifásico	3	3.31	3.5	3.4	3.4	TD2-02	21
66	Horno 2 Conformador	Trifásico	3	7.5	11	7	8.5	TD2-02	16

67	Pegadora Sapo	Monofásico	1	0.08	-	-	0.08	TD2-03	23
68	Calzadora de punta	Trifásico	3	2.1	2.8	1.6	2.17	TD2	24
69	Armadora 3 Punta de Seguridad	Monofásico	1	2.11	-	-	2.11	TD2-02	25
70	Armadora 4 Punta de Seguridad	Monofásico	1	2.52	-	-	2.52	TD2-02	25
71	Chiller PU	Monofásico	1	22.84	-	-	22.84	TD2-02	26
72	Batidora PU	Trifásico	3	2.84	3.32	3.74	3.3	TD2-02	27
73	Inyectora PU 1	Trifásico	3	8.2	19	8.1	11.77	TD2-02	28
74	Inyectora PU 2	Trifásico	3	37	25	37	33	TD2-02	30
75	Cortadora de Rebarbas	Monofásico	1	2.6	-	-	2.6	TD2-02	31
76	Refiladora	Trifásico	3	0.43	0.4	0.51	0.45	TD1-01	32
77	Refiladora 2	Trifásico	3	0.43	0.4	0.51	0.45	TD1-01	33
78	Refiladora 3	Trifásico	3	0.43	0.4	0.51	0.45	TD1-01	35
79	Esmeril	Monofásico	1	1.13	-	-	1.13	TD1-01	36
80	Mano vía 1	Trifásico	3	1.57	1.52	1.53	1.54	TD1-01	20
81	Mano vía 2	Trifásico	3	1.64	1.56	1.5	1.57	TD1-01	40
82	Elevador de carga	Trifásico	3	4.2	4.2	2.3	3.57	TD1-01	41
83	Compresor 1	Trifásico	3	18	17.85	16	17.28	TD1-01	31
84	Compresor 2	Trifásico	3	36	31	45.3	37.43	TD1-01	45
85	Conformadora de lados	Monofásico	1	3.7	-	-	3.7	TD1-01	42
86	Aire acondicionado	Trifásico	3	11.8	10.6	11.4	11.27	TD1-01	43
87	Vaporizador 1	Trifásico	3	3.47	13.03	6.1	7.53	TD1-01	42
88	Vaporizador 2	Trifásico	3	3.47	13.03	6.1	7.53	TD1-01	43

6. MODELAMIENTO Y CÁLCULOS ELÉCTRICOS

6.1. Determinación de cargas eléctricas

La determinación de cargas se basó en la inspección de todas las máquinas utilizadas durante el horario laboral para el desarrollo de las actividades productivas en la industria del caso.

$$P = \sqrt{3} \times V \times I \times cos\emptyset$$

Donde:

V: Tensión de línea

I: Corriente trifásica

$cos\emptyset$: Factor de potencia

6.2. Evaluación de caída de tensión

$$\Delta V(\%) = \frac{I \times L \times \rho}{V \times A} \times 100\%$$

Donde:

I: Corriente (A)

V: Tensión de la línea (V)

ρ: Resistividad del cobre

L: Longitud del conductor (m)

A: Sección del conductor (mm^2)

Tabla 17
Caída de tensión en equipos

CKTO	DESCRIPCION DE AREAS Y/O CARGAS	CANTIDAD	TABLERO	FASES (Ø)	VOLTAJE	FACTOR DE POTENCIA	CORRIENTE NOMINAL (A)	CORRIENTE DE DISEÑO (A)	LONGITUD (M)	SECCION ADOPTADA (mm2)	CAIDA DE TENSION (V)	CAIDA DE TENSION (%)
1	Cortadora Automática	1	TD2-02	3	380	0.89	30.33	37.91	8	4	2.35	0.62
86	Aire acondicionado	1	TD2-02	3	380	0.89	11.27	14.09	43	4	4.68	1.23
50	Aparadora de poste 1	1	TD2-02	1	220	0.89	2.05	2.56	17	4	0.39	0.18
59	Aparadora de poste 10	1	TD2-02	1	220	0.89	2.65	3.31	15	4	0.44	0.2
51	Aparadora de poste 2	1	TD2-02	1	220	0.89	2.05	2.56	18	4	0.41	0.19
52	Aparadora de poste 3	1	TD2-02	1	220	0.89	2.65	3.31	19	4	0.56	0.26
53	Aparadora de poste 4	1	TD2-02	1	220	0.89	1.26	1.58	19	4	0.27	0.12
54	Aparadora de poste 5	1	TD2-02	1	220	0.89	2.65	3.31	25	4	0.74	0.34
55	Aparadora de poste 6	1	TD2-02	1	220	0.89	2.05	2.56	26	4	0.59	0.27
56	Aparadora de poste 7	1	TD2-02	1	220	0.89	2.05	2.56	27	4	0.62	0.28
57	Aparadora de poste 8	1	TD2-02	1	220	0.89	2.65	3.31	28	4	0.83	0.38
58	Aparadora de poste 9	1	TD2-02	1	220	0.89	2.65	3.31	13	4	0.38	0.17
25	Aparadora Plano 3	1	TD2-02	1	220	0.89	2.34	2.93	25	4	0.65	0.3

26	Aparadora Plano 4	1	TD2-02	1	220	0.89	2.55	3.19	26	4	0.74	0.34
64	Aplicadora de pegamento	1	TD2-02	1	220	0.89	2.5	3.13	26	4	0.73	0.33
41	Armadora 1 Punta Casual	1	TD2-01	1	220	0.89	2.15	2.69	15	4	0.36	0.16
60	Armadora 2 Punta de Seguridad	1	TD2-01	1	220	0.89	2.45	3.06	21	4	0.57	0.26
69	Armadora 3 Punta de Seguridad	1	TD2-03	1	220	0.89	2.11	2.64	25	4	0.59	0.27
70	Armadora 4 Punta de Seguridad	1	TD2-03	1	220	0.89	2.52	3.15	25	4	0.7	0.32
72	Batidora PU	1	TD2-01	3	380	0.89	3.3	4.13	27	4	0.86	0.23
45	Boleadora	1	TD2-01	3	380	0.89	7.94	9.93	14	4	1.07	0.28
68	Calzadora de punta	1	TD2-01	3	380	0.89	2.17	2.71	24	4	0.5	0.13
49	Cámara termo shock	1	TD2-01	3	380	0.89	5.81	7.26	12	4	0.67	0.18
46	Cardadora 1 Pulidora	1	TD2-01	3	380	0.89	1.78	2.23	20	4	0.34	0.09
47	Cardadora 2 Planta	1	TD2-01	3	380	0.89	1.67	2.09	22	4	0.36	0.09
61	Cardadora 3 Planta	1	TD2-03	3	380	0.89	3.45	4.31	20	4	0.67	0.18
65	Cardadora 4 Inyectado	1	TD2-03	3	380	0.89	3.4	4.25	21	4	0.69	0.18
71	Chiller PU	1	TD2-01	1	220	0.89	22.84	28.55	26	4	6.63	3.01
83	Compresor 1	1	TD-01	3	380	0.89	17.28	21.6	31	4	5.18	1.36
84	Compresor 2	1	TD1-01	3	380	0.89	37.43	46.79	45	4	16.28	4.28
36	Conformadora 1	1	TD2-02	1	220	0.89	3.7	4.63	15	4	0.62	0.28
37	Conformadora 2	1	TD2-02	1	220	0.89	3.59	4.49	16	4	0.64	0.29

85	Conformadora de lados	1	TD2-02	1	220	0.89	3.7	4.63	42	4	1.73	0.79
75	Cortadora de Rebarbas	1	TD2-02	1	220	0.89	2.6	3.25	31	4	0.9	0.41
18	Desbastado 1	1	TD2-02	1	220	0.89	2.3	2.88	15	4	0.39	0.18
19	Desbastado 2	1	TD2-02	1	220	0.89	2.3	2.88	16	4	0.41	0.19
82	Elevador de carga	1	TD2-02	3	380	0.89	3.57	4.46	41	4	1.41	0.37
63	Encintadora	1	TD2-03	1	220	0.89	3.26	4.08	24	4	0.87	0.4
79	Esmeril	1	TD2-03	1	220	0.89	1.13	1.41	36	4	0.45	0.21
44	Horno 1 Conformador	1	TD2-03	3	380	0.89	8.5	10.63	13	4	1.07	0.28
66	Horno 2 Conformador	1	TD2-03	3	380	0.89	8.5	10.63	16	4	1.31	0.35
73	Inyectora PU 1	1	TD-01	3	380	0.89	11.77	14.71	28	4	3.19	0.84
74	Inyectora PU 2	1	TD-01	3	380	0.89	33	41.25	30	4	9.57	2.52
80	Mano vía 1	1	TD2-01	3	380	0.89	1.54	1.93	20	4	0.3	0.08
81	Mano vía 2	1	TD2-03	3	380	0.89	1.57	1.96	40	4	0.61	0.16
42	Máquina de moldear lados	1	TD2-03	3	380	0.89	0.23	0.29	16	4	0.04	0.01
43	Máquina de montado de talón	1	TD2-03	3	380	0.89	2.2	2.75	18	4	0.38	0.1
27	Mitsubishi 1	1	TD1-01	1	220	0.89	2.26	2.83	28	4	0.71	0.32
28	Mitsubishi 2	1	TD1-01	1	220	0.89	3.2	4	29	4	1.04	0.47
29	Mitsubishi 3	1	TD1-01	1	220	0.89	3.2	4	30	4	1.07	0.49
30	Mitsubishi 4	1	TD1-01	1	220	0.89	2.26	2.83	27	4	0.68	0.31
31	Mitsubishi 5	1	TD1-01	1	220	0.89	3.2	4	28	4	1	0.45
40	Motor eléctrico (ENG)	1	TD1-01	1	220	0.89	0.53	0.66	14	4	0.08	0.04
38	Motor eléctrico 1	1	TD1-01	1	220	0.89	1.8	2.25	9	4	0.18	0.08
39	Motor eléctrico 2	1	TD1-01	1	220	0.89	2.15	2.69	12	4	0.29	0.13
34	Ojaladora 1	1	TD1-01	3	380	0.89	1.57	1.96	25	4	0.38	0.1
35	Ojaladora 2	1	TD1-01	3	380	0.89	1.86	2.33	26	4	0.47	0.12
67	Pegadora Sapo	1	TD2-03	1	220	0.89	0.08	0.1	23	4	0.02	0.01

32	Picadora 1	1	TD2-03	1	220	0.89	6.7	8.38	26	4	1.94	0.88
33	Picadora 2	1	TD2-03	1	220	0.89	6.8	8.5	27	4	2.05	0.93
76	Refiladora	1	TD2-03	3	380	0.89	0.45	0.56	32	4	0.14	0.04
77	Refiladora 2	1	TD2-03	3	380	0.89	0.45	0.56	33	4	0.14	0.04
78	Refiladora 3	1	TD2-03	3	380	0.89	0.45	0.56	35	4	0.15	0.04
15	Selladora 1	1	TD2-03	1	220	0.89	2.54	3.18	10	4	0.28	0.13
62	Selladora 1 (pan de oro)	1	TD2-03	1	220	0.89	2.67	3.34	19	4	0.57	0.26
16	Selladora 2	1	TD2-03	1	220	0.89	2.4	3	11	4	0.29	0.13
17	Selladora 3	1	TD2-03	1	220	0.89	2.9	3.63	12	4	0.39	0.18
48	Sorbetera	1	TD2-03	1	220	0.89	0.05	0.06	11	4	0.01	0
22	Strobeadora 1	1	TD2-03	1	220	0.89	3.59	4.49	20	4	0.8	0.36
23	Strobeadora 3	1	TD2-03	1	220	0.89	4	5	21	4	0.94	0.43
24	Strobeadora 4	1	TD2-03	1	220	0.89	4	5	22	4	0.98	0.45
21	Transfeadora 2 (TRA-02)	1	TD2-02	1	220	0.89	10.82	13.53	19	4	2.29	1.04
20	Transfeadora circular (TRA-01)	1	TD2-02	3	380	0.89	4.47	5.59	18	4	0.78	0.2
9	Troqueladora bandera 1	1	TD2-02	3	380	0.89	1.58	1.98	12	4	0.18	0.05
10	Troqueladora bandera 2	1	TD2-02	3	380	0.89	1.68	2.1	12	4	0.19	0.05
11	Troqueladora bandera 3	1	TD2-02	3	380	0.89	1.68	2.1	13	4	0.21	0.06
12	Troqueladora bandera 4	1	TD2-02	3	380	0.89	1.68	2.1	13	4	0.21	0.06
13	Troqueladora bandera 5	1	TD2-02	3	380	0.89	1.68	2.1	14	4	0.23	0.06
14	Troqueladora bandera 6	1	TD2-02	3	380	0.89	1.68	2.1	14	4	0.23	0.06
2	Troqueladora puente 1	1	TD2-02	3	380	0.89	6.1	7.63	5	4	0.29	0.08
3	Troqueladora puente 2	1	TD2-02	3	380	0.89	7.23	9.04	6	4	0.42	0.11

4	Troqueladora puente 3	1	TD2-02	3	380	0.89	9.2	11.5	7	4	0.62	0.16
5	Troqueladora puente 4	1	TD2-02	3	380	0.89	8.18	10.23	7	4	0.55	0.15
6	Troqueladora puente 5	1	TD2-02	3	380	0.89	4.73	5.91	8	4	0.37	0.1
7	Troqueladora puente 6	1	TD2-02	3	380	0.89	8.74	10.93	8	4	0.68	0.18
8	Troqueladora puente 7	1	TD2-02	3	380	0.89	3.08	3.85	10	4	0.3	0.08
87	Vaporizador 1	1	TD2-01	3	380	0.89	7.53	9.41	42	4	3.06	0.8
88	Vaporizador 2	1	TD2-01	3	380	0.89	7.53	9.41	43	4	3.13	0.82

Tabla 18

Caída de tensión en tablero general

CKTO	DESCRIPCION DE AREAS Y/O CARGAS	CANTIDAD	TABLERO	FASES (Ø)	VOLTAJE	FACTOR DE POTENCIA	CORRIENTE NOMINAL (A)	CORRIENTE DE DISEÑO (A)	LONGITUD (M)	SECCION ADOPTADA (mm2)	CAIDA DE TENSION (V)	CAIDA DE TENSION (%)
1	Iluminacion Ambientes	28	TGD	1	220	0.89	6.86	8.575	25.68	2.5	2.80	1.27
2	TD-01	1	TGD	3	380	0.89	99.25	124.0625	18	16	3.84	1.01
3	TD-2	1	TGD	3	380	0.89	305.29	381.6125	25	25	10.50	2.76
4	TD2-01	1	TGD	3	380	0.89	93.74	117.175	32	16	6.45	1.70

Tabla 19
Caída de tensión en TD2

DESCRIPCION DE AREAS Y/O CARGAS	CANTIDAD	TABLERO	FASES (Ø)	VOLTAJE	FACTOR DE POTENCIA	CORRIENTE NOMINAL (A)	CORRIENTE DE DISEÑO (A)	LONGITUD (M)	SECCION ADOPTADA (mm2)	CAIDA DE TENSION (V)	CAIDA DE TENSION (%)
TD2-02	1	TD2	3	380	0.89	162.42	203.03	25.68	25	5.74	1.51
TD2-03	1	TD3	3	380	0.89	73.95	92.44	18	16	2.86	0.75
TD1-01	1	TD4	3	380	0.89	89.79	112.2375	81.53	16	15.74	4.14

6.3. Evaluación de factor de potencia

A partir de los registros de medición en el punto de suministro a media tensión (22.9 kV) proporcionados por Atria Energía, se compilaron los datos mensuales de energía activa y energía reactiva consumidas por TRADE SANDDER Group S.A.C. durante el periodo enero-diciembre del 2024.

Tabla 20
Consumo de energía activa y reactiva mensualmente

Mes	Total (kWh)	Energía Reactiva (kVARh)
Enero	**50,035.65**	24,347.01
Febrero	**56,935.50**	27,606.39
Marzo	**56,344.70**	28,338.90
Abril	**69,646.65**	32,787.75
Mayo	**72,392.58**	35,520.51
Junio	**66,039.87**	31,073.61
Julio	**74,832.33**	34,522.59
Agosto	**62,003.61**	29,445.45
Septiembre	**73,448.82**	34,669.77
Octubre	**79,955.37**	37,659.60
Noviembre	**73,021.62**	32,548.17
Diciembre	**59,416.11**	27,925.71
TOTAL ANUAL	**794,028.81**	**376,045.46**
PROMEDIO MENSUAL	**66,168.87**	**31,337.12**

La energía reactiva anual (376’045.46 kVARh) representa el 47.36% de la energía activa (794’072.81 kWh), indicando presencia significativa de cargas inductivas. Esta proporción consistente entre meses sugiere una carga relativamente estable en términos de características reactivas.

6.3.1. Cálculo de potencia aparente mensual

La potencia aparente se calcula como la suma vectorial de potencia activa y reactiva:

$$E_s = \sqrt{E_p^2 + E_q^2}$$

Donde:

Es = Energía aparente (kVAh)

Ep = Energía activa (kWh)

Eq = Energía reactiva (kVARh)

Obteniendo de esta forma los siguientes resultados:

Tabla 21
Consumo mensual de energía aparente

Mes	Total (kWh)	Energía Reactiva (kVARh)	Energía Aparente
Enero	**50,035.65**	24,347.01	55644.79461
Febrero	**56,935.50**	27,606.39	63275.30268
Marzo	**56,344.70**	28,338.90	63069.94904
Abril	**69,646.65**	32,787.75	76978.51912
Mayo	**72,392.58**	35,520.51	80637.41235
Junio	**66,039.87**	31,073.61	72985.1606
Julio	**74,832.33**	34,522.59	82411.69112
Agosto	**62,003.61**	29,445.45	68640.23732
Septiembre	**73,448.82**	34,669.77	81220.20753
Octubre	**79,955.37**	37,659.60	88380.4654
Noviembre	**73,021.62**	32,548.17	79947.10975
Diciembre	**59,416.11**	27,925.71	65651.49965
TOTAL ANUAL	**794,072.81**	**376,445.46**	**878,842.35**
PROMEDIO MENSUAL	**66,172.73**	**31,370.46**	**73,236.86**

6.3.2. Cálculo de factor de potencia mensual

El factor de potencia se define como la relación entre potencia activa y potencia aparente:

$$cos\emptyset = \frac{E_p}{E_s}$$

Donde:

Cosφ = Factor de potencia

Ep = Energía activa (kWh)

Es = Energía aparente (kVAh)

Tabla 22
Energía reactiva mensual

Mes	Total (kWh)	Energía Reactiva (kVARh)	Energía Aparente	FP	ϕ (grados)
Enero	**50,035.65**	24,347.01	55644.79461	0.90	25.95
Febrero	**56,935.50**	27,606.39	63275.30268	0.90	25.87
Marzo	**56,344.70**	28,338.90	63069.94904	0.89	26.70
Abril	**69,646.65**	32,787.75	76978.51912	0.90	25.21
Mayo	**72,392.58**	35,520.51	80637.41235	0.90	26.14
Junio	**66,039.87**	31,073.61	72985.1606	0.90	25.20
Julio	**74,832.33**	34,522.59	82411.69112	0.91	24.77
Agosto	**62,003.61**	29,445.45	68640.23732	0.90	25.40
Septiembre	**73,448.82**	34,669.77	81220.20753	0.90	25.27
Octubre	**79,955.37**	37,659.60	88380.4654	0.90	25.22
Noviembre	**73,021.62**	32,548.17	79947.10975	0.91	24.02
Diciembre	**59,416.11**	27,925.71	65651.49965	0.91	25.17

6.4. Dimensionamiento del banco de capacitores

Un bajo factor de potencia implica un incremento en la corriente demandada, mayores pérdidas en conductores y transformadores, así como posibles penalizaciones económicas por parte de la empresa distribuidora. En este contexto, se establece como objetivo técnico alcanzar un factor de potencia mínimo de 0.97, valor que permite optimizar el desempeño del sistema y reducir costos asociados a la energía reactiva.

Para este cálculo, se utilizará un FP actual de 0.90 como valor representativo del rango 0.89-0.91. Adicionalmente, el analizador de redes proporciona una demanda pico de 248.48 kW, la cual se utilizará como dato conservador para el cálculo de la potencia reactiva a corregir.

6.4.1. Cálculo de potencia reactiva a compensar

FP actual = 0.90

$$\emptyset 1 = \arccos(0.90)$$
$$\emptyset 1 = 25.84º$$

FP objetivo = 0.97

$$\emptyset 2 = \arccos(0.97)$$
$$\emptyset 2 = 14.07º$$

Valores de tangente:

$$\tan(25.84º) = 0.4843$$

$$\tan(14.07º) = 0.2506$$

Potencia reactiva requerida:

$$Q_c = P \times (\boldsymbol{tan}(\emptyset \mathbf{1}) - \boldsymbol{tan}(\emptyset \mathbf{2}))$$

$$Q_c = 248.48\ kW \times (\mathbf{0.4843} - \mathbf{0.2506})$$

$$Q_c = 58.07\ kVAR$$

6.4.2. Selección comercial del banco de capacitores

El valor calculado de 58.07 kVAR define la potencia reactiva mínima a instalar. Dado que los bancos automáticos de capacitores se comercializan en potencias normalizadas, se selecciona la capacidad inmediatamente superior:

Tabla 23
Parámetros de selección del banco de condensadores

Parámetro de la selección	Valor
Qc calculado	58.07 kVAR
Potencia nominal seleccionada	60 kVAR
Configuración recomendada	Automático, 6 pasos de 10 kVAR
Tensión nominal	380 V trifásico
Frecuencia	60 Hz
Tipo	Banco automático con controlador de pasos

La configuración en 6 pasos de 10 kVAR permite al controlador automático ajustar la compensación de forma escalonada (10, 20, 30 kVAR) según la carga reactiva instantánea del sistema, evitando sobrecompensación en condiciones de baja producción (domingos, arranques parciales).

6.4.3. Consideración de armónicos en el sistema

El análisis de calidad de energía realizado en la instalación evidencia que la distorsión armónica total de tensión (THD) en las tres fases se encuentra por debajo del 3%, valor inferior al límite recomendado del 8%. Asimismo, los armónicos individuales presentan magnitudes reducidas, siendo los de orden 5 y 7 los más representativos, lo cual es característico de la presencia de cargas no lineales en sistemas industriales.

En el presente caso, dado que los niveles de distorsión armónica son bajos (TABLA 8) y no representan una condición crítica, se considera técnicamente viable la implementación de un banco de capacitores convencional.

Tabla 24
Armónicos identificados en cada línea

Armónicos	Requisito	L1 Medida	L1 Estado	L2 Medida	L2 Estado	L3 Medida	L3 Estado
THD	< 8.00 %	2.47%	Pasa	2.31%	Pasa	2.47%	Pasa
2	< 2.00 %	0.05%	Pasa	0.04%	Pasa	0.05%	Pasa
3	< 5.00 %	1.29%	Pasa	1.10%	Pasa	1.27%	Pasa
4	< 1.00 %	0.03%	Pasa	0.05%	Pasa	0.04%	Pasa
5	< 6.00 %	1.76%	Pasa	1.72%	Pasa	1.95%	Pasa
6	< 0.50 %	0.03%	Pasa	0.02%	Pasa	0.03%	Pasa
7	< 5.00 %	1.40%	Pasa	1.15%	Pasa	1.48%	Pasa
8	< 0.50 %	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa
9	< 1.50 %	0.43%	Pasa	0.36%	Pasa	0.39%	Pasa
10	< 0.50 %	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa
11	< 3.50 %	0.43%	Pasa	0.62%	Pasa	0.54%	Pasa
12	< 0.50 %	0.01%	Pasa	0.01%	Pasa	0.01%	Pasa
13	< 3.00 %	0.35%	Pasa	0.28%	Pasa	0.32%	Pasa
14	< 0.50 %	0.01%	Pasa	0.02%	Pasa	0.01%	Pasa
15	< 1.00 %	0.42%	Pasa	0.44%	Pasa	0.43%	Pasa
16	< 0.50 %	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa
17	< 2.00 %	0.20%	Pasa	0.21%	Pasa	0.21%	Pasa
18	< 0.50 %	0.01%	Pasa	0.01%	Pasa	0.01%	Pasa
19	< 1.50 %	0.22%	Pasa	0.20%	Pasa	0.16%	Pasa
20	< 0.50 %	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa
21	< 0.75 %	0.27%	Pasa	0.28%	Pasa	0.29%	Pasa
22	< 0.50 %	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa	0.02%	Pasa
23	< 1.50 %	0.17%	Pasa	0.17%	Pasa	0.15%	Pasa
24	< 0.50 %	0.01%	Pasa	0.01%	Pasa	0.01%	Pasa
25	< 1.50 %	0.17%	Pasa	0.16%	Pasa	0.14%	Pasa

A pesar de que el riesgo de resonancia es bajo, como medida de protección, se recomienda instalar un reactor de amortiguamiento. La función de este equipo es limitar las corrientes de resonancia añadiendo impedancia inductiva adicional que desplaza la frecuencia de resonancia, amortigua las oscilaciones resonantes y protege al banco de condensadores contra los transitorios.

6.4.4. Cálculo de reactor de amortiguamiento

a) Justificación del porcentaje de sintonización

El reactor de amortiguamiento se define mediante su porcentaje de sintonización (p%), que establece la relación entre su reactancia inductiva y la reactancia capacitiva del banco:

$$p = \frac{X_R}{X_C}$$

La selección de p debe garantizar que la frecuencia de resonancia serie del circuito L-C quede estrictamente por debajo del 5º armónico (hs=300 Hz), que es el de menor orden presente en el sistema, evitando que el filtro entre en resonancia con los armónicos existentes.

La condición de diseño es:

$$h_{sin} = \frac{1}{\sqrt{p}} < 5$$

$$p > \frac{1}{5^2} = 0.04 = 4\%$$

Se adopta p=4.7% como valor normalizado comercial, que proporciona margen suficiente respecto al límite teórico de 4%:

$$h_{sin} = \frac{1}{\sqrt{0.047}} = 4.61 < 5$$

b) Determinación de parámetros

Dado que el banco es automático con 3 pasos independientes de 5 kVAR, cada paso opera como una unidad autónoma con su propio reactor en serie. El cálculo se realiza por paso.

Reactancia capacitiva por paso:

$$Xc_{paso} = \frac{V_L^2}{Q_{paso}}$$

$$Xc_{paso} = \frac{(380)^2}{5000}$$

$$Xc_{paso} = \frac{144400}{5000}$$

$$Xc_{paso} = 28.88\ \Omega/fase$$

Capacitancia por fase por paso:

$$C_{paso} = \frac{1}{w * Xc_{paso}}$$

$$C_{paso} = \frac{1}{2\pi \times 60 \times 28.88}$$

$$C_{paso} = 91.8\ \mu F/fase$$

c) Cálculo del reactor

Reactancia inductiva del reactor:

$$X_{R\ paso} = p \times Xc_{paso}$$

$$X_{R\ paso} = 0.047 \times 28.88$$

$$X_{R\ paso} = 1.357\ \Omega/fase$$

Inductancia por fase:

$$L_{paso} = \frac{X_{R\ paso}}{w}$$

$$L_{paso} = \frac{1.357}{2\pi \times 60}$$

$$L_{paso} = 3.60\ mH/fase$$

d) Verificación de frecuencia de sintonización

Se verifica mediante la expresión del circuito LC serie:

$$f_{sin} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{paso} \times C_{paso}}}$$

$$f_{sin} = \frac{1}{2\pi\sqrt{3 \times 60 \times 10^{-3} \times 91.8 \times 10^{-6}}}$$

$$f_{sin} = \frac{1}{2\pi\sqrt{3.305 \times 10^{-7}}}$$

$$f_{sin} = \frac{1}{2\pi \times 5.749 \times 10^{-4}}$$

$$f_{sin} = 278.6\ Hz$$

e) Corriente nominal del reactor

La corriente nominal circula por el circuito serie (reactor+capacitor) a frecuencia fundamental, con todos los pasos activos:

Reactancia neta por paso a frecuencia fundamental:

$$X_{neta,paso} = X_{C,paso} - X_{R,paso}$$

$$X_{neta,paso} = 28.88 - 1.357$$

$$X_{neta,paso} = 27.533\ \Omega/fase$$

Corriente nominal por paso:

$$I_R = \frac{V_{fase}}{X_{neta,paso}}$$

$$I_R = \frac{220}{27.523}$$

$$I_R = 7.97\ A$$

f) Tensión sobre el reactor a frecuencia de sintonización

$$X_R(f_{sin}) = X_{R,paso} \times \frac{f_{sin}}{f_1}$$

$$X_R(f_{sin}) = 1.357 \times \frac{276.8}{60}$$

$$X_R(f_{sin}) = 6.260\ \Omega/fase$$

En resonancia serie, la tensión sobre el reactor iguala a la tensión sobre el capacitor y ambas son superiores a la tensión aplicada, amplificadas por el factor de calidad Q del reactor. Para reactores de núcleo de hierro (Q típico entre 50 y 100), la tensión máxima sobre el reactor es:

$$V_{R(máx)} = Q_{bobina} \times V_R(f1)$$

$$V_{R(máx)} = 50 \times 10.81$$

$$V_{R(máx)} = 540.5\ V/fase$$

Este valor definiría la clase de aislamiento, ubicándolo en una escala de 0.6/1 kV.

g) Potencia absorbida por el reactor

$$Q_{L,paso} = 3 \times I_R^2 \times X_{R,paso}$$

$$Q_{L,paso} = 3 \times (7.97)^2 \times 1.357$$

$$Q_{L,paso} = 258.6\ VAR$$

$$Q_{L,paso} = 0.26\ kVAR$$

Para los 6 pasos simultáneos:

$$Q_{L,paso} = 6 \times 0.26$$

$$Q_{L,paso} = 1.56\ kVAR$$

h) Especificación técnica del reactor de amortiguamiento

Tabla 25
Especificaciones técnicas del reactor de amortiguamiento

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Tipo	—	Serie, núcleo de hierro	—
Porcentaje de sintonización	p	4.7	%
Inductancia nominal por fase	L	3.6	mH
Reactancia a 60 Hz por fase	X_R	1.357	Ω
Frecuencia de sintonización	f_sin	276.8	Hz
Corriente nominal continua	I_n	7.97	A
Tensión sobre reactor a 60 Hz	V_R	10.81	V/fase
Potencia reactiva absorbida	Q_L	258.6	VAR
Clase de aislamiento	—	0.6/1 kV	—
Número de unidades	—	6 (una por paso)	—
Instalación	—	Interior, IP20 mínimo	—
Temperatura ambiente máxima	—	40	°C

7. Identificación de problemas energéticos

A partir del análisis de los resultados obtenidos durante la auditoría energética realizada en las instalaciones de Trade Sandder Group S.A.C. entre el 4 y el 11 de abril de 2025, complementado con el análisis del consumo histórico de energía del año 2024 y el levantamiento termográfico del sistema eléctrico de distribución, se identificaron los siguientes problemas energéticos:

7.1. Factor de potencia inferior al límite normativo

El análisis del consumo anual de energía activa (794’072.81 kWh) y energía reactiva (376’045.46 kVARh) del año 2024 indica un factor de potencia mensual que oscila entre 0.89 y 0.91, con un valor representativo de 0.9. Si bien la norma NTCSE no señala un valor mínimo para el factor de potencia, debido a los cargos por potencia reactiva consumida y buenas prácticas, se establece un valor mínimo de 0.97 como factor de potencia. Siendo esto de relevancia debido a la generación de un cargo por energía reactiva inductiva que durante el año 2024 acumuló s/. 6’717.28 en penalizaciones facturadas. La energía reactiva anual representa el 47.36% de la energía activa consumida, evidenciando la presencia estructural de cargas inductivas (principalmente motores trifásicos, el chiller y equipos de lavado industrial) las cuáles demandan corriente reactiva de forma constante.

7.2. Sobrecalentamiento en tableros eléctricos identificado mediante termografía

El análisis termográfico realizado con la cámara FLIR One Pro reveló condiciones de sobrecalentamiento en tres puntos críticos del sistema de distribución.

Tablero general (TG): se detectó sobrecalentamiento en los conductores y borneras del interruptor de caja moldeada que protege el área de producción. Este hallazgo es crítico debido al estado general del tablero, que presenta falta de barra a tierra, cableado sin canalizar, conexión de barras en desorden y ausencia de identificación del neutro. Siendo estas condiciones un riesgo operativo y de incendio.

Tablero de Distribución TD-01: Se registró sobrecalentamiento en los conductores y borneras del circuito que alimenta la lavadora industrial. Este sobrecalentamiento está asociado a un ajuste deficiente de borneras, condición que acelera la degradación del aislamiento y puede derivar en una falla eléctrica.

Tablero de distribución TD2-01: Se identificó temperatura elevada en las borneras del circuito que alimenta el chiller. Una falla en este circuito implicaría la detención del proceso de enfriamiento y pérdidas de producción considerables, dado que el chiller es un equipo crítico en la línea de producción.

7.3. Tablero general subdimensionado y con deficiencias constructivas

El tablero general presenta deficiencias adicionales al sobrecalentamiento ya descrito. El equipamiento fue redimensionado de forma informal para acomodar el crecimiento de la carga, evidenciado por la desactualización de la leyenda respecto a los circuitos actualmente instalados. Las condiciones identificadas incluyen la acumulación de polvo que compromete el aislamiento, falta de barra a tierra, barra de neutro sin identificación, conexiones de suministro ubicadas en la parte inferior de las borneras de los interruptores de caja moldeada, ajuste de borneras con sobreexposición de circuitos, y cableado sin canalizar. Estas condiciones incumplen el Código Nacional de Electricidad (CNE-U) y representan un riesgo operativo permanente.

7.4. Demanda máxima próxima al límite de potencia contratada

Durante el periodo de medición, el 10 de abril de 2025 se registró una demanda activa máxima de 248.48 kW, equivalente al 99.4% de la potencia contratada en Hora Punta (HP) de 250 kW. El análisis del consumo histórico revela que en junio de 2024n la demanda en HFP alcanzó 343.08 kW, representando el 98% de los 350 kW contratados. Esto implicaría que cualquier arranque simultaneo no coordinado de equipos podría generar cargos por exceso de demanda o comprometer la estabilidad del sistema por una sobrecarga.

7.5. Parámetros normativos

Los parámetros de tensión, frecuencia y distorsión armónica del suministro se encuentran dentro de los límites normativos vigentes. Las variaciones de tensión se mantuvieron en ±4%, por debajo del límite de ±5% de la NTCSE. Las variaciones de frecuencia instantánea y momentánea oscilaron entre -0.3% y +0.23%, muy por debajo del límite de ±1%. La distorsión armónica total de tensión (THD) registró valores de 2.31% a 2.47% en las tres fases, con todos los armónicos individuales dentro de sus límites respectivos según IEEE 519. Estos resultados confirman que la calidad del suministro provisto por Atria Energía es adecuada y no representa una fuente de pérdidas para la instalación.

8. PROPUESTA DE MEJORA

En base a los problemas energéticos identificados en el apartado anterior y a los cálculos técnicos desarrollados en el capítulo 6, se presentan a continuación las propuestas de mejora orientadas a optimizar el desempeño energético y la confiabilidad del sistema eléctrico de Trade Sandder Group S.A.C.

8.1. Propuesta de corrección del factor de potencia

Se propone la instalación de un banco automático de condensadores de 60 kVAR, configurado en seis pasos independientes de 10 kVAR cada uno, para operar a 380 V trifásicos y 60 Hz. Esta configuración permitirá que el controlador automático adapte la compensación a la demanda de potencia reactiva de la instalación, conectando o desconectando los pasos de acuerdo con las condiciones de operación y reduciendo el riesgo de sobrecompensación durante periodos de baja carga.

De acuerdo con el dimensionamiento desarrollado en la auditoría energética, se obtuvo una potencia reactiva requerida de 58.07 kVAR. Por ello, se selecciona la capacidad comercial inmediatamente superior, equivalente a 60 kVAR. El cálculo considera un factor de potencia inicial de 0.90, un factor de potencia objetivo de 0.97 y una demanda pico registrada de 248.48 kW. La selección definitiva deberá verificarse mediante el comportamiento de la carga y el factor de potencia durante los distintos periodos de operación de la planta.

Debido a la presencia de armónicos de orden 5 y 7 identificados en el análisis de calidad de energía, se recomienda evaluar la instalación de reactores de rechazo de armónicos en serie con cada paso del banco. Se adopta preliminarmente un porcentaje de sintonización del 4.7 %, cuya frecuencia de sintonización teórica es aproximadamente 276.8 Hz para una frecuencia de red de 60 Hz, inferior a los 300 Hz correspondientes al quinto armónico. Esta selección deberá validarse mediante el estudio de armónicos y resonancia del sistema, así como con las especificaciones del fabricante del banco y de los reactores.

8.1.1. Descripción técnica de la instalación

El banco deberá instalarse en un gabinete metálico independiente de grado de protección mínimo IP31 para instalación interior, ubicado dentro de la subestación propia o en la pared adyacente al tablero general, conectado directamente a la barra de 380 V del lado de baja tensión del transformador ABB de 630 kVA. Esta ubicación minimiza la longitud de los conductores de conexión y maximiza la efectividad de la compensación, dado que actúa aguas arriba de todos los tableros de distribución.

El controlador automático de pasos debe configurarse con un factor de potencia objetivo de 0.95 como valor mínimo de inserción del primer paso y un margen de histéresis de ±0.02 para evitar la conmutación cíclica (hunting). Cada uno de los tres pasos irá conectado en serie con su reactor de amortiguamiento de 3.60 mH por fase. El conductor de conexión desde la barra del transformador hasta el banco debe dimensionarse para la corriente total máxima de los tres pasos simultáneos; siendo esta de 30 A.

8.1.1.1. Impacto técnico

La corrección del factor de potencia de 0.90 a 0.97 permite reducir la potencia aparente requerida para suministrar una misma potencia activa. Para una demanda pico de 248.48 kW, la potencia aparente estimada disminuye de aproximadamente 276.1 kVA a 256.2 kVA, lo que representa una recuperación teórica cercana a 19.9 kVA de capacidad del sistema eléctrico.

Considerando una tensión de 380 V trifásicos y suponiendo que el factor de potencia inicial de 0.90 corresponde a la condición de demanda evaluada, la corriente estimada disminuye de aproximadamente 419 A a 389 A. Esto equivale a una reducción aproximada del 7.2 %. El resultado es una estimación teórica que deberá contrastarse con mediciones realizadas después de la implementación, debido a que la demanda pico y el factor de potencia utilizado como referencia no necesariamente corresponden al mismo instante de operación.

Asimismo, dado que las pérdidas resistivas dependen del cuadrado de la corriente, la reducción de corriente podría disminuir las pérdidas en los conductores y otros elementos resistivos del sistema. Bajo el supuesto de una resistencia constante y de condiciones de carga comparables, la reducción teórica de dichas pérdidas sería del orden del 14 %. Este valor no representa una medición directa del ahorro energético de la instalación y deberá validarse mediante mediciones posteriores.

La compensación también puede disminuir la circulación de potencia reactiva desde el suministro y contribuir a mejorar el aprovechamiento de la capacidad disponible del transformador ABB de 630 kVA.

8.1.1.2. Evaluación económica

La implementación del sistema de compensación presenta una alternativa económicamente favorable, debido a que la inversión correspondiente al banco automático de condensadores de 60 kVAR y sus componentes asociados podrá recuperarse mediante la eliminación del cargo por energía reactiva inductiva registrado en la facturación eléctrica de la empresa.

Durante el año 2024, dicho cargo ascendió aproximadamente a S/ 6,718.00, por lo que la eliminación de este concepto permitiría generar un ahorro anual que contribuiría directamente a la recuperación de la inversión realizada para la implementación del sistema de compensación.

Considerando como ahorro anual el cargo por energía reactiva evitado, estimado en aproximadamente S/ 6,718.00, y una inversión de S/ 14,938.80, incluido IGV, correspondiente al banco automático de condensadores de 60 kVAR, el periodo de retorno simple resulta de aproximadamente 26.7 meses, equivalente a 2.22 años. Este resultado indica que la recuperación de la inversión supera el primer año de operación, por lo que la viabilidad económica de la propuesta deberá evaluarse considerando la vida útil del equipo, los costos de instalación y mantenimiento, y los ahorros efectivamente obtenidos.

La evaluación económica presentada corresponde a una estimación referencial y considera el costo actualizado del banco de condensadores de 60 kVAR, incluido IGV. El cargo por energía reactiva del año 2024 se estimó a partir de los datos de facturación, considerando un factor de potencia promedio de 0.9036. Una vez implementado el sistema de compensación y alcanzado un factor de potencia igual o superior a 0.97, se espera reducir o eliminar el cargo asociado a la energía reactiva, sujeto a la estructura tarifaria aplicable al suministro y a las condiciones reales de operación. Por ello, se recomienda verificar con Atria Energía la estructura tarifaria correspondiente al punto de suministro SUM 289299 y confirmar el tratamiento del cargo por energía reactiva una vez implementada la compensación.

8.2. Propuesta de mejoras en la distribución eléctrica

El levantamiento técnico del sistema eléctrico y el análisis termográfico permitieron identificar deficiencias constructivas y operativas principalmente en el tablero general (TG) y en los tableros de distribución TD-01 y TD2-01. Estas condiciones pueden afectar la seguridad, confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico de la planta, por lo que se plantean medidas correctivas priorizadas de acuerdo con el nivel de riesgo identificado.

8.2.1. Remodelación integral del tablero general (TG)

El tablero general presenta diversas condiciones que requieren ser corregidas para mejorar la seguridad y confiabilidad de la instalación. Durante el levantamiento se identificó la ausencia de una barra de tierra, cableado sin una adecuada canalización, barra de neutro sin identificación, leyenda desactualizada respecto de los circuitos actualmente instalados, conexiones de suministro ubicadas en la parte inferior de los bornes de los interruptores de caja moldeada y condiciones de dimensionamiento que deben ser verificadas considerando el crecimiento de las cargas de la planta. Asimismo, mediante la inspección termográfica se identificó un punto de calentamiento en el interruptor principal correspondiente al área de producción.

En función de estas condiciones, se propone realizar una remodelación integral del tablero general. Como primera intervención, se plantea la instalación de una barra de tierra de cobre estañado de 40 × 5 mm, adecuadamente fijada mediante aisladores y conectada al sistema de puesta a tierra existente. La resistencia del sistema deberá ser verificada mediante telurómetro y mantenerse dentro del valor establecido por la normativa aplicable.

Asimismo, se propone ordenar y canalizar los conductores existentes mediante tubería Conduit metálica rígida o canaletas metálicas con tapa, evitando la exposición de conductores dentro del tablero y mejorando las condiciones de seguridad y mantenimiento de la instalación.

Los conductores asociados al interruptor del área de producción que presentaron condiciones de calentamiento deberán ser inspeccionados y, de ser necesario, reemplazados por conductores cuya sección sea adecuada para la corriente de diseño del circuito y las condiciones de instalación. De igual manera, se deberá realizar el ajuste de las borneras de los interruptores utilizando un torquímetro y respetando los valores de torque establecidos por el fabricante.

Como parte de la remodelación también se deberá actualizar la leyenda del tablero y el diagrama unifilar, incorporando la identificación de los circuitos actualmente instalados, tableros de destino, protecciones y secciones de conductores. Esta actualización permitirá disponer de información confiable para las futuras actividades de operación y mantenimiento.

Adicionalmente, se propone disponer de una barra de neutro correctamente identificada y diferenciada de la barra de tierra, así como revisar la disposición de las conexiones de los interruptores de caja moldeada para mejorar las condiciones de seguridad durante las labores de mantenimiento.

Finalmente, luego de ejecutar las intervenciones propuestas, se recomienda realizar una nueva inspección termográfica del tablero general, con la finalidad de verificar que los puntos de calentamiento identificados inicialmente hayan sido corregidos.

8.2.2. Corrección de circuitos críticos

La inspección termográfica permitió identificar condiciones que requieren atención prioritaria en determinados circuitos de la instalación. Entre los principales puntos identificados se encuentran el interruptor principal del área de producción del tablero general, el circuito de alimentación de la lavadora industrial del TD-01 y el circuito del chiller del TD2-01.

En el tablero general, donde se identificó un incremento de temperatura superior a 10 °C en conductores y borneras del interruptor principal del área de producción, se propone realizar el ajuste de las conexiones, verificar la capacidad del interruptor respecto a la carga conectada y evaluar el reemplazo de los conductores cuando su sección no resulte adecuada para la corriente de diseño.

En el TD-01, el circuito correspondiente a la lavadora industrial presentó sobrecalentamiento en las borneras de alimentación. Se propone realizar el ajuste de las conexiones y verificar la sección de los conductores y la capacidad de la protección termomagnética respecto a la corriente nominal del equipo. Una vez ejecutadas las acciones correctivas, deberá efectuarse una nueva inspección termográfica para comprobar la reducción de la temperatura en el punto identificado.

En el TD2-01, el circuito correspondiente al chiller, que presentó una corriente medida de 22.84 A, también mostró elevación de temperatura en las borneras. Para este circuito se propone realizar el ajuste de las conexiones, verificar la sección del conductor respecto a la corriente de operación y revisar la adecuada selección de la protección termomagnética.

Adicionalmente, el análisis de caída de tensión identificó condiciones que requieren corrección en determinados circuitos. En el TD2-02, el circuito correspondiente al Compresor 2, con una corriente medida de 37.43 A, presentó una caída de tensión de 4.28 %, valor que supera el límite de 4 % considerado en el análisis. Se propone incrementar la sección del

conductor de 4 mm² a 16 mm², con el propósito de reducir la caída de tensión y mejorar las condiciones de operación del equipo.

En el mismo tablero, el circuito correspondiente al Chiller PU, con una corriente medida de 22.84 A, presentó una caída de tensión de 3.01 % utilizando un conductor de 4 mm². Como medida de mejora se propone incrementar la sección del conductor a 10 mm², con el objetivo de disponer de un mayor margen operativo, reducir las pérdidas resistivas y mejorar las condiciones de alimentación del equipo.

Las intervenciones descritas deberán priorizarse de acuerdo con el nivel de riesgo. Los trabajos asociados al tablero general, lavadora industrial y chiller del TD2-01 deberán considerarse de atención inmediata debido a los hallazgos termográficos, mientras que las modificaciones relacionadas con la sección de conductores de los circuitos del Compresor 2 y Chiller PU podrán programarse dentro del plan de mantenimiento y mejora de la instalación.

8.3. Condiciones operativas y mantenimiento

8.3.1. Plan de mantenimiento preventivo del sistema eléctrico

El plan de mantenimiento preventivo tiene como objetivo preservar la confiabilidad operativa del sistema eléctrico, prevenir fallas imprevistas, garantizar el cumplimiento normativo de las instalaciones y verificar de forma periódica el desempeño energético de los equipos instalados, incluyendo el banco de capacitores. Se estructura en tres niveles de frecuencia: mensual, semestral y anual.

8.3.1.1. Mantenimiento mensual

Las actividades de frecuencia mensual son de carácter inspectivo y no requieren la detención del sistema eléctrico. Son realizadas por el personal técnico interno de la empresa o por el responsable de mantenimiento designado.

Tabla 25
Actividades para mantenimiento preventivo mensual

N°	Actividad	Equipo / Punto	Indicador de control
1	Registro del factor de potencia	Analizador de redes / controlador del banco de capacitores	FP ≥ 0.95
2	Registro de la demanda máxima mensual	Analizador de redes / recibo de facturación	Demanda HP ≤ 250 kW / HFP ≤ 350 kW
3	Inspección visual de tableros eléctricos	TG, TD-01, TD2-01, TD2, TD1-01, TD2-02, TD2-03	Sin polvo excesivo, sin cables expuestos, puertas cerradas
4	Verificación del estado del banco de capacitores	Gabinete del banco de capacitores	Sin ruidos anómalos, piloto de operación activo, pasos conmutando correctamente
5	Verificación del estado del reactor de amortiguamiento	Gabinete del banco de capacitores	Sin sobrecalentamiento al tacto, sin olor a quemado
6	Revisión del registro de alarmas del controlador automático	Controlador del banco de capacitores	Sin alarmas activas
7	Limpieza exterior de tableros	Todos los tableros	Superficie libre de polvo y humedad.

8.3.1.2. Mantenimiento anual

El mantenimiento anual constituye la intervención más completa del plan y debe programarse durante una parada de planta o en un periodo de baja producción.

Tabla 26
Actividades para mantenimiento preventivo anual

N°	Actividad	Equipo / Punto	Indicador de control
1	Auditoría termográfica completa del sistema eléctrico	Todo el sistema	Informe termográfico con clasificación de hallazgos según severidad
2	Medición de parámetros de calidad de energía (tensión, corriente, FP, THD, demanda)	Tablero general	Registro de una semana continua con analizador de redes calibrado
3	Verificación y actualización de diagramas unifilares	Sistema eléctrico completo	Diagramas actualizados y firmados por profesional habilitado
4	Revisión y prueba funcional del banco automático de capacitores	Banco de capacitores	Conmutación correcta de los tres pasos, FP resultante ≥ 0.95
5	Medición de la capacitancia real de los condensadores	Banco de capacitores	Capacitancia ≥ 90% del valor nominal (degradación admisible: 10%)
6	Revisión del estado del transformador ABB 630 kVA	Subestación propia	Sin fugas de aceite, temperatura de operación dentro de rango, terminales sin corrosión
7	Verificación de la resistencia de puesta a tierra con telurómetro calibrado	Sistema de puesta a tierra	Resistencia ≤ 25 Ω (CNE)

8	Revisión integral del tablero general	Tablero general	Cumplimiento de los requisitos del CNE: barra a tierra, identificación de neutro, cableado canalizado, leyenda actualizada
9	Actualización del inventario de cargas eléctricas instaladas	Sistema completo	Inventario actualizado con potencia, corriente nominal y circuito de alimentación de cada equipo
10	Evaluación del desempeño energético anual (IDE)	Consumo facturado vs. línea base	IDE global dentro del rango histórico establecido; identificación de desviaciones

8.3.1.3. Condiciones operativas recomendadas

Las condiciones operativas establecen los parámetros y procedimientos que el personal de operación y producción debe respetar durante el funcionamiento normal de la planta, con el fin de preservar la eficiencia energética del sistema y evitar situaciones que puedan generar penalizaciones económicas o daños en los equipos.

a) Gestión de arranques de equipos

Dado que la demanda máxima registrada alcanzó el 99.4% de la potencia contratada en HP durante el periodo de medición, se establece el siguiente procedimiento de arranque escalonado para los equipos de mayor consumo:

Tabla 27
Gestión de arranque de equipos

Equipo	Potencia aproximada	Secuencia de arranque recomendada
Chiller	Alta	Arrancar primero, mínimo 10 minutos antes del inicio de producción

Equipo	Potencia aproximada	Secuencia de arranque recomendada
Motores de línea de producción TNT	Media-alta	Arrancar de forma individual con intervalo mínimo de 2 minutos entre cada uno
Lavadoras industriales	Media	Arrancar una vez que los motores de producción hayan alcanzado régimen estable
Iluminación y equipos auxiliares	Baja	Sin restricción de secuencia
Compresor de aire (si aplica)	Media	No arrancar simultáneamente con el chiller ni con las lavadoras

Este procedimiento reduce los picos de corriente de arranque simultáneos y evita que la demanda máxima supere los valores contratados, previniendo cargos por exceso de demanda.

b) Gestión del banco de capacitores

El banco automático de capacitores operará de forma autónoma mediante su controlador, sin intervención manual durante la operación normal. Sin embargo, se establecen las siguientes condiciones operativas:

El banco debe permanecer energizado durante todas las horas de operación de la planta, incluyendo los periodos de baja producción, dado que las cargas inductivas (motores en vacío, transformador) continúan demandando energía reactiva incluso sin carga útil.

En caso de que el controlador registre una alarma de sobretemperatura, sobrecorriente o fallo de condensador, el banco debe desconectarse manualmente y notificarse al responsable de mantenimiento de forma inmediata.

No se debe operar el banco de capacitores con alguno de sus pasos inhabilitado de forma permanente sin la revisión previa del responsable técnico, ya que esto puede descompensar el sistema y generar sobrecompensación o subcompensación reactiva.

El banco no debe energizarse ni desenergizarse más de seis veces por hora, conforme a las recomendaciones del fabricante para preservar la vida útil de los condensadores y los contactores de conmutación.

c) Condiciones de operación de circuitos críticos

Para los circuitos identificados como críticos mediante termografía (LAVADORA en TD-01 y CHILLER en TD2-01), se establecen las siguientes condiciones operativas:

Antes de energizar la lavadora industrial al inicio de cada turno, el operario debe verificar visualmente que el interruptor del tablero TD-01 no presente signos de calentamiento (coloración oscura, olor a quemado o deformación de la carcasa). En caso de observar alguna anomalía, debe notificarlo al responsable de mantenimiento y no operar el equipo hasta su revisión.

El chiller no debe operarse por encima de su carga nominal de diseño. Cualquier ampliación de la capacidad de enfriamiento requerida por el proceso productivo debe evaluarse técnicamente antes de modificar la configuración del equipo, dado que el circuito eléctrico que lo alimenta opera en condiciones de temperatura elevada.

Ambos circuitos deben ser incluidos obligatoriamente en cada inspección termográfica semestral, con registro fotográfico del punto de mayor temperatura y comparación con el registro anterior para evaluar la evolución de la condición térmica.

d) Registro y seguimiento de indicadores energéticos

Se recomienda llevar un registro mensual de los siguientes indicadores, que permitirán evaluar el desempeño energético de la instalación y verificar el impacto de las mejoras implementadas:

Tabla 28
Indicadores energéticos

Indicador	Fuente de datos	Valor de referencia	Acción si se desvía
Factor de potencia mensual	Controlador del banco / factura Atria Energía	FP ≥ 0.95	Revisar estado del banco de capacitores
Cargo por energía reactiva inductiva	Factura mensual Atria Energía	S/. 0.00	Verificar funcionamiento del banco; revisar si hay nuevas cargas inductivas
Demanda máxima HP	Factura mensual / analizador de redes	≤ 250 kW	Revisar procedimiento de arranques escalonados
Demanda máxima HFP	Factura mensual / analizador de redes	≤ 350 kW	Revisar programación de equipos en HFP
Consumo total mensual (kWh)	Factura mensual Atria Energía	≤ 66,168.87 kWh (promedio 2024)	Identificar equipos o procesos con consumo anómalo
Índice de desempeño energético (IDE)	Cálculo mensual vs. línea base	IDE entre 85% y 113% (rango histórico 2024)	Investigar causas de desviación significativa

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se determinó que el consumo histórico anual de energía eléctrica de la instalación durante el año 2024 ascendió a 794,072.81 kWh, con un costo total de S/. 393,844.88 (incluyendo IGV) y un consumo mensual promedio de 66,172.73 kWh. El comportamiento del consumo mostró variaciones estacionales con picos máximos en los meses de julio y octubre orientados por las campañas de producción, estableciéndose un Índice de Desempeño Energético (IDE) promedio global del 99.96%

- La evaluación de los parámetros de calidad de energía confirmó que los niveles de tensión (variaciones dentro del ±4%), la frecuencia (variaciones de -0.3% a +0.23%) y la Distorsión Armónica Total de tensión (THD entre 2.31% y 2.47%) se mantuvieron estrictamente dentro de las tolerancias fijadas por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y el estándar IEEE 519. Sin embargo, se identificó un bajo factor de potencia promedio mensual de 0.90, asociado a un consumo anual de energía reactiva de 376,045.46 kVARh que generó penalizaciones facturadas por S/. 6,717.28 en el periodo 2024.

- El levantamiento técnico y las inspecciones termográficas revelaron condiciones críticas de operación y deficiencias en el sistema de distribución: el Tablero General (TG) presenta sobrecalentamiento en las borneras del interruptor principal del área de producción (44.0 °C), además de falta de barra de tierra, cableado expuesto y desactualización de la leyenda. Asimismo, se registraron sobrecalentamientos por ajuste deficiente en el circuito de la lavadora industrial del TD-01 (42.3 °C) y en el chiller del TD2-01 (32.6 °C). Por otro lado, la medición de resistencia del sistema de puesta a tierra arrojó un valor de 13 Ω, cumpliendo con el límite máximo de 25 Ω exigido por el CNE-U.

- La evaluación de la caída de tensión en los circuitos derivados determinó que la mayoría cumple con los límites normativos, a excepción del circuito del Compresor 2 en el tablero TD2-02, el cual registró una caída de tensión de 4.28% (superando el límite recomendado del 4%). Para subsanar esta deficiencia, se determinó recalcular e incrementar la sección de dicho conductor de 4 mm^2 a 16 mm^2, al igual que en el circuito del Chiller PU (recalculado a 10 mm^2) para reducir pérdidas resistivas y asegurar la calidad del voltaje en bornes.
- Con base en la demanda máxima registrada de 248.48 kW y para elevar el factor de potencia desde 0.90 hasta un valor objetivo de 0.97, se calculó una potencia reactiva necesaria a compensar de 58.07 kVAR. En consecuencia, se determinó la selección comercial de un banco automático de capacitores de 60 kVAR a 380 V, estructurado en 6 pasos de 10 kVAR e integrado con reactores de amortiguamiento de 4.7% (3.60 mH por fase) para prevenir fenómenos de resonancia con los armónicos de orden 5 y 7 presentes en la red.
- Como medida correctiva y preventiva, se propone aplicar la norma ANSI/NETA MTS-2023 mediante protocolos de seguridad LOTO, limpieza integral de tableros, normalización de barrajes de cobre, reapriete dinamométrico y pruebas dieléctricas y de resistencia a tierra. Esto se complementa con un plan de mantenimiento preventivo estructurado en revisiones mensuales del factor de potencia y del banco de capacitores, así como inspecciones anuales profundas que incluyen auditorías termográficas, mediciones de calidad de energía y la actualización de diagramas unifilares para garantizar la confiabilidad operativa del sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Badea, N., & Ștefănescu, V. (2020). Evaluation of harmonic effects on the power system distribution. *The Annals of "Dunarea de Jos" University of Galati. Fascicle III, Electrotechnics, Electronics, Automatic Control and Informatics*, *43*(1), 10–18. https://doi.org/10.35219/eeaci.2020.1.02

Carreira, D., Marques, G. D., & Sousa, D. M. (2014, June). Hybrid energy storage system joining batteries and supercapacitors. *2014 IEEE 5th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2014*. https://doi.org/10.1109/PEDG.2014.6878712

Cogollo, S. (2016). *Fundamentals of Filter Theory*. www.lalibreria.upv.es

De la Rosa, Francisco. (2006). *Harmonics and power systems*. CRC\Taylor & Francis.

Ewald F. Fuchs, & Mohammad A.S. Masoum. (2023). *Power Quality in Power Systems, Electrical Machines, and Power-Electronic Drives* (Third). AcademicPress.

Holguin, M., & Gomezcoello, M. (2010). *Análisis de calidad de energía eléctrica en el "Nuevo Campus" de la Universidad Politécnica Salesiana.* [Universidad Politécnica Salesiana]. https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/2110

Hussein Mohamed El-eissawi Fathi, B., & Zaher Ayad G Abdel Salam, M. N. (2012). *Power Quality Assessment* [Al-Azhar University]. https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/45/024/45024023.pdf

Kluczek, A., & Olszewski, P. (2017). Energy audits in industrial processes. *Journal of Cleaner Production*, *142*, 3437–3453. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.10.123

Kovernikova, L. I. (2020). Analysis of resonance modes at harmonic frequencies in high-voltage networks. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, *18*, 391–396. https://doi.org/10.24084/repqj18.355

Máša, V., Stehlík, P., Touš, M., & Vondra, M. (2018). Key pillars of successful energy saving projects in small and medium industrial enterprises. *Energy*, *158*, 293–304. https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.018

Mikkili, S., & Panda, A. K. (2015). Power Quality Issues: Current Harmonics. In *Power Quality Issues: Current Harmonics*. CRC Press. https://doi.org/10.1201/9781315222479

Muc, A., & Iwaszkiewicz, J. (2020). Fast charging systems for supercapacitors – circuit solutions and comparative study. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, *18*, 700–705. https://doi.org/10.24084/repqj18.474

Nagaveni, P., Siva Ram Kumar, M., Nivetha, M., Amudha, A., & Emayavaramban, G. (2019). Electrical energy audit –an experience in a small scale textile mill. *International Journal of Innovative Technology and Exploring Engineering*, *8*(10), 4102–4107. https://doi.org/10.35940/ijitee.J9623.0881019

Oliveira, R. A. de, & Bollen, M. H. J. (2023). Deep learning for power quality. In *Electric Power Systems Research* (Vol. 214). Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108887

Oommen, J. G., Roy, N. S., & Brittoraj, R. D. (2024). Exploring the Landscape of Energy Audits: A Bibliometric Analysis. *International Journal of Energy Economics and Policy*, *14*(1), 31–36. https://doi.org/10.32479/ijeep.15087

Osamah Saleh Al-duaij, E. (2015). Harmonics Effects in Power System. *Journal of Engineering Research and Applications Www.Ijera.Com*, *5*(2), 1–19. www.ijera.com

Pouriman, A. (2021). *Harmonics in Transmission Lines* [Graz University of Technology]. https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/83b7d5e5-91ff-43e4-aa7a-6aa30ac5c9f1/Master_abgeschlossen/Master_thesis_final_.pdf

Racewicz, S., & Rokicki, M. (2019). ANALYSIS OF HARMONICS REDUCTION METHOD SELECTION FOR TRANSFORMER SUBSTATION. *Technical Sciences*, *2019/2020*. https://doi.org/10.31648/ts.5331

Rojas Cubides, H. E., Rivas Trujillo, E., & Jaramillo Matta, A. A. (2014). Aspectos técnicos y normativos para el monitoreo y medición de armónicos TT - Technical and Regulatory Aspects for Monitoring and Measurement of Harmonics. *Ingeniería*, *19*(2), 129–146. http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0121-750X2014000200008&lang=es

Verstina, N., Solopova, N., Taskaeva, N., Meshcheryakova, T., & Shchepkina, N. (2022). A New Approach to Assessing the Energy Efficiency of Industrial Facilities. *Buildings*, *12*(2). https://doi.org/10.3390/buildings12020191

Wilde, T. (2007). *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia* (R. Navarro, Trans.; Sexta). PearsonEducation.

Wildi, T. (2014). *Electrical machines, drives, and power systems* (Sixth). Pearson.

ANEXOS

Anexo 1: Facturas de energía eléctrica del año 2024

atria energía

DETALLE DE FACTURACIÓN

ULITEX SOLE

SUM 289299

Enero 2024

I. DATOS DEL CONSUMO

Potencia Contratada	Punto de Suministro	Socabaya 138
Potencia HP	250.00 kW	260.20 kW
Potencia HFP	350.00 kW	364.28 kW
Mínima Facturable	140.00 kW	145.71 kW

Datos de Consumo	Punto de Suministro	Socabaya 138
Máxima Demanda HP	127.68 kW	132.89 kW
Máxima Demanda HFP	264.48 kW	275.27 kW
Coincidente con SEIN	17.16 kW	17.86 kW
Energía Activa en HP	3,884.79 KWh	4,024.25 KWh
Energía Activa en HFP	46,150.86 KWh	47,807.68 KWh
Total de Energía	50,035.65 KWh	51,831.94 KWh
Energía Reactiva	24,347.01 kVARh	
Energía a nivel SST	51,046.37 KWh	

HISTORICO DE CONSUMO



II. DETALLE DE LA FACTURACIÓN

Concepto	Valor Facturable	Precio	Valor Venta
Energía y Potencia			
Potencia Activa (*)	145.71 kW	22.45 S/./kw	S/ 3,271.19
Exceso Potencia (*)	- kW	26.94 S/./kw	S/ -
Energía Activa HP (*)	4,024.26 kWh	0.15770 S/./kwh	S/ 634.63
Energía Activa HFP (*)	47,807.68 kWh	0.15770 S/./kwh	S/ 7,539.27
Exceso energía HP (*)	- kWh	0.18920 S/./kwh	S/ -
Exceso energía HFP (*)	- kWh	0.18920 S/./kwh	S/ -
		Sub Total (1):	**S/ 11,445.09**
Compensaciones de Transmisión y Distribución			
Cargo Fijo Mensual (*)			S/ 9.54
Cargo Mantenimiento			S/ 22.60
Alumbrado Público			S/ 970.09
Peaje Principal (*)	17.86 kW	34.387 S/./kw	S/ 614.15
Peaje A. Demanda 9 (*)	51,046.37 kWh	0.023500 S/./kwh	S/ 1,199.59
Peaje A. Demanda 15 (*)	51,046.37 kWh	0.002270 S/./kwh	S/ 115.88
Peaje Distribución HP (*)	110.24 kW	16.06 S/./ kw	S/ 1,770.11
Peaje Distribución HFP (*)	220.64 kW	16.51 S/./ kw	S/ 3,642.40
Reactiva Inductiva (*)	9,336.31 kVARh	0.0481 S/./kvarh	S/ 449.08
Reactiva Capacitiva (*)	- kVARh	0.0962 S/./kvarh	S/ -
		Sub Total (2):	**S/ 8,793.44**
Cargos Inafectos a IGV			
Electrificación Rural	51,831.93 KWh	0.0103 S/./kwh	S/ 533.87
FISE (Ley N° 29852)	51,831.93 KWh	0.0102 S/./kwh	S/ 528.69
		Sub Total (3):	**S/ 1,062.56**
Otros Cargos y Recálculos			
Recálculo PPI Energía Ago-23		IGV	S/ 13.29
RECÁLCULO FISE POR ACTUALIZACIÓN PPI Ago-23		EXE_IGV	S/ 13.29
RECÁLCULO FOSE POR ACTUALIZACIÓN PPI Ago-23		IGV	S/ 0.35
Intereses y Moras			
Interes Compensatorio (USD)		IGV	US$ -
Interes Moratorio (USD)		EXE_IGV	US$ -
Interes Compensatorio (PEN) Dic-23		IGV	S/ 391.33
Interes Moratorio (PEN) Dic-23		EXE_IGV	S/ 41.09

Factores de Pérdidas Medias

Concepto	Trans.	Distrib.	Total
Potencia	1.0168	1.0236	1.0408
Energía	1.0154	1.0202	1.0359

Fecha Coincidencia	26/01/24 19:45

Tipo de Cambio del mes	3.808

Indicadores Base

Index	Io	Ene-24
PPI	209.600	248.804
TC	3.426	3.808

Factor Actualización	Ene-24
Potencia	-
Energia HP	1.3193
Energia HFP	1.3193

Precios ATRIA	Base	Dic-23	Ene-24
Potencia	PBAR	21.88	21.88
Energia HP	11.65	15.01	15.37
Energia HFP	11.65	15.01	15.37
	3	28	31

Peajes	Dic-23	Ene-24	Pond.
PCSPT	33.516	33.516	33.516
CASEsi	-	-	-
CASEge	-	-	-
Area 9	2.2905	2.2905	2.2905
Area 15	0.2220	0.2220	0.2220
E. Inductiva	4.690	4.690	4.690
E. Capacitiva	9.380	9.380	9.380

(*) Se incluye recargo por FOSE (Ley N° 31429)	
Monto (S/):	487.72
Factor:	1.026

III. FACTURAS A PAGAR

FACTURA EN DOLARES (INC. IGV):	**US$**	**-**
FACTURA EN SOLES (INC. IGV):	**S/**	**25,476.27**

atria energía

DETALLE DE FACTURACIÓN

ULITEX SOLE

SUM 289299

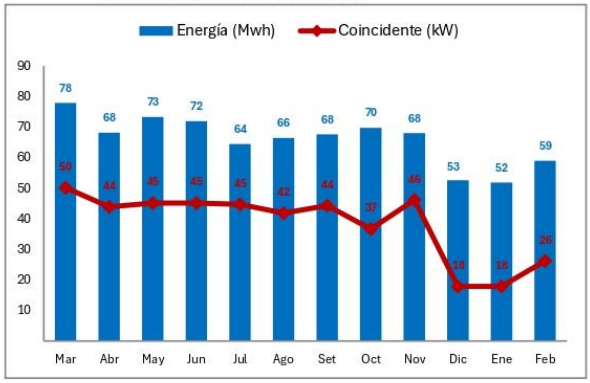
Febrero 2024

I. DATOS DEL CONSUMO

Potencia Contratada	Punto de Suministro	Socabaya 138
Potencia HP	250.00 kW	260.20 kW
Potencia HFP	350.00 kW	364.28 kW
Mínima Facturable	140.00 kW	145.71 kW

Datos de Consumo	Punto de Suministro	Socabaya 138
Máxima Demanda HP	83.64 kW	87.05 kW
Máxima Demanda HFP	283.32 kW	294.88 kW
Coincidente con SEIN	25.20 kW	26.23 kW
Energía Activa en HP	3,731.67 KWh	3,865.64 KWh
Energía Activa en HFP	53,203.83 KWh	55,113.85 KWh
Total de Energía	56,935.50 KWh	58,979.48 KWh
Energía Reactiva	27,606.39 kVARh	
Energía a nivel SST	58,085.60 KWh	

HISTORICO DE CONSUMO



II. DETALLE DE LA FACTURACIÓN

Concepto	Valor Facturable	Precio	Valor Venta
Energía y Potencia			
Potencia Activa (*)	145.71 kW	22.54 S/./kw	S/ 3,284.30
Exceso Potencia (*)	- kW	27.05 S/./kw	S/ -
Energía Activa HP (*)	3,865.64 kWh	0.15830 S/./kwh	S/ 611.93
Energía Activa HFP (*)	55,113.84 kWh	0.15830 S/./kwh	S/ 8,724.52
Exceso energía HP (*)	- kWh	0.18990 S/./kwh	S/ -
Exceso energía HFP (*)	- kWh	0.18990 S/./kwh	S/ -
		Sub Total (1):	**S/ 12,620.75**
Compensaciones de Transmisión y Distribución			
Cargo Fijo Mensual (*)			S/ 9.46
Cargo Mantenimiento			S/ 22.27
Alumbrado Público			S/ 1,003.47
Peaje Principal (*)	26.23 kW	34.385 S/./kw	S/ 901.92
Peaje A. Demanda 9 (*)	58,085.60 kWh	0.023590 S/./kwh	S/ 1,370.24
Peaje A. Demanda 15 (*)	58,085.60 kWh	0.002320 S/./kwh	S/ 134.76
Peaje Distribución HP (*)	110.24 kW	16.03 S/./ kw	S/ 1,766.79
Peaje Distribución HFP (*)	201.22 kW	16.48 S/./ kw	S/ 3,316.11
Reactiva Inductiva (*)	10,525.74 kVARh	0.0491 S/./kvarh	S/ 516.81
Reactiva Capacitiva (*)	- kVARh	0.0983 S/./kvarh	S/ -
		Sub Total (2):	**S/ 9,041.83**
Cargos Inafectos a IGV			
Electrificación Rural	58,979.49 KWh	0.0103 S/./kwh	S/ 607.49
FISE (Ley N° 29852)	58,979.49 KWh	0.0110 S/./kwh	S/ 648.77
		Sub Total (3):	**S/ 1,256.26**
Otros Cargos y Recálculos			
Recálculo PPI Energía Set-23		IGV	S/ 16.91
RECÁLCULO FOSE POR ACTUALIZACIÓN PPI Set-23		IGV	S/ 0.44
Intereses y Moras			
Interes Compensatorio (USD)		IGV	US$ -
Interes Moratorio (USD)		EXE_IGV	US$ -
Interes Compensatorio (PEN) Ene-24		IGV	S/ 349.89
Interes Moratorio (PEN) Ene-24		EXE_IGV	S/ 37.72

Factores de Pérdidas Medias

Concepto	Trans.	Distrib.	Total
Potencia	1.0168	1.0236	1.0408
Energía	1.0154	1.0202	1.0359

Fecha Coincidencia	07/02/24 20:30

Tipo de Cambio del mes	3.782

Indicadores Base

Index	Io	Feb-24
PPI	209.600	250.457
TC	3.426	3.782

Factor Actualización	Feb-24
Potencia	-
Energia HP	1.3193
Energia HFP	1.3193

Precios ATRIA	Base	Ene-24	Feb-24
Potencia	PBAR	21.88	21.88
Energia HP	11.65	15.37	15.37
Energia HFP	11.65	15.37	15.37
	3	26	29

Peajes	Ene-24	Feb-24	Pond.
PCSPT	33.516	33.368	33.383
CASEsi	-	-	-
CASEge	-	-	-
Area 9	2.2905	2.2905	2.2905
Area 15	0.2220	0.2257	0.2253
E. Inductiva	4.690	4.780	4.770
E. Capacitiva	9.380	9.560	9.540

(*) Se incluye recargo por FOSE (Ley N° 31429)	
Monto (S/):	600.97
Factor:	1.030

III. FACTURAS A PAGAR

FACTURA EN DOLARES (INC. IGV):	**US$**	**-**
FACTURA EN SOLES (INC. IGV):	**S/**	**27,289.18**

atria energía

DETALLE DE FACTURACIÓN

ULITEX SOLE

SUM 289299

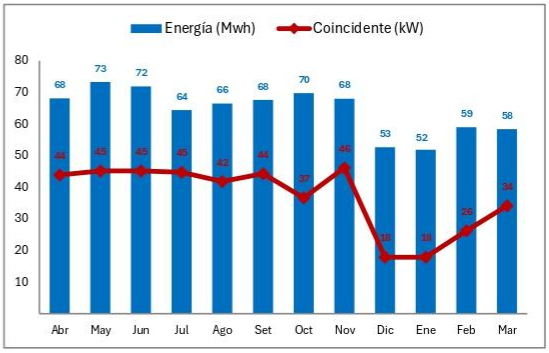
Marzo 2024

I. DATOS DEL CONSUMO

Potencia Contratada	Punto de Suministro	Socabaya 138
Potencia HP	250.00 kW	260.20 kW
Potencia HFP	350.00 kW	364.28 kW
Mínima Facturable	140.00 kW	145.71 kW

Datos de Consumo	Punto de Suministro	Socabaya 138
Máxima Demanda HP	94.40 kW	98.25 kW
Máxima Demanda HFP	296.80 kW	308.91 kW
Coincidente con SEIN	32.80 kW	34.14 kW
Energía Activa en HP	4,390.30 KWh	4,547.91 KWh
Energía Activa en HFP	51,954.40 KWh	53,819.56 KWh
Total de Energía	56,344.70 KWh	58,367.47 KWh
Energía Reactiva	28,338.90 kVARh	
Energía a nivel SST	57,482.86 KWh	

HISTORICO DE CONSUMO



II. DETALLE DE LA FACTURACIÓN

Concepto	Valor Facturable	Precio	Valor Venta
Energía y Potencia			
Potencia Activa (*)	145.71 kW	25.16 S/./kw	S/ 3,666.06
Exceso Potencia (*)	- kW	30.20 S/./kw	S/ -
Energía Activa HP (*)	4,547.91 kWh	0.18330 S/./kwh	S/ 833.63
Energía Activa HFP (*)	53,819.56 kWh	0.18330 S/./kwh	S/ 9,865.13
Exceso energía HP (*)	- kWh	0.22000 S/./kwh	S/ -
Exceso energía HFP (*)	- kWh	0.22000 S/./kwh	S/ -
		Sub Total (1):	**S/ 14,364.82**
Compensaciones de Transmisión y Distribución			
Cargo Fijo Mensual (*)			S/ 9.45
Cargo Mantenimiento			S/ 22.22
Alumbrado Público			S/ 992.85
Peaje Principal (*)	34.14 kW	34.369 S/./kw	S/ 1,173.36
Peaje A. Demanda 9 (*)	57,482.86 kWh	0.023590 S/./kwh	S/ 1,356.02
Peaje A. Demanda 15 (*)	57,482.86 kWh	0.002320 S/./kwh	S/ 133.36
Peaje Distribución HP (*)	111.04 kW	16.02 S/./ kw	S/ 1,778.47
Peaje Distribución HFP (*)	200.42 kW	16.47 S/./ kw	S/ 3,300.86
Reactiva Inductiva (*)	11,435.49 kVARh	0.0492 S/./kvarh	S/ 562.63
Reactiva Capacitiva (*)	- kVARh	0.0985 S/./kvarh	S/ -
		Sub Total (2):	**S/ 9,329.22**
Cargos Inafectos a IGV			
Electrificación Rural	58,367.47 KWh	0.0103 S/./kwh	S/ 601.18
FISE (Ley Nº 29852)	58,367.47 KWh	0.0122 S/./kwh	S/ 712.08
		Sub Total (3):	**S/ 1,313.26**
Otros Cargos y Recálculos			
Recálculo PPI Energía Oct-23		IGV	S/ 25.11
RECÁLCULO FOSE POR ACTUALIZACIÓN PPI Oct-23		IGV	S/ 0.65
Intereses y Moras			
Interes Compensatorio (USD)		IGV	US$ -
Interes Moratorio (USD)		EXE_IGV	US$ -
Interes Compensatorio (PEN) Feb-24		IGV	S/ 313.03
Interes Moratorio (PEN) Feb-24		EXE_IGV	S/ 32.38

Factores de Pérdidas Medias

Concepto	Trans.	Distrib.	Total
Potencia	1.0168	1.0236	1.0408
Energía	1.0154	1.0202	1.0359

Fecha Coincidencia	19/03/24 19:00

Tipo de Cambio del mes	3.721

Indicadores Base

Index	Io	Mar-24
PPI	248.680	251.219
TC	3.739	3.721

Factor Actualización	Mar-24
Potencia	1.0053
Energia HP	1.0051
Energia HFP	1.0051

Precios ATRIA	Base	Feb-24	Mar-24
Potencia	24.30	21.88	24.43
Energia HP	17.71	15.37	17.80
Energia HFP	17.71	15.37	17.80
	3	28	31

Peajes	Feb-24	Mar-24	Pond.
PCSPT	33.368	33.368	33.368
CASEsi	-	-	-
CASEge	-	-	-
Area 9	2.2905	2.2905	2.2905
Area 15	0.2257	0.2257	0.2257
E. Inductiva	4.78	4.78	4.78
E. Capacitiva	9.560	9.560	9.560

(*) Se incluye recargo por FOSE (Ley Nº 31429)	
Monto (S/):	657.79
Factor:	1.030

III. FACTURAS A PAGAR

FACTURA EN DOLARES (INC. IGV):	**US$**	**-**
FACTURA EN SOLES (INC. IGV):	**S/**	**29,704.37**

DETALLE DE FACTURACIÓN

ULITEX SOLE

SUM 289299

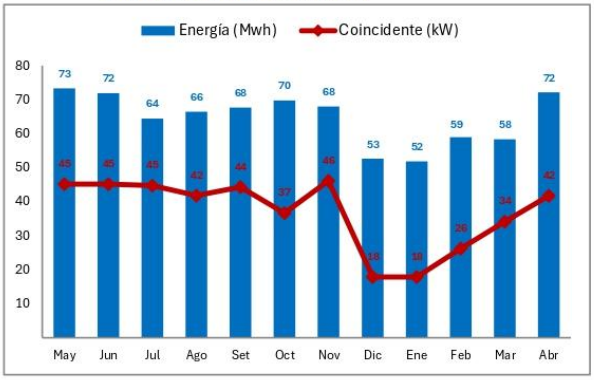
Abril 2024

I. DATOS DEL CONSUMO

Potencia Contratada	Punto de Suministro	Socabaya 138
Potencia HP	250.00 kW	260.20 kW
Potencia HFP	350.00 kW	364.28 kW
Mínima Facturable	140.00 kW	145.71 kW

Datos de Consumo	Punto de Suministro	Socabaya 138
Máxima Demanda HP	134.04 kW	139.51 kW
Máxima Demanda HFP	318.84 kW	331.85 kW
Coincidente con SEIN	40.08 kW	41.72 kW
Energía Activa en HP	5,513.67 KWh	5,711.61 KWh
Energía Activa en HFP	64,132.98 KWh	66,435.35 KWh
Total de Energía	69,646.65 KWh	72,146.97 KWh
Energía Reactiva	32,787.75 kVARh	
Energía a nivel SST	71,053.51 KWh	

HISTORICO DE CONSUMO



II. DETALLE DE LA FACTURACIÓN

Concepto	Valor Facturable	Precio	Valor Venta
Energía y Potencia			
Potencia Activa (*)	145.71 kW	25.40 S/./kw	S/ 3,701.03
Exceso Potencia (*)	- kW	30.48 S/./kw	S/ -
Energía Activa HP (*)	5,711.61 kWh	0.18510 S/./kwh	S/ 1,057.22
Energía Activa HFP (*)	66,435.36 kWh	0.18510 S/./kwh	S/ 12,297.19
Exceso energía HP (*)	- kWh	0.22210 S/./kwh	S/ -
Exceso energía HFP (*)	- kWh	0.22210 S/./kwh	S/ -
		Sub Total (1):	**S/ 17,055.44**
Compensaciones de Transmisión y Distribución			
Cargo Fijo Mensual (*)			S/ 9.45
Cargo Mantenimiento			S/ 22.21
Alumbrado Público			S/ 1,092.87
Peaje Principal (*)	41.72 kW	34.369 S/./kw	S/ 1,433.87
Peaje A. Demanda 9 (*)	71,053.51 kWh	0.023590 S/./kwh	S/ 1,676.15
Peaje A. Demanda 15 (*)	71,053.51 kWh	0.002320 S/./kwh	S/ 164.84
Peaje Distribución HP (*)	130.86 kW	16.02 S/./ kw	S/ 2,096.38
Peaje Distribución HFP (*)	183.54 kW	16.47 S/./ kw	S/ 3,022.90
Reactiva Inductiva (*)	11,893.76 kVARh	0.0492 S/./kvarh	S/ 585.17
Reactiva Capacitiva (*)	- kVARh	0.0985 S/./kvarh	S/ -
		Sub Total (2):	**S/ 10,103.84**
Cargos Inafectos a IGV			
Electrificación Rural	72,146.96 KWh	0.0103 S/./kwh	S/ 743.11
FISE (Ley N° 29852)	72,146.96 KWh	0.0113 S/./kwh	S/ 815.26
		Sub Total (3):	**S/ 1,558.37**
Otros Cargos y Recálculos			
Recálculo PPI Energía Nov-23		IGV	S/ 18.36
RECÁLCULO FISE POR ACTUALIZACIÓN PPI Nov-23		EXE_IGV	S/ 6.80
RECÁLCULO FOSE POR ACTUALIZACIÓN PPI Nov-23		IGV	S/ 0.48
Intereses y Moras			
Interes Compensatorio (USD)		IGV	US$ -
Interes Moratorio (USD)		EXE_IGV	US$ -
Interes Compensatorio (PEN) Mar-24		IGV	S/ 364.23
Interes Moratorio (PEN) Mar-24		EXE_IGV	S/ 38.77

Factores de Pérdidas Medias

Concepto	Trans.	Distrib.	Total
Potencia	1.0168	1.0236	1.0408
Energía	1.0154	1.0202	1.0359

Fecha Coincidencia	24/04/24 18:45

Tipo de Cambio del mes	3.752

Indicadores Base

Index	Io	Abr-24
PPI	248.680	251.468
TC	3.739	3.752

Factor Actualización	Abr-24
Potencia	1.0148
Energia HP	1.0147
Energia HFP	1.0147

Precios ATRIA	Base	Mar-24	Abr-24
Potencia	24.30	24.43	24.66
Energia HP	17.71	17.80	17.97
Energia HFP	17.71	17.80	17.97
	3	27	30

Peajes	Mar-24	Abr-24	Pond.
PCSPT	33.368	33.368	33.368
CASEsi	-	-	-
CASEge	-	-	-
Area 9	2.2905	2.2905	2.2905
Area 15	0.2257	0.2257	0.2257
E. Inductiva	4.78	4.78	4.78
E. Capacitiva	9.560	9.560	9.560

(*) Se incluye recargo por FOSE (Ley N° 31429)	
Monto (S/):	759.71
Factor:	1.030

III. FACTURAS A PAGAR

FACTURA EN DOLARES (INC. IGV):	**US$**	**-**
FACTURA EN SOLES (INC. IGV):	**S/**	**34,103.91**

atria energía

DETALLE DE FACTURACIÓN

ULITEX SOLE

SUM 289299

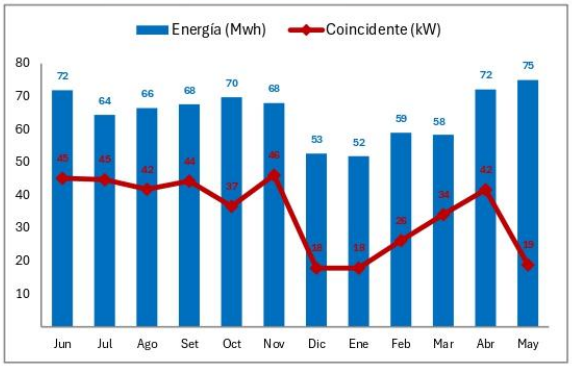
Mayo 2024

I. DATOS DEL CONSUMO

Potencia Contratada	Punto de Suministro	Socabaya 138
Potencia HP	250.00 kW	260.20 kW
Potencia HFP	350.00 kW	364.28 kW
Mínima Facturable	140.00 kW	145.71 kW

Datos de Consumo	Punto de Suministro	Socabaya 138
Máxima Demanda HP	90.36 kW	94.05 kW
Máxima Demanda HFP	312.84 kW	325.60 kW
Coincidente con SEIN	18.12 kW	18.86 kW
Energía Activa en HP	5,404.29 KWh	5,598.30 KWh
Energía Activa en HFP	66,988.29 KWh	69,393.17 KWh
Total de Energía	72,392.58 KWh	74,991.47 KWh
Energía Reactiva	35,520.51 kVARh	
Energía a nivel SST	73,854.91 KWh	

HISTORICO DE CONSUMO



II. DETALLE DE LA FACTURACIÓN

Concepto	Valor Facturable	Precio	Valor Venta
Energía y Potencia			
Potencia Activa (*)	145.71 kW	25.41 S/./kw	S/ 3,702.49
Exceso Potencia (*)	- kW	30.49 S/./kw	S/ -
Energía Activa HP (*)	5,598.30 kWh	0.18520 S/./kwh	S/ 1,036.81
Energía Activa HFP (*)	69,393.17 kWh	0.18520 S/./kwh	S/ 12,851.62
Exceso energía HP (*)	- kWh	0.22230 S/./kwh	S/ -
Exceso energía HFP (*)	- kWh	0.22230 S/./kwh	S/ -
		Sub Total (1):	**S/ 17,590.92**
Compensaciones de Transmisión y Distribución			
Cargo Fijo Mensual (*)			S/ 9.44
Cargo Mantenimiento			S/ 22.21
Alumbrado Público			S/ 1,073.66
Peaje Principal (*)	18.86 kW	38.441 S/./kw	S/ 725.00
Peaje A. Demanda 9 (*)	73,854.91 kWh	0.019880 S/./kwh	S/ 1,468.24
Peaje A. Demanda 15 (*)	73,854.91 kWh	0.001920 S/./kwh	S/ 141.80
Peaje Distribución HP (*)	130.86 kW	15.95 S/./ kw	S/ 2,087.83
Peaje Distribución HFP (*)	184.98 kW	16.40 S/./ kw	S/ 3,033.39
Reactiva Inductiva (*)	13,802.74 kVARh	0.0486 S/./kvarh	S/ 670.81
Reactiva Capacitiva (*)	- kVARh	0.0972 S/./kvarh	S/ -
		Sub Total (2):	**S/ 9,232.38**
Cargos Inafectos a IGV			
Electrificación Rural	74,991.47 KWh	0.0103 S/./kwh	S/ 772.41
FISE (Ley N° 29852)	74,991.47 KWh	0.0114 S/./kwh	S/ 854.90
		Sub Total (3):	**S/ 1,627.31**
Otros Cargos y Recálculos			
Recálculo PPI Energía Dic-23		IGV	S/ 3.68
RECÁLCULO FOSE POR ACTUALIZACIÓN PPI Dic-23		IGV	S/ 0.10
Intereses y Moras			
Interes Compensatorio (USD)		IGV	US$ -
Interes Moratorio (USD)		EXE_IGV	US$ -
Interes Compensatorio (PEN) Abr-24		IGV	S/ 397.92
Interes Moratorio (PEN) Abr-24		EXE_IGV	S/ 42.36

Factores de Pérdidas Medias

Concepto	Trans.	Distrib.	Total
Potencia	1.0168	1.0236	1.0408
Energía	1.0154	1.0202	1.0359

Fecha Coincidencia	16/05/24 18:45

Tipo de Cambio del mes	3.741

Indicadores Base

Index	Io	May-24
PPI	248.680	251.868
TC	3.739	3.741

Factor Actualización	May-24
Potencia	1.0132
Energia HP	1.0136
Energia HFP	1.0136

Precios ATRIA	Base	Abr-24	May-24
Potencia	24.30	24.66	24.62
Energia HP	17.71	17.97	17.95
Energia HFP	17.71	17.97	17.95
	3	28	31

Peajes	Abr-24	May-24	Pond.
PCSPT	37.249	37.249	37.249
CASEsi	-	-	-
CASEge	-	-	-
Area 9	2.2905	1.9270	1.9270
Area 15	0.2257	0.1862	0.1862
E. Inductiva	4.78	4.71	4.71
E. Capacitiva	9.560	9.420	9.420

(*) Se incluye recargo por FOSE (Ley N° 31429)	
Monto (S/):	794.31
Factor:	1.032

III. FACTURAS A PAGAR

FACTURA EN DOLARES (INC. IGV):	**US$**	**-**
FACTURA EN SOLES (INC. IGV):	**S/**	**33,795.15**

DETALLE DE FACTURACIÓN

ULITEX SOLE

SUM 289299

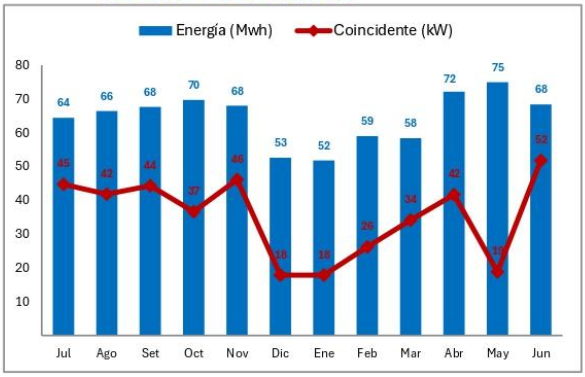
Junio 2024

I. DATOS DEL CONSUMO

Potencia Contratada	Punto de Suministro	Socabaya 138
Potencia HP	250.00 kW	260.20 kW
Potencia HFP	350.00 kW	364.28 kW
Mínima Facturable	140.00 kW	145.71 kW

Datos de Consumo	Punto de Suministro	Socabaya 138
Máxima Demanda HP	77.28 kW	80.43 kW
Máxima Demanda HFP	343.08 kW	357.08 kW
Coincidente con SEIN	49.80 kW	51.83 kW
Energía Activa en HP	4,952.40 KWh	5,130.19 KWh
Energía Activa en HFP	61,087.47 KWh	63,280.51 KWh
Total de Energía	66,039.87 KWh	68,410.70 KWh
Energía Reactiva	31,073.61 kVARh	
Energía a nivel SST	67,373.88 KWh	

HISTORICO DE CONSUMO



II. DETALLE DE LA FACTURACIÓN

Concepto	Valor Facturable	Precio	Valor Venta
Energía y Potencia			
Potencia Activa (*)	145.71 kW	26.13 S/./kw	S/ 3,807.40
Exceso Potencia (*)	- kW	31.35 S/./kw	S/ -
Energía Activa HP (*)	5,130.19 kWh	0.19050 S/./kwh	S/ 977.30
Energía Activa HFP (*)	63,280.51 kWh	0.19050 S/./kwh	S/ 12,054.94
Exceso energía HP (*)	- kWh	0.22860 S/./kwh	S/ -
Exceso energía HFP (*)	- kWh	0.22860 S/./kwh	S/ -
		Sub Total (1):	**S/ 16,839.64**
Compensaciones de Transmisión y Distribución			
Cargo Fijo Mensual (*)			S/ 9.44
Cargo Mantenimiento			S/ 22.07
Alumbrado Público			S/ 1,038.77
Peaje Principal (*)	51.83 kW	38.441 S/./kw	S/ 1,992.40
Peaje A. Demanda 9 (*)	67,373.88 kWh	0.019880 S/./kwh	S/ 1,339.39
Peaje A. Demanda 15 (*)	67,373.88 kWh	0.001920 S/./kwh	S/ 129.36
Peaje Distribución HP (*)	130.86 kW	15.94 S/./ kw	S/ 2,086.48
Peaje Distribución HFP (*)	200.10 kW	16.39 S/./ kw	S/ 3,279.27
Reactiva Inductiva (*)	11,261.65 kVARh	0.0485 S/./kvarh	S/ 546.19
Reactiva Capacitiva (*)	- kVARh	0.0970 S/./kvarh	S/ -
		Sub Total (2):	**S/ 10,443.37**
Cargos Inafectos a IGV			
Electrificación Rural	68,410.70 KWh	0.0103 S/./kwh	S/ 704.63
FISE (Ley N° 29852)	68,410.70 KWh	0.0128 S/./kwh	S/ 875.66
		Sub Total (3):	**S/ 1,580.29**
Otros Cargos y Recálculos			
Recálculo PPI Energía Ene-24		IGV	S/ 40.95
RECÁLCULO FOSE POR ACTUALIZACIÓN PPI Ene-24		IGV	S/ 1.06
Intereses y Moras			
Interes Compensatorio (USD)		IGV	US$ -
Interes Moratorio (USD)		EXE_IGV	US$ -
Interes Compensatorio (PEN) May-24		IGV	S/ 477.90
Interes Moratorio (PEN) May-24		EXE_IGV	S/ 52.13

Factores de Pérdidas Medias

Concepto	Trans.	Distrib.	Total
Potencia	1.0168	1.0236	1.0408
Energía	1.0154	1.0202	1.0359

Fecha Coincidencia	21/06/24 19:00

Tipo de Cambio del mes	3.837

Indicadores Base

Index	Io	Jun-24
PPI	248.680	252.526
TC	3.739	3.837

Factor Actualización	Jun-24
Potencia	1.0420
Energia HP	1.0423
Energia HFP	1.0423

Precios ATRIA	Base	May-24	Jun-24
Potencia	24.30	24.62	25.32
Energia HP	17.71	17.95	18.46
Energia HFP	17.71	17.95	18.46
	3	27	30

Peajes	May-24	Jun-24	Pond.
PCSPT	37.249	37.249	37.249
CASEsi	-	-	-
CASEge	-	-	-
Area 9	1.9270	1.9270	1.9270
Area 15	0.1862	0.1862	0.1862
E. Inductiva	4.71	4.70	4.70
E. Capacitiva	9.420	9.400	9.400

(*) Se incluye recargo por FOSE (Ley N° 31429)	
Monto (S/):	812.14
Factor:	1.032

III. FACTURAS A PAGAR

FACTURA EN DOLARES (INC. IGV):	**US$**	**-**
FACTURA EN SOLES (INC. IGV):	**S/**	**34,439.89**

atria energía

DETALLE DE FACTURACIÓN

ULITEX SOLE

SUM 289299

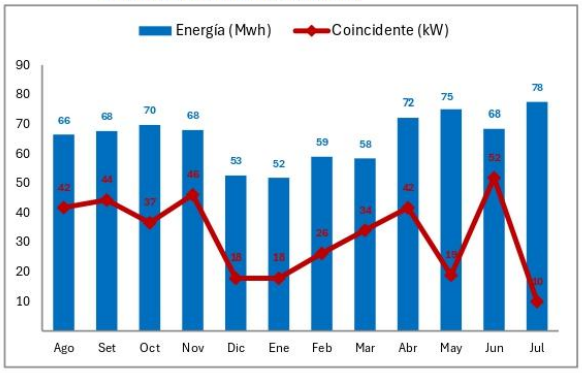
Julio 2024

I. DATOS DEL CONSUMO

Potencia Contratada	Punto de Suministro	Socabaya 138
Potencia HP	250.00 kW	260.20 kW
Potencia HFP	350.00 kW	364.28 kW
Mínima Facturable	140.00 kW	145.71 kW

Datos de Consumo	Punto de Suministro	Socabaya 138
Máxima Demanda HP	82.08 kW	85.43 kW
Máxima Demanda HFP	331.56 kW	345.09 kW
Coincidente con SEIN	9.60 kW	9.99 kW
Energía Activa en HP	4,752.30 KWh	4,922.91 KWh
Energía Activa en HFP	70,080.03 KWh	72,595.90 KWh
Total de Energía	74,832.33 KWh	77,518.82 KWh
Energía Reactiva	34,522.59 kVARh	
Energía a nivel SST	76,343.94 KWh	

HISTORICO DE CONSUMO



II. DETALLE DE LA FACTURACIÓN

Concepto	Valor Facturable	Precio	Valor Venta
Energía y Potencia			
Potencia Activa (*)	145.71 kW	25.35 S/./kw	S/ 3,693.75
Exceso Potencia (*)	- kW	30.41 S/./kw	S/ -
Energía Activa HP (*)	4,922.91 kWh	0.18470 S/./kwh	S/ 909.26
Energía Activa HFP (*)	72,595.91 kWh	0.18470 S/./kwh	S/ 13,408.46
Exceso energía HP (*)	- kWh	0.22170 S/./kwh	S/ -
Exceso energía HFP (*)	- kWh	0.22170 S/./kwh	S/ -
		Sub Total (1):	**S/ 18,011.47**
Compensaciones de Transmisión y Distribución			
Cargo Fijo Mensual (*)			S/ 9.44
Cargo Mantenimiento			S/ 22.06
Alumbrado Público			S/ 853.04
Peaje Principal (*)	9.99 kW	38.441 S/./kw	S/ 384.03
Peaje A. Demanda 9 (*)	76,343.94 kWh	0.019880 S/./kwh	S/ 1,517.72
Peaje A. Demanda 15 (*)	76,343.94 kWh	0.001920 S/./kwh	S/ 146.58
Peaje Distribución HP (*)	114.22 kW	15.94 S/./ kw	S/ 1,821.17
Peaje Distribución HFP (*)	223.10 kW	16.39 S/./ kw	S/ 3,656.20
Reactiva Inductiva (*)	12,072.89 kVARh	0.0485 S/./kvarh	S/ 585.54
Reactiva Capacitiva (*)	- kVARh	0.0970 S/./kvarh	S/ -
		Sub Total (2):	**S/ 8,995.78**
Cargos Inafectos a IGV			
Electrificación Rural	77,518.81 KWh	0.0103 S/./kwh	S/ 798.44
FISE (Ley N° 29852)	77,518.81 KWh	0.0111 S/./kwh	S/ 860.46
		Sub Total (3):	**S/ 1,658.90**
Otros Cargos y Recálculos			
Recálculo PPI Energía Feb-24		IGV	S/ 19.46
RECÁLCULO FOSE POR ACTUALIZACIÓN PPI Feb-24		IGV	S/ 0.58
Intereses y Moras			
Interes Compensatorio (USD)		IGV	US$ -
Interes Moratorio (USD)		EXE_IGV	US$ -
Interes Compensatorio (PEN) Jun-24		IGV	S/ 385.72
Interes Moratorio (PEN) Jun-24		EXE_IGV	S/ 39.26

Factores de Pérdidas Medias

Concepto	Trans.	Distrib.	Total
Potencia	1.0168	1.0236	1.0408
Energía	1.0154	1.0202	1.0359

Fecha Coincidencia	23/07/24 20:45

Tipo de Cambio del mes	3.722

Indicadores Base

Index	Io	Jul-24
PPI	248.680	252.502
TC	3.739	3.722

Factor Actualización	Jul-24
Potencia	1.0107
Energia HP	1.0107
Energia HFP	1.0107

Precios ATRIA	Base	Jun-24	Jul-24
Potencia	24.30	25.32	24.56
Energia HP	17.71	18.46	17.90
Energia HFP	17.71	18.46	17.90
	3	28	31

Peajes	Jun-24	Jul-24	Pond.
PCSPT	37.249	37.249	37.249
CASEsi	-	-	-
CASEge	-	-	-
Area 9	1.9270	1.9270	1.9270
Area 15	0.1862	0.1862	0.1862
E. Inductiva	4.7	4.70	4.70
E. Capacitiva	9.400	9.400	9.400

(*) Se incluye recargo por FOSE (Ley N° 31429)	
Monto (S/):	808.27
Factor:	1.032

III. FACTURAS A PAGAR

FACTURA EN DOLARES (INC. IGV):	**US$**	**-**
FACTURA EN SOLES (INC. IGV):	**S/**	**34,045.52**

DETALLE DE FACTURACIÓN

ULITEX SOLE

SUM 289299

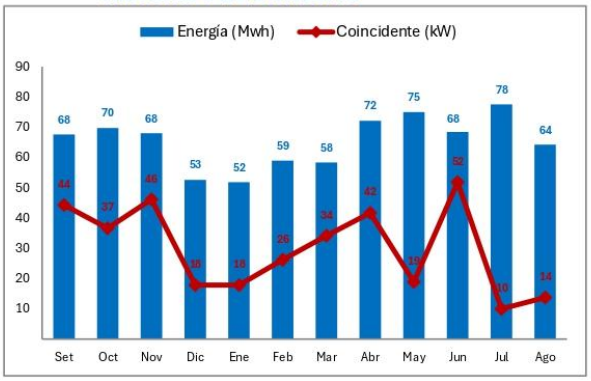
Agosto 2024

I. DATOS DEL CONSUMO

Potencia Contratada	Punto de Suministro	Socabaya 138
Potencia HP	250.00 kW	260.20 kW
Potencia HFP	350.00 kW	364.28 kW
Mínima Facturable	140.00 kW	145.71 kW

Datos de Consumo	Punto de Suministro	Socabaya 138
Máxima Demanda HP	85.08 kW	88.55 kW
Máxima Demanda HFP	308.64 kW	321.23 kW
Coincidente con SEIN	13.20 kW	13.74 kW
Energía Activa en HP	3,846.93 KWh	3,985.03 KWh
Energía Activa en HFP	58,156.68 KWh	60,244.50 KWh
Total de Energía	62,003.61 KWh	64,229.54 KWh
Energía Reactiva	29,445.45 kVARh	
Energía a nivel SST	63,256.08 KWh	

HISTORICO DE CONSUMO



II. DETALLE DE LA FACTURACIÓN

Concepto	Valor Facturable	Precio	Valor Venta
Energía y Potencia			
Potencia Activa (*)	145.71 kW	25.58 S/./kw	S/ 3,727.26
Exceso Potencia (*)	- kW	30.70 S/./kw	S/ -
Energía Activa HP (*)	3,985.04 kWh	0.18640 S/./kwh	S/ 742.81
Energía Activa HFP (*)	60,244.50 kWh	0.18640 S/./kwh	S/ 11,229.57
Exceso energía HP (*)	- kWh	0.22360 S/./kwh	S/ -
Exceso energía HFP (*)	- kWh	0.22360 S/./kwh	S/ -
		Sub Total (1):	**S/ 15,699.64**
Compensaciones de Transmisión y Distribución			
Cargo Fijo Mensual (*)			S/ 9.48
Cargo Mantenimiento			S/ 22.06
Alumbrado Público			S/ 1,020.20
Peaje Principal (*)	13.74 kW	39.707 S/./kw	S/ 545.57
Peaje A. Demanda 9 (*)	63,256.08 kWh	0.019880 S/./kwh	S/ 1,257.53
Peaje A. Demanda 15 (*)	63,256.08 kWh	0.001920 S/./kwh	S/ 121.45
Peaje Distribución HP (*)	114.22 kW	16.00 S/./ kw	S/ 1,827.06
Peaje Distribución HFP (*)	223.10 kW	16.44 S/./ kw	S/ 3,667.71
Reactiva Inductiva (*)	10,844.37 kVARh	0.0482 S/./kvarh	S/ 522.70
Reactiva Capacitiva (*)	- kVARh	0.0964 S/./kvarh	S/ -
		Sub Total (2):	**S/ 8,993.76**
Cargos Inafectos a IGV			
Electrificación Rural	64,229.53 KWh	0.0103 S/./kwh	S/ 661.56
FISE (Ley N° 29852)	64,229.53 KWh	0.0123 S/./kwh	S/ 790.02
		Sub Total (3):	**S/ 1,451.58**
Otros Cargos y Recálculos			
Recálculo PPI Potencia Mar-24		IGV	S/ 3.69
Recálculo PPI Energía Mar-24		IGV	S/ 10.51
RECÁLCULO FOSE POR ACTUALIZACIÓN PPI Mar-24		IGV	S/ 0.43
Intereses y Moras			
Interes Compensatorio (USD)		IGV	US$ -
Interes Moratorio (USD)		EXE_IGV	US$ -
Interes Compensatorio (PEN) Jul-24		IGV	S/ 420.54
Interes Moratorio (PEN) Jul-24		EXE_IGV	S/ 44.16

Factores de Pérdidas Medias

Concepto	Trans.	Distrib.	Total
Potencia	1.0168	1.0236	1.0408
Energía	1.0154	1.0202	1.0359

Fecha Coincidencia	20/08/24 18:45

Tipo de Cambio del mes	3.750

Indicadores Base

Index	Io	Ago-24
PPI	248.680	252.904
TC	3.739	3.750

Factor Actualización	Ago-24
Potencia	1.0202
Energia HP	1.0198
Energia HFP	1.0198

Precios ATRIA	Base	Jul-24	Ago-24
Potencia	24.30	24.56	24.79
Energia HP	17.71	17.90	18.06
Energia HFP	17.71	17.90	18.06
	3	28	31

Peajes	Jul-24	Ago-24	Pond.
PCSPT	37.249	38.607	38.476
CASEsi	-	-	-
CASEge	-	-	-
Area 9	1.9270	1.9270	1.9270
Area 15	0.1862	0.1862	0.1862
E. Inductiva	4.7	4.67	4.67
E. Capacitiva	9.400	9.340	9.340

(*) Se incluye recargo por FOSE (Ley N° 31429)	
Monto (S/):	733.88
Factor:	1.032

III. FACTURAS A PAGAR

FACTURA EN DOLARES (INC. IGV):	**US$**	**-**
FACTURA EN SOLES (INC. IGV):	**S/**	**31,147.48**

atria energía

DETALLE DE FACTURACIÓN

ULITEX SOLE

SUM 289299

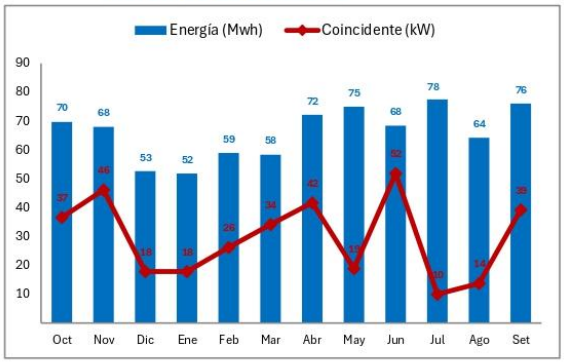
Setiembre 2024

I. DATOS DEL CONSUMO

Potencia Contratada	Punto de Suministro	Socabaya 138
Potencia HP	250.00 kW	260.20 kW
Potencia HFP	350.00 kW	364.28 kW
Mínima Facturable	140.00 kW	145.71 kW

Datos de Consumo	Punto de Suministro	Socabaya 138
Máxima Demanda HP	98.88 kW	102.91 kW
Máxima Demanda HFP	327.72 kW	341.09 kW
Coincidente con SEIN	37.68 kW	39.22 kW
Energía Activa en HP	5,279.28 KWh	5,468.81 KWh
Energía Activa en HFP	68,169.54 KWh	70,616.83 KWh
Total de Energía	73,448.82 KWh	76,085.63 KWh
Energía Reactiva	34,669.77 kVARh	
Energía a nivel SST	74,932.49 KWh	

HISTORICO DE CONSUMO



II. DETALLE DE LA FACTURACIÓN

Concepto	Valor Facturable	Precio		Valor Venta
Energía y Potencia				
Potencia Activa (*)	145.71 kW	25.42 S/./kw	S/	3,703.95
Exceso Potencia (*)	- kW	30.51 S/./kw	S/	-
Energía Activa HP (*)	5,468.80 kWh	0.18520 S/./kwh	S/	1,012.82
Energía Activa HFP (*)	70,616.83 kWh	0.18520 S/./kwh	S/	13,078.24
Exceso energía HP (*)	- kWh	0.22230 S/./kwh	S/	-
Exceso energía HFP (*)	- kWh	0.22230 S/./kwh	S/	-
		Sub Total (1):	**S/**	**17,795.01**
Compensaciones de Transmisión y Distribución				
Cargo Fijo Mensual (*)			S/	9.48
Cargo Mantenimiento			S/	22.06
Alumbrado Público			S/	1,036.99
Peaje Principal (*)	39.22 kW	39.954 S/./kw	S/	1,566.99
Peaje A. Demanda 9 (*)	74,932.49 kWh	0.019880 S/./kwh	S/	1,489.66
Peaje A. Demanda 15 (*)	74,932.49 kWh	0.001920 S/./kwh	S/	143.87
Peaje Distribución HP (*)	116.46 kW	16.00 S/./ kw	S/	1,862.89
Peaje Distribución HFP (*)	220.86 kW	16.45 S/./ kw	S/	3,633.16
Reactiva Inductiva (*)	12,635.12 kVARh	0.0482 S/./kvarh	S/	608.89
Reactiva Capacitiva (*)	- kVARh	0.0964 S/./kvarh	S/	-
		Sub Total (2):	**S/**	**10,373.99**
Cargos Inafectos a IGV				
Electrificación Rural	76,085.64 KWh	0.0103 S/./kwh	S/	783.68
FISE (Ley N° 29852)	76,085.64 KWh	0.0119 S/./kwh	S/	901.61
		Sub Total (3):	**S/**	**1,685.29**
Otros Cargos y Recálculos				
Toma de Lectura (S/):		IGV	S/	-
Recálculo PPI Potencia Abr-24		IGV	S/	5.17
Recálculo PPI Energía Abr-24		IGV	S/	18.76
RECÁLCULO FOSE POR ACTUALIZACIÓN PPI Abr-24		IGV	S/	0.72
Intereses y Moras				
Interes Compensatorio (USD)		IGV	US$	-
Interes Moratorio (USD)		EXE_IGV	US$	-
Interes Compensatorio (PEN) Ago-24		IGV	S/	491.86
Interes Moratorio (PEN) Ago-24		EXE_IGV	S/	55.33

Factores de Pérdidas Medias

Concepto	Trans.	Distrib.	Total
Potencia	1.0168	1.0236	1.0408
Energía	1.0154	1.0202	1.0359

Fecha Coincidencia	10/09/24 18:45

Tipo de Cambio del mes	3.714

Indicadores Base

Index	Io	Set-24
PPI	248.680	253.704
TC	3.739	3.714

Factor Actualización	Set-24
Potencia	1.0136
Energia HP	1.0136
Energia HFP	1.0136

Precios ATRIA	Base	Ago-24	Set-24
Potencia	24.30	24.79	24.63
Energia HP	17.71	18.06	17.95
Energia HFP	17.71	18.06	17.95
	3	27	30

Peajes	Ago-24	Set-24	Pond.
PCSPT	38.607	38.727	38.715
CASEsi	-	-	-
CASEge	-	-	-
Area 9	1.9270	1.9270	1.9270
Area 15	0.1862	0.1862	0.1862
E. Inductiva	4.67	4.67	4.67
E. Capacitiva	9.340	9.340	9.340

(*) Se incluye recargo por FOSE (Ley N° 31429)	
Monto (S/):	837.14
Factor:	1.032

III. FACTURAS A PAGAR

FACTURA EN DOLARES (INC. IGV):	**US$**	**-**
FACTURA EN SOLES (INC. IGV):	**S/**	**35,589.53**

atria energía

DETALLE DE FACTURACIÓN

ULITEX SOLE

SUM 289299

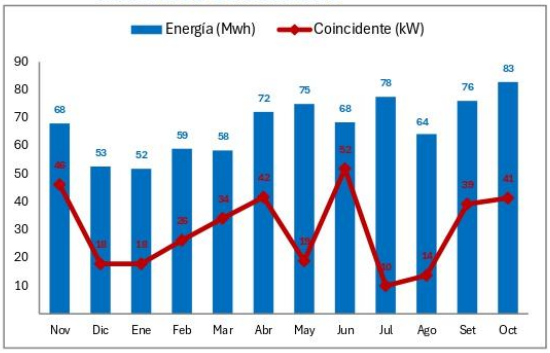
Octubre 2024

I. DATOS DEL CONSUMO

Potencia Contratada	Punto de Suministro	Socabaya 138
Potencia HP	250.00 kW	260.20 kW
Potencia HFP	350.00 kW	364.28 kW
Mínima Facturable	140.00 kW	145.71 kW

Datos de Consumo	Punto de Suministro	Socabaya 138
Máxima Demanda HP	125.04 kW	130.14 kW
Máxima Demanda HFP	322.08 kW	335.22 kW
Coincidente con SEIN	39.72 kW	41.34 kW
Energía Activa en HP	8,097.63 KWh	8,388.33 KWh
Energía Activa en HFP	71,857.74 KWh	74,437.43 KWh
Total de Energía	79,955.37 KWh	82,825.77 KWh
Energía Reactiva	37,659.60 kVARh	
Energía a nivel SST	81,570.47 KWh	

HISTORICO DE CONSUMO



II. DETALLE DE LA FACTURACIÓN

Concepto	Valor Facturable	Precio	Valor Venta
Energía y Potencia			
Potencia Activa (*)	145.71 kW	25.89 S/./kw	S/ 3,772.43
Exceso Potencia (*)	- kW	31.07 S/./kw	S/ -
Energía Activa HP (*)	8,388.34 kWh	0.18880 S/./kwh	S/ 1,583.72
Energía Activa HFP (*)	74,437.43 kWh	0.18880 S/./kwh	S/ 14,053.79
Exceso energía HP (*)	- kWh	0.22650 S/./kwh	S/ -
Exceso energía HFP (*)	- kWh	0.22650 S/./kwh	S/ -
		Sub Total (1):	**S/ 19,409.94**
Compensaciones de Transmisión y Distribución			
Cargo Fijo Mensual (*)			S/ 9.48
Cargo Mantenimiento			S/ 22.06
Alumbrado Público			S/ 1,134.54
Peaje Principal (*)	41.34 kW	39.966 S/./kw	S/ 1,652.19
Peaje A. Demanda 9 (*)	81,570.47 kWh	0.019880 S/./kwh	S/ 1,621.62
Peaje A. Demanda 15 (*)	81,570.47 kWh	0.001920 S/./kwh	S/ 156.62
Peaje Distribución HP (*)	111.96 kW	16.00 S/./ kw	S/ 1,790.91
Peaje Distribución HFP (*)	225.36 kW	16.45 S/./ kw	S/ 3,707.19
Reactiva Inductiva (*)	13,672.99 kVARh	0.0482 S/./kvarh	S/ 658.90
Reactiva Capacitiva (*)	- kVARh	0.0964 S/./kvarh	S/ -
		Sub Total (2):	**S/ 10,753.51**
Cargos Inafectos a IGV			
Electrificación Rural	82,825.76 KWh	0.0103 S/./kwh	S/ 853.11
FISE (Ley N° 29852)	82,825.76 KWh	0.0117 S/./kwh	S/ 964.92
		Sub Total (3):	**S/ 1,818.03**
Otros Cargos y Recálculos			
Recálculo PPI Potencia May-24		IGV	S/ 7.66
Recálculo PPI Energía May-24		IGV	S/ 28.50
Intereses y Moras			
Interes Compensatorio (USD)		IGV	US$ -
Interes Moratorio (USD)		EXE_IGV	US$ -
Interes Compensatorio (PEN) Set-24		IGV	S/ 373.92
Interes Moratorio (PEN) Set-24		EXE_IGV	S/ 39.26

Factores de Pérdidas Medias

Concepto	Trans.	Distrib.	Total
Potencia	1.0168	1.0236	1.0408
Energía	1.0154	1.0202	1.0359

Fecha Coincidencia	24/10/24 19:00

Tipo de Cambio del mes	3.775

Indicadores Base

Index	Io	Oct-24
PPI	248.680	254.310
TC	3.739	3.775

Factor Actualización	Oct-24
Potencia	1.0325
Energia HP	1.0327
Energia HFP	1.0327

Precios ATRIA	Base	Set-24	Oct-24
Potencia	24.30	24.63	25.09
Energia HP	17.71	17.95	18.29
Energia HFP	17.71	17.95	18.29
	3	28	31

Peajes	Set-24	Oct-24	Pond.
PCSPT	38.727	38.727	38.727
CASEsi	-	-	-
CASEge	-	-	-
Area 9	1.9270	1.9270	1.9270
Area 15	0.1862	0.1862	0.1862
E. Inductiva	4.67	4.67	4.67
E. Capacitiva	9.340	9.340	9.340

(*) Se incluye recargo por FOSE (Ley N° 31429)	
Monto (S/):	902.25
Factor:	1.032

III. FACTURAS A PAGAR

FACTURA EN DOLARES (INC. IGV):	**US$**	**-**
FACTURA EN SOLES (INC. IGV):	**S/**	**37,934.04**

atria energía

DETALLE DE FACTURACIÓN

ULITEX SOLE

SUM 289299

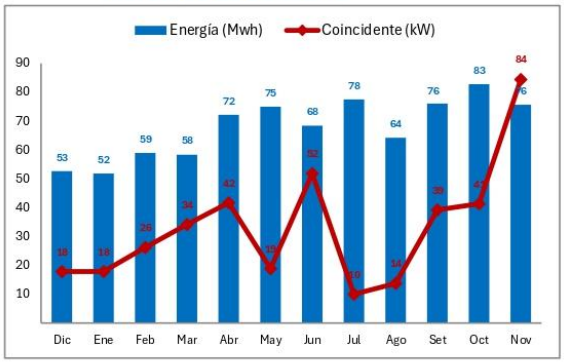
Noviembre 2024

I. DATOS DEL CONSUMO

Potencia Contratada	Punto de Suministro	Socabaya 138
Potencia HP	250.00 kW	260.20 kW
Potencia HFP	350.00 kW	364.28 kW
Mínima Facturable	140.00 kW	145.71 kW

Datos de Consumo	Punto de Suministro	Socabaya 138
Máxima Demanda HP	143.04 kW	148.88 kW
Máxima Demanda HFP	297.24 kW	309.37 kW
Coincidente con SEIN	81.12 kW	84.43 kW
Energía Activa en HP	7,771.98 KWh	8,050.99 KWh
Energía Activa en HFP	65,249.64 KWh	67,592.10 KWh
Total de Energía	73,021.62 KWh	75,643.10 KWh
Energía Reactiva	32,548.17 kVARh	
Energía a nivel SST	74,496.66 KWh	

HISTORICO DE CONSUMO



II. DETALLE DE LA FACTURACIÓN

Concepto	Valor Facturable	Precio	Valor Venta
Energía y Potencia			
Potencia Activa (*)	145.71 kW	25.72 S/./kw	S/ 3,747.66
Exceso Potencia (*)	- kW	30.86 S/./kw	S/ -
Energía Activa HP (*)	8,051.00 kWh	0.18750 S/./kwh	S/ 1,509.56
Energía Activa HFP (*)	67,592.10 kWh	0.18750 S/./kwh	S/ 12,673.52
Exceso energía HP (*)	- kWh	0.22500 S/./kwh	S/ -
Exceso energía HFP (*)	- kWh	0.22500 S/./kwh	S/ -
		Sub Total (1):	**S/ 17,930.74**
Compensaciones de Transmisión y Distribución			
Cargo Fijo Mensual (*)			S/ 9.39
Cargo Mantenimiento			S/ 22.06
Alumbrado Público			S/ 963.76
Peaje Principal (*)	84.43 kW	41.030 S/./kw	S/ 3,464.16
Peaje A. Demanda 9 (*)	74,496.66 kWh	0.019890 S/./kwh	S/ 1,481.74
Peaje A. Demanda 15 (*)	74,496.66 kWh	0.001920 S/./kwh	S/ 143.03
Peaje Distribución HP (*)	134.04 kW	15.86 S/./ kw	S/ 2,126.12
Peaje Distribución HFP (*)	203.28 kW	16.31 S/./ kw	S/ 3,314.60
Reactiva Inductiva (*)	10,641.68 kVARh	0.0487 S/./kvarh	S/ 518.36
Reactiva Capacitiva (*)	- kVARh	0.0974 S/./kvarh	S/ -
		Sub Total (2):	**S/ 12,043.22**
Cargos Inafectos a IGV			
Electrificación Rural	75,643.09 KWh	0.0103 S/./kwh	S/ 779.12
FISE (Ley N° 29852)	75,643.09 KWh	0.0127 S/./kwh	S/ 959.15
		Sub Total (3):	**S/ 1,738.27**
Otros Cargos y Recálculos			
Intereses y Moras			
Interes Compensatorio (USD)		IGV	US$ -
Interes Moratorio (USD)		EXE_IGV	US$ -
Interes Compensatorio (PEN) Oct-24		IGV	S/ 440.65
Interes Moratorio (PEN) Oct-24		EXE_IGV	S/ 46.91

Factores de Pérdidas Medias

Concepto	Trans.	Distrib.	Total
Potencia	1.0168	1.0236	1.0408
Energía	1.0154	1.0202	1.0359

Fecha Coincidencia	19/11/24 20:00

Tipo de Cambio del mes	3.745

Indicadores Base

Index	Io	Nov-24
PPI	248.680	254.666
TC	3.739	3.745

Factor Actualización	Nov-24
Potencia	1.0255
Energia HP	1.0260
Energia HFP	1.0260

Precios ATRIA	Base	Oct-24	Nov-24
Potencia	24.30	25.09	24.92
Energia HP	17.71	18.29	18.17
Energia HFP	17.71	18.29	18.17
	3	27	30

Peajes	Oct-24	Nov-24	Pond.
PCSPT	39.758	39.758	39.758
CASEsi	-	-	-
CASEge	-	-	-
Area 9	1.9270	1.9270	1.9270
Area 15	0.1862	0.1862	0.1862
E. Inductiva	4.72	4.72	4.72
E. Capacitiva	9.440	9.440	9.440

(*) Se incluye recargo por FOSE (Ley N° 31429)	
Monto (S/):	898.42
Factor:	1.032

III. FACTURAS A PAGAR

FACTURA EN DOLARES (INC. IGV):	**US$**	**-**
FACTURA EN SOLES (INC. IGV):	**S/**	**37,674.41**

atria energía

DETALLE DE FACTURACIÓN

ULITEX SOLE

SUM 289299

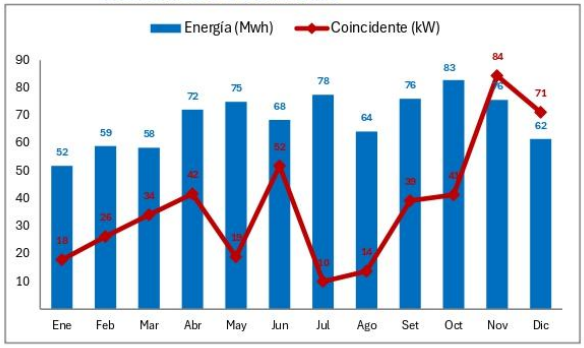
Diciembre 2024

I. DATOS DEL CONSUMO

Potencia Contratada	Punto de Suministro	Socabaya 138
Potencia HP	250.00 kW	260.20 kW
Potencia HFP	350.00 kW	364.28 kW
Mínima Facturable	140.00 kW	145.71 kW

Datos de Consumo	Punto de Suministro	Socabaya 138
Máxima Demanda HP	186.72 kW	194.34 kW
Máxima Demanda HFP	318.12 kW	331.10 kW
Coincidente con SEIN	68.40 kW	71.19 kW
Energía Activa en HP	6,833.25 KWh	7,078.56 KWh
Energía Activa en HFP	52,582.86 KWh	54,470.58 KWh
Total de Energía	59,416.11 KWh	61,549.14 KWh
Energía Reactiva	27,925.71 kVARh	
Energía a nivel SST	60,616.32 KWh	

HISTORICO DE CONSUMO



II. DETALLE DE LA FACTURACIÓN

Concepto	Valor Facturable	Precio	Valor Venta
Energía y Potencia			
Potencia Activa (*)	145.71 kW	25.95 S/./kw	S/ 3,781.17
Exceso Potencia (*)	- kW	31.15 S/./kw	S/ -
Energía Activa HP (*)	7,078.56 kWh	0.18920 S/./kwh	S/ 1,339.26
Energía Activa HFP (*)	54,470.58 kWh	0.18920 S/./kwh	S/ 10,305.83
Exceso energía HP (*)	- kWh	0.22700 S/./kwh	S/ -
Exceso energía HFP (*)	- kWh	0.22700 S/./kwh	S/ -
		Sub Total (1):	**S/ 15,426.26**
Compensaciones de Transmisión y Distribución			
Cargo Fijo Mensual (*)			S/ 9.39
Cargo Mantenimiento			S/ 22.04
Alumbrado Público			S/ 941.91
Peaje Principal (*)	71.19 kW	41.148 S/./kw	S/ 2,929.33
Peaje A. Demanda 9 (*)	60,616.32 kWh	0.020 S/./kwh	S/ 1,205.48
Peaje A. Demanda 15 (*)	60,616.32 kWh	0.002 S/./kwh	S/ 116.50
Peaje Distribución HP (*)	164.88 kW	15.862 S/./ kw	S/ 2,615.30
Peaje Distribución HFP (*)	164.76 kW	16.306 S/./ kw	S/ 2,686.51
Reactiva Inductiva (*)	10,100.88 kVARh	0.049 S/./kvarh	S/ 492.92
Reactiva Capacitiva (*)	- kVARh	0.098 S/./kvarh	S/ -
		Sub Total (2):	**S/ 11,019.38**
Cargos Inafectos a IGV			
Electrificación Rural	61,549.15 KWh	0.0103 S/./kwh	S/ 633.96
FISE (Ley N° 29852)	61,549.14 KWh	0.0137 S/./kwh	S/ 846.24
		Sub Total (3):	**S/ 1,480.20**
Otros Cargos y Recálculos			
Intereses y Moras			
Interes Compensatorio (USD)		IGV	US$ -
Interes Moratorio (USD)		EXE_IGV	US$ -
Interes Compensatorio (PEN) Nov-24		IGV	S/ 445.32
Interes Moratorio (PEN) Nov-24		EXE_IGV	S/ 46.07

Factores de Pérdidas Medias

Concepto	Trans.	Distrib.	Total
Potencia	1.0168	1.0236	1.0408
Energía	1.0154	1.0202	1.0359

Fecha Coincidencia	03/12/24 19:30

Tipo de Cambio del mes	3.770

Indicadores Base

Index	Io	Dic-24
PPI	248.680	255.289
TC	3.739	3.770

Factor Actualización	Dic-24
Potencia	1.0350
Energia HP	1.0350
Energia HFP	1.0350

Precios ATRIA	Base	Nov-24	Dic-24
Potencia	24.30	24.92	25.15
Energia HP	17.71	18.17	18.33
Energia HFP	17.71	18.17	18.33
	3	28	31

Peajes	Nov-24	Dic-24	Pond.
PCSPT	39.872	39.872	39.872
CASEsi	-	-	-
CASEge	-	-	-
Area 9	1.9270	1.9270	1.9270
Area 15	0.1862	0.1862	0.1862
E. Inductiva	4.73	4.73	4.73
E. Capacitiva	9.460	9.460	9.46

(*) Se incluye recargo por FOSE (Ley N° 31429)	
Monto (S/):	791.39
Factor:	1.032

III. FACTURAS A PAGAR

FACTURA EN DOLARES (INC. IGV):	**US$**	**-**
FACTURA EN SOLES (INC. IGV):	**S/**	**33,257.64**

Anexo 2: Cotización para banco de condensadores

DAVID MOISES SAICO ALMARAZ

Calle 9 de Diciembre 201- Cercado Arequipa – Calle Roma 112 Urb. Jorge Chávez, Paucarpata Arequipa
E-mail: davidsaico@yahoo.es davidsaico2014@gmail.com RUC 10296050917
Teléfono 051 (054) 461260 Celular 974444084 - 959660278
PROYECTOS- FABRICACIONES- MONTAJES INSTALACIONES Y COMERCIALIZACION

PROPUESTA TECNICA

De nuestra consideración:

Atendiendo vuestra amable solicitud de cotización, tenemos el agrado de presentarles nuestra mejor oferta por

PROPUESTA – ECONÓMICA

Item	*Cant.*	*Descripción*	*V. Unitario*	*V. Total*
1	01	TABLERO BANCO DE CONDENSADORES 15 KVAR	12660	12660
	1	Int. Termomagnético DPX3 32A 3P 10kA/380-415 Vac		
	1	Regulador de Pasos		
	3	Interruptor Termomagnético fijo DRX 15A 3P, - 10kA- 380/415 Vac		
	3	Condensador trifásico cilíndrico 5 kvar 400v 60hz		
	3	Contactor bob.220v		
	1	Transformador de Corriente		
	3	Porta Fusibles y Fusibles		
			Sub Total	12660.00
			IGV	2278.80
			Total S/.	14938.80

A la espera de vuestras gratas ordenes, quedamos de ustedes.

Atentamente.

Anexo 3: Norma ANSI/NETA MTS 2023

ANSI

ANSI/NETA MTS-2023

2023

ESTÁNDAR PARA

MANTENIMIENTO

ESPECIFICACIONES DE PRUEBA

PARA EQUIPOS Y SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

(Revisión de ANSI/NETA MTS-2023)

Fe de erratas para
ANSI/NETA MTS-2023
Estándar para Especificaciones de Pruebas de Mantenimiento para Equipos y sistemas de energía eléctrica

Emitido por el

Consejo de Revisión de Normas de NETA

Del

InternacionalAsociación Nacional de Pruebas Eléctricas

Hoja de corrección

Emitido el 20 de junio de 2023

Copyright© 2023 por la Asociación Nacional de Pruebas Eléctricas Internacional. Todos los derechos reservados. Publicado en 2023.

Impreso en los Estados Unidos de América.

Esta hoja de corrección puede reproducirse y distribuirse libremente para mantener la utilidad y la vigencia de la Norma subyacente. Esta hoja de corrección no puede venderse, licenciarse ni distribuirse de ninguna otra manera con fines comerciales. El contenido de esta hoja de corrección no puede modificarse.

(Revisión de ANSI/NETA MTS-2023)

Sección 7. INSPECCIONES Y PROCEDIMIENTOS DE PRUEBA

7 .23 Comunicación

·RESERVADO ·
El contenido se ha trasladado de la sección 7.24.1 a la sección 7.23.

Texto actualizado:

7 .23 Comunicación

A. Inspección visual y mecánica

1. Registre números de modelo, números de estilo, números de serie, revisiones de firmware, revisiones de software y voltaje de control nominal.
2. Inspeccione el estado físico y mecánico del equipo y el cableado.
3. Verifique el funcionamiento de diodos, pantallas y objetivos emisores de vuelo.
4. Verifique que el equipo esté limpio.
5. Verifique el ajuste de todas las conexiones.
6. Verifique el equipo y los circuitos de conexión a tierra adecuados.
7. Verifique que las baterías de respaldo estén en buen estado y conectadas.
8. Consulte con el ingeniero de configuración para conocer las actualizaciones de firmware aplicables y las retiradas de productos.
9. Verifique que la configuración y las configuraciones de la aplicación estén de acuerdo con la configuración diseñada.
10. Verifique que los dispositivos muestren la fecha y hora correctas.
11. Restablezca y borre eventos, datos de mantenimiento, datos estadísticos y alarmas de los dispositivos después de cualquier prueba.
12. Descargue o documente la configuración y la lógica de los dispositivos.

B. Pruebas eléctricas

1. Realice pruebas de medición en todas las entradas analógicas y verifique los valores de medición en la interfaz hombre-máquina (HMI) y en terminales remotos.
2. Verifique el funcionamiento de todas las entradas digitales habilitadas.
3. Verifique el funcionamiento de todas las salidas digitales operando el dispositivo controlado.
4. Compruebe que todos los vínculos de comunicación estén operativos y pruebe las conmutaciones

por error de funcionamiento de los vínculos de comunicación redundantes.

5. Verifique el funcionamiento de todas las funciones lógicas internas, incluido el etiquetado, los bloqueos y el control local / remoto.
6. Verifique los puntos de alarma y estado.
7. Verifique la configuración y el funcionamiento de banda muerta y banda muerta cero.
8. Restablezca y borre eventos, datos de mantenimiento, datos estadísticos y alarmas de los dispositivos después de completar las pruebas.

C. Valores de prueba: visuales y mecánicos

1. Los diodos, pantallas y objetivos emisores de luz deben iluminarse.
2. El equipo debe estar limpio y operativo.
3. La configuración y la lógica deben coincidir con los archivos de configuración de ingeniería más recientes.
4. Verifique que el equipo muestre la fecha y hora correctas y que los eventos sean precisos en las horas de apisonamiento.

D. Valores de prueba - Eléctrico

1. Las lecturas de medición deben estar de acuerdo con las tolerancias publicadas por el fabricante.
2. Las entradas deben funcionar según el diseño.
3. Las salidas deben funcionar según el diseño.
4. Los enlaces de comunicación estarán operativos y los tiempos de conmutación por error se ajustarán a los datos publicados por el fabricante.
5. Las funciones lógicas internas funcionarán según el diseño.
6. Las alarmas y los estados deben ser según el diseño.
7. Las bandas muertas funcionarán de acuerdo con los datos publicados por el fabricante.
8. Las indicaciones y los datos estadísticos deben funcionar de acuerdo con los datos publicados por el fabricante.

(Revisión de ANSI/NETA MTS-2023)

Sección 7. INSPECCIONES Y PROCEDIMIENTOS DE PRUEBA

7.24.1 Reconectadores automáticos de circuitos y seccionadores de línea, reconectadores automáticos de circuitos, aceite/vacío

El contenido se ha trasladado de la Sección 7.24.2 a la Sección 7.24.1.

Texto actualizado:

7.24.2 Reconectadores automáticos de circuitos y seccionadores de línea, reconectadores automáticos de circuitos, aceite/vacío

A. Inspección visual y mecánica

Inspeccione las condiciones físicas y mecánicas.

2. Inspeccione el anclaje, la alineación y la conexión a tierra.

*3. Antes de limpiar la unidad, realice las pruebas encontradas.

4. Limpie la unidad.

5. Realice todas las operaciones mecánicas y el mantenimiento y las pruebas de alineación de contactos tanto en el reconectador como en su mecanismo de operación de acuerdo con los datos publicados por el fabricante.

6. Inspeccione las conexiones eléctricas atornilladas para ver si son de alta resistencia utilizando uno o más de los siguientes métodos:

    1. Uso de un ohmímetro de baja resistencia de acuerdo con Sección 7.24.1.B. l.

    2. Verifique la estanqueidad de las conexiones eléctricas atornilladas accesibles mediante el método de llave dinamométrica calibrada de acuerdo con los datos publicados por el fabricante o la Tabla 100.12.

    3. Realizar un levantamiento termográfico de acuerdo con la Sección 9.

Inspeccione el nivel correcto de líquido aislante.

8. Realice pruebas como izquierda.

B. Pruebas eléctricas

1. Realice mediciones de resistencia a través de conexiones atornilladas con un ohmímetro de baja resistencia de acuerdo con la Sección 7 .24. 1.A.6. l.

   Realice pruebas de resistencia de aislamiento durante un minuto en cada poste, fase a fase y fase a tierra con el reconectador cerrado y a través de cada poste con el reconectador abierto. Aplique el voltaje de acuerdo con los datos publicados por el fabricante. En ausencia de datos publicados por el fabricante, use la Tabla 100.1.

3. Realice una prueba de resistencia de contacto / polo.

*4. Realice pruebas de resistencia de aislamiento en todo el cableado de control con respecto a tierra. El potencial aplicado debe ser de 500 voltios para un cable de 300 voltios y de 1000 voltios para un cable de 600 voltios. La duración del ensayo será de un minuto. Para unidades con componentes de estado sólido, siga las recomendaciones del fabricante.

5. Retire una muestra de líquido lubricante de acuerdo con ASTM D923. La muestra se someterá a ensayo de conformidad con la norma de referencia.

   1. Voltaje de ruptura dieléctrica: ASTM Dl816
   2. Color: ASTM Dl500
   3. Condición visual: ASTM Dl524

* 6. Realice pruebas de voltaje mínimo de captación en bobinas de disparo y cierre de acuerdo con la Tabla 100.20.

* 7. Realice pruebas de factor de potencia o factor de disipación en cada polo con el reconectador abierto y en cada fase con el reconectador cerrado.

* 8. Realice pruebas de factor de potencia o factor de disipación en cada buje equipado con una toma de factor de potencia / capacitancia. En ausencia de una toma de factor de potencia/capacitancia, realice pruebas de cuello caliente. Estas pruebas deben estar de acuerdo con los datos publicados por el fabricante del equipo de prueba.

9. Realice una prueba de integridad de la botella de vacío (voltaje soportado dieléctrico) en cada botella de vacío con el reconectador en la posición abierta en estricta conformidad con los datos publicados por el fabricante.

10. Realice una prueba de voltaje dieléctrico soportado en cada fase con el reconectador cerrado y los postes no probados en tierra. El voltaje de prueba debe estar de acuerdo con los datos publicados por el fabricante. En ausencia de datos publicados por el fabricante, use la Tabla 100.19.

11. Verifique el funcionamiento de los calentadores.

12. Pruebe todas las funciones de protección de acuerdo con la Sección 7.9.

13. Pruebe toda la medición e instrumentación de acuerdo con la Sección 7.11.

14. Ensayar transformadores de instrumentos de acuerdo con la sección 7.10.

C. Valores de prueba: visuales y mecánicos

La operación mecánica y la alineación de contactos deben estar de acuerdo con los datos publicados por el fabricante. (7.24.1.A.5)

2. Compare los valores de resistencia de conexión por perno con los valores de conexiones similares. Investigue los valores que se desvían de los de conexiones atornilladas similares en más del 50 por ciento del valor más bajo. (7.24. 1.A.6. l)

3. Los niveles de torque de los pernos deben estar de acuerdo con los datos publicados por el fabricante. En la ausencia de datos publicados por el fabricante, utilice la Tabla 100.12. (7.24. 1.A.6.2)

4. Los resultados del estudio termográfico se ajustarán a la sección 9. (7.24.1.A.6.3)

5. El nivel de líquido aislante debe estar de acuerdo con las tolerancias recomendadas por el fabricante. (7 .24. 1.A. 7)

D. Valores de prueba - Eléctrico

Compare los valores de resistencia de conexión por perno con los valores de conexiones similares. Investigue los valores que se desvían de los de conexiones atornilladas similares en más del 50 por ciento del valor más bajo.

2. Los valores de resistencia al aislamiento deben estar de acuerdo con los datos publicados por el fabricante. En ausencia de datos publicados por el fabricante, use la Tabla 100.1. Se deben investigar los valores de resistencia de aislamiento inferiores a esta tabla o las recomendaciones del fabricante.

3. Los valores de caída de microhmios o milivoltios no deben exceder los altos niveles del rango normal como se indica en los datos publicados por el fabricante. Si los datos del fabricante no están disponibles, investigue los valores que se desvían de los postes adyacentes o reconectadores similares en más del 50 por ciento del valor más bajo.

4. Los valores de resistencia de aislamiento del cableado de control deben ser comparables a los resultados obtenidos anteriormente, pero no menos de dos megaohmios.

5. Los resultados de las pruebas de líquidos aislantes deben estar de acuerdo con la Tabla 100.4.

6. La captación mínima para bobinas de disparo y cierre debe cumplir con las datos publicados. En ausencia de datos publicados por el fabricante, consulte la Tabla 100.20.

7. Los valores del factor de potencia o del factor de disipación y el índice de pérdida del depósito se compararán con los datos publicados por el fabricante. En ausencia de datos publicados por el fabricante, la comparación se realizará con datos de prueba de reconectadores de circuitos o seccionadores similares o datos de fabricantes de equipos de prueba.

8. Los valores del factor de potencia o del factor de disipación y de la capacitancia deben estar dentro del diez por ciento de la clasificación de la placa de identificación para los bujes. Las pruebas de collar caliente se evalúan sobre la base de una pérdida de miliamperios / milivatios, y los resultados deben compararse con los valores de bujes similares.

9. Si se observa evidencia de angustia o falla de aislamiento al final del tiempo total de aplicación de voltaje durante la prueba de integridad de la botella de vacío, se considera que la muestra de prueba ha pasado la prueba

10. Si no se observa evidencia de deterioro o falla de aislamiento al final del total de la Tiempo de aplicación de voltaje Durante la prueba de voltaje soportado dieléctrico, se considera que la muestra de prueba ha pasado la prueba.

11. Los calentadores deben estar operativos.

12. Los resultados de las pruebas de funcionamiento del dispositivo de protección se ajustarán a lo dispuesto en la sección 7.9.

13. Los resultados de las pruebas de medición e instrumentación se ajustarán a lo dispuesto en la sección 7.11.

14. Los resultados de las pruebas de transformadores de medida se ajustarán a lo dispuesto en la sección 7. 10.

ANSI/NETA MTS-2023

ESTÁNDAR NACIONAL ESTADOUNIDENSE

ESTÁNDAR PARA ESPECIFICACIONES DE PRUEBAS DE MANTENIMIENTO para equipos y sistemas de energía eléctrica

Secretaría
NETA (Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas)

NETA.

Aprobado por
Instituto Nacional Americano de Estándares

- Esta página se dejó en blanco intencionalmente -

Americano Estándar nacional

La aprobación de una norma nacional estadounidense requiere la verificación por parte de ANSI de que el desarrollador de las normas ha cumplido con los requisitos de debido proceso, consenso y otros criterios para la aprobación.

El consenso se establece cuando, a juicio de la Junta de Revisión de Normas de ANSI, se ha llegado a un acuerdo sustancial por parte de intereses directa y materialmente afectados. Un acuerdo sustancial significa mucho más que una mayoría simple, pero no necesariamente unanimidad. El consenso requiere que se consideren todos los puntos de vista y objeciones, y que se haga un esfuerzo concertado para resolverlos.

El uso de los Estándares Nacionales Estadounidenses es completamente voluntario; Su existencia no impide en ningún aspecto que nadie, haya aprobado las normas o no, fabrique, comercialice, compre o utilice productos, procesos o procedimientos que no se ajusten a las normas.

El Instituto Nacional Estadounidense de Estándares no desarrolla estándares y bajo ninguna circunstancia dará una interpretación de ningún Estándar Nacional Estadounidense en nombre del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares. Las solicitudes de interpretación deben dirigirse a la secretaría o al patrocinador cuyo nombre figura en la portada de la presente norma.

Aviso de precaución: Esta Norma Nacional Americana puede ser revisada o retirada en cualquier momento. Los procedimientos del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares requieren que se tomen medidas periódicas para reafirmar, revisar o retirar este estándar. Los compradores de Estándares Nacionales Estadounidenses pueden recibir información actualizada sobre todos los estándares llamando o escribiendo al Instituto Nacional Estadounidense de Estándares.

Publicado por
InternacionalAsociación Nacional de Pruebas Eléctricas
3050 Old Centre Road, Suite 101
Portage, MI 49024
269.488.6382 FAX 269.488.6383
Sitio web: ww.netaworld.org
Correo electrónico: neta@netaworld.org
Melissa York - Directora Adjunta

Derechos de autor© 2023
Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas
Todos los derechos reservados
Impreso en los Estados Unidos de América

Ninguna parte de esta publicación puede reproducirse de ninguna forma, en un sistema de recuperación electrónica o de otro modo, sin el permiso previo por escrito del editor.

NETA.
ANSI/NET A MTS-2023

Información de derechos de autor y alteración del contenido

El estándar ANSI/NETA MTS 2023 para especificaciones de pruebas de mantenimiento para equipos y sistemas de energía eléctrica está protegido por las leyes de derechos de autor de los Estados Unidos y todos los derechos están reservados. Además, el ANSI/NETA MTS no puede ser copiado, modificado, vendido o utilizado excepto de acuerdo con dichas leyes y de la siguiente manera:

Los compradores pueden reproducir y utilizar la totalidad o una parte de la Norma ANSI/NET A MTS de 2023 para las especificaciones de pruebas de mantenimiento para equipos y sistemas de energía eléctrica, siempre que la norma ANSI/NETA MTS de 2023 para las especificaciones de pruebas de mantenimiento para equipos y sistemas de energía eléctrica esté claramente identificada por escrito como la fuente de todos esos usos o reproducciones.

2023 ANSI/NET A MTS Standard for Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems puede reproducirse y utilizarse en su totalidad o en parte con el fin de crear especificaciones de proyectos, documentación de diseño, planes de mantenimiento u otros usos similares que pretendan exigir el cumplimiento del contenido de este documento.

Las siguientes secciones de la Norma ANSI/NETA MTS de 2023 para Especificaciones de Pruebas de Mantenimiento para Equipos y Sistemas de Energía Eléctrica deben incorporarse por referencia como parte de cualquier subsección:

3. Calificaciones
4. División de responsabilidad
5. General

El usuario de este documento debe incluir las secciones anteriores con cualquier otra sección (s) reproducida de este documento.

© Derechos de autor 2023
Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas
3050 Old Centre Road, Suite 101Portage, MI 49024
Teléfono: 888.300.6382 Fax: 269.488.6383
Correo electrónico: neta@netaworld.org • Web: www.netaworld.org

Consejo de Revisión de Normas

Las siguientes personas fueron miembros del Consejo de Revisión de Normas de la NETA, que aprobó esta documento.

James G. Cialdea
Timoteo J. Cotter
Lome J. Gara
Leif Hoegberg
Dan Hook
David G. Huffman

Melissa A. York
Chasen Tedder
Ron Widup

Especificaciones de las pruebas de mantenimiento Miembros del grupo de votación

Las siguientes personas eran miembros del Ballot Pool que votó sobre este documento para su presentación al Consejo de Revisión de Estándares de NETA.

Mark Ernest Arenzana
Ken Bassett

Tom Bishop
Scott Blizard
Guy Carpino
Michel Castonguay
Dinesh Chhajer
Craig Goodwin
Paul Hartman
Kerry Heid
Bill Higinbotham

Cristóbal Rey
Dave Kreger

Pat Macarthy
Ken Morten
Jeremy Nichols
Lee Perry
Mose Ramieh Jr.
Scott Reed
Diego Robalino
Randall Sagan
Tom Sandri

Bob Sheppard
Charles Sweetser

Kiley Taylor
Howard Trinkowsky
Gary Walls
John Weber
Drew Welton
Chris Werstiuk
Juan Blanco
Jean-Pierre Wolff

NOTARIO

En ningún caso la Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas será responsable ante nadie por daños especiales, colaterales, incidentales o consecuentes en relación con o que surjan del uso de estos materiales.

Este documento está sujeto a revisión periódica y se advierte a los usuarios que obtengan la última edición. Se invita a todos los usuarios a presentar comentarios y sugerencias para que la Asociación los considere en relación con dicha revisión. Cualquier sugerencia de este tipo será revisada completamente por la Asociación después de darle al comentarista, previa solicitud, una oportunidad razonable de ser escuchado.

Este documento no debe confundirse con las especificaciones o regulaciones federales, estatales o municipales, los requisitos de seguro o los códigos de seguridad nacionales. Si bien la Asociación recomienda la referencia o el uso de este documento por parte de agencias gubernamentales y otros, el uso de este documento es puramente voluntario y no vinculante.

Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas
3050 Old Centre Road, Suite 101 • Portage, MI 49024Teléfono: 888.300.6382 Fax: 269.488.6383
Correo electrónico: neta@netaworld. org • Web: www.netaworld.org
Melissa York - Directora Adjunta

NETA.
ANSI/NET A MTS-2023

PREFACIO

(Este prólogo no forma parte de la Norma Nacional Americana ANSI/NETA MTS-2023)

La Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas (NETA) se formó en 1972 para establecer procedimientos de prueba uniformes para equipos y aparatos eléctricos. NETA ha sido un desarrollador de estándares acreditado para el Instituto Nacional Estadounidense de Estándares desde 1996. El alcance de la actividad de estándares de NETA es diferente al de IEEE, NECA, NEMA y UL. En materia de pruebas de equipos y sistemas eléctricos, NETA continúa haciendo referencia a los documentos de otros desarrolladores de estándares cuando corresponde. La revisión y actualización de NETA de los estándares publicados actualmente tiene en cuenta los estándares nacionales e internacionales. Los estándares de NETA se pueden utilizar tanto a nivel internacional como en los Estados Unidos. NETA respalda firmemente una estandarización global. Los estándares IEC, así como los estándares de consenso estadounidenses, son tomados en consideración por los grupos de votación y los comités de revisión de NETA.

Las primeras especificaciones de pruebas de mantenimiento de NETA para equipos y sistemas de energía eléctrica se publicaron en 1975. Desde 1989, se han publicado ediciones revisadas de las Especificaciones de Pruebas de Mantenimiento en 1993, 1997 y 2001.

En 2005, este documento fue aprobado por primera vez como Norma Nacional Americana. Se publicó como un estándar nacional estadounidense revisado en 201 1, 2015 y en 2019. La Norma 2023 para Especificaciones de Pruebas de Mantenimiento para Equipos y Sistemas de Energía Eléctrica es la revisión más reciente de este documento y fue aprobada como una Norma Nacional Estadounidense revisada el 6 de marzo de 2023.

El Estándar ANSI / NETA para Especificaciones de Pruebas de Mantenimiento para Equipos y Sistemas de Energía Eléctrica fue desarrollado para uso de los responsables de la operación continua de los sistemas y equipos eléctricos existentes para guiarlos en la especificación y realización de las pruebas necesarias para garantizar que estos sistemas y aparatos funcionen satisfactoriamente, minimizando el tiempo de inactividad y maximizando la esperanza de vida. Este documento ayuda a garantizar un funcionamiento seguro y confiable de los sistemas y equipos de energía eléctrica existentes. Las pruebas de mantenimiento y la comprensión de la condición del mantenimiento pueden identificar áreas problemáticas potenciales antes de que se conviertan en problemas de seguridad o problemas importantes que requieran soluciones costosas y que requieren mucho tiempo.

PREFACIO

(Este prefacio no forma parte de la Norma Nacional Americana ANSI/NETA MTS-2023)

La Asociación reconoce que las necesidades de pruebas de mantenimiento de sistemas de energía eléctrica comerciales, industriales, gubernamentales y otros varían ampliamente. Se utilizan muchos criterios para determinar qué equipo se va a probar y en qué medida.

Para ayudar al usuario a comprender mejor y navegar de manera más eficiente a través de este documento, ofrecemos la siguiente información:

Notación de cambios

El material incluido en esta edición del documento pero que no forma parte de la edición anterior está marcado con una línea vertical negra a la izquierda de la inserción del texto, la eliminación del texto o la alteración del texto.

Estructura del documento

El documento se divide en trece secciones separadas y definidas:

Sección	Descripción
Sección 1	Alcance general
Sección 2	Referencias aplicables
Sección 3	Cualificaciones de la organización y el personal de
Sección 4	División de responsabilidad
Sección 5	General
Sección 6	Estudios del sistema de energía
Sección 7	Procedimientos de inspección y prueba
Sección 8	Prueba de funcionamiento del sistema
Sección 9	Levantamiento termográfico
Sección 10	Estudio de campo electromagnético
Sección 11	Inspección de descarga parcial en línea para aparamenta
Mesas	Tablas de referencia
Apéndices	Documentos informativos

Sección 7 Estructura

La Sección 7 es el cuerpo principal del documento con información específica sobre qué hacer en relación con las pruebas de inspección y mantenimiento de equipos y sistemas de energía eléctrica. No se pretende que este documento explique cómo probar equipos o sistemas específicos.

Secuencia de pruebas e inspecciones

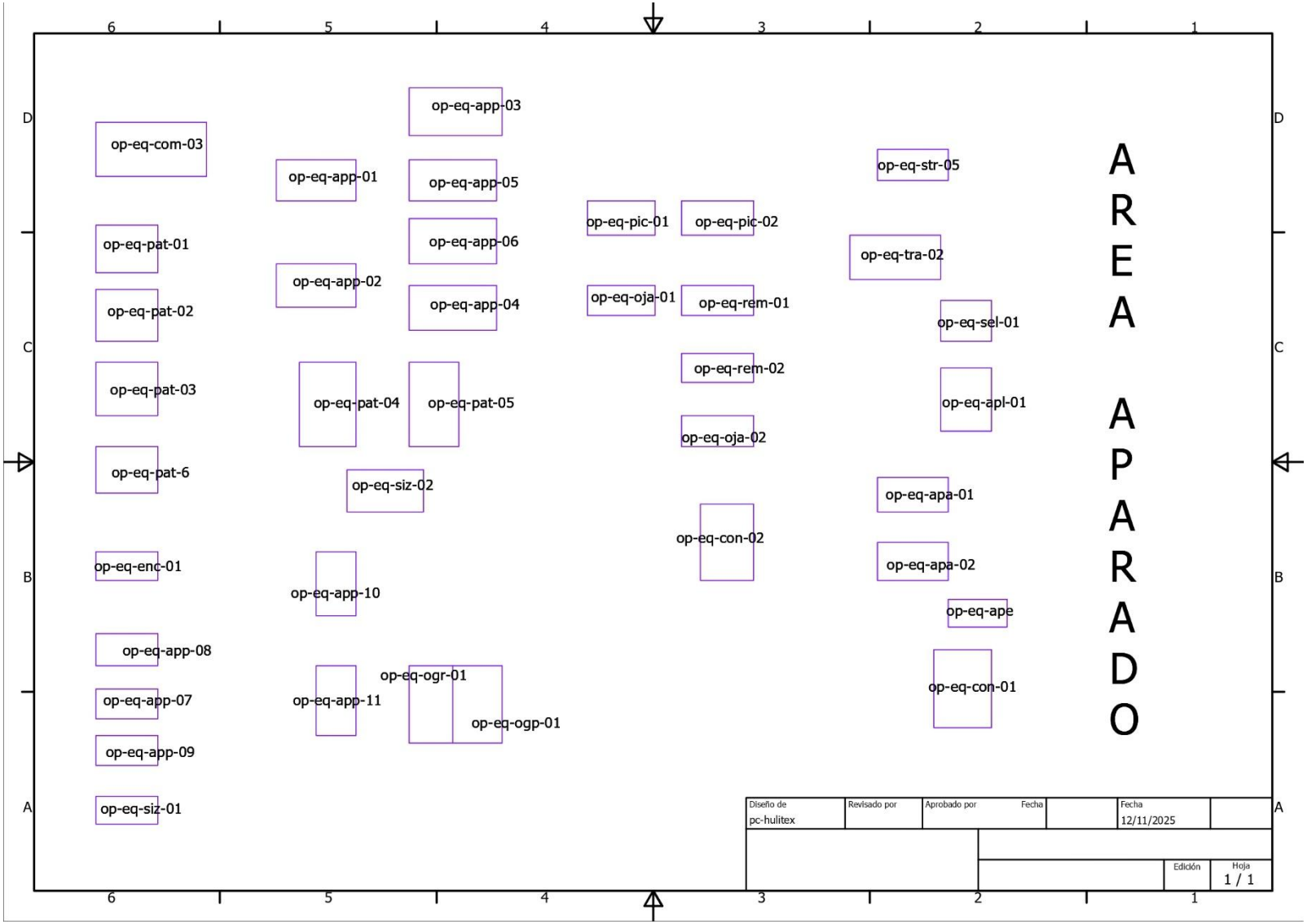
Las pruebas e inspecciones especificadas en este documento no se presentan necesariamente en orden cronológico y pueden realizarse en una secuencia diferente.

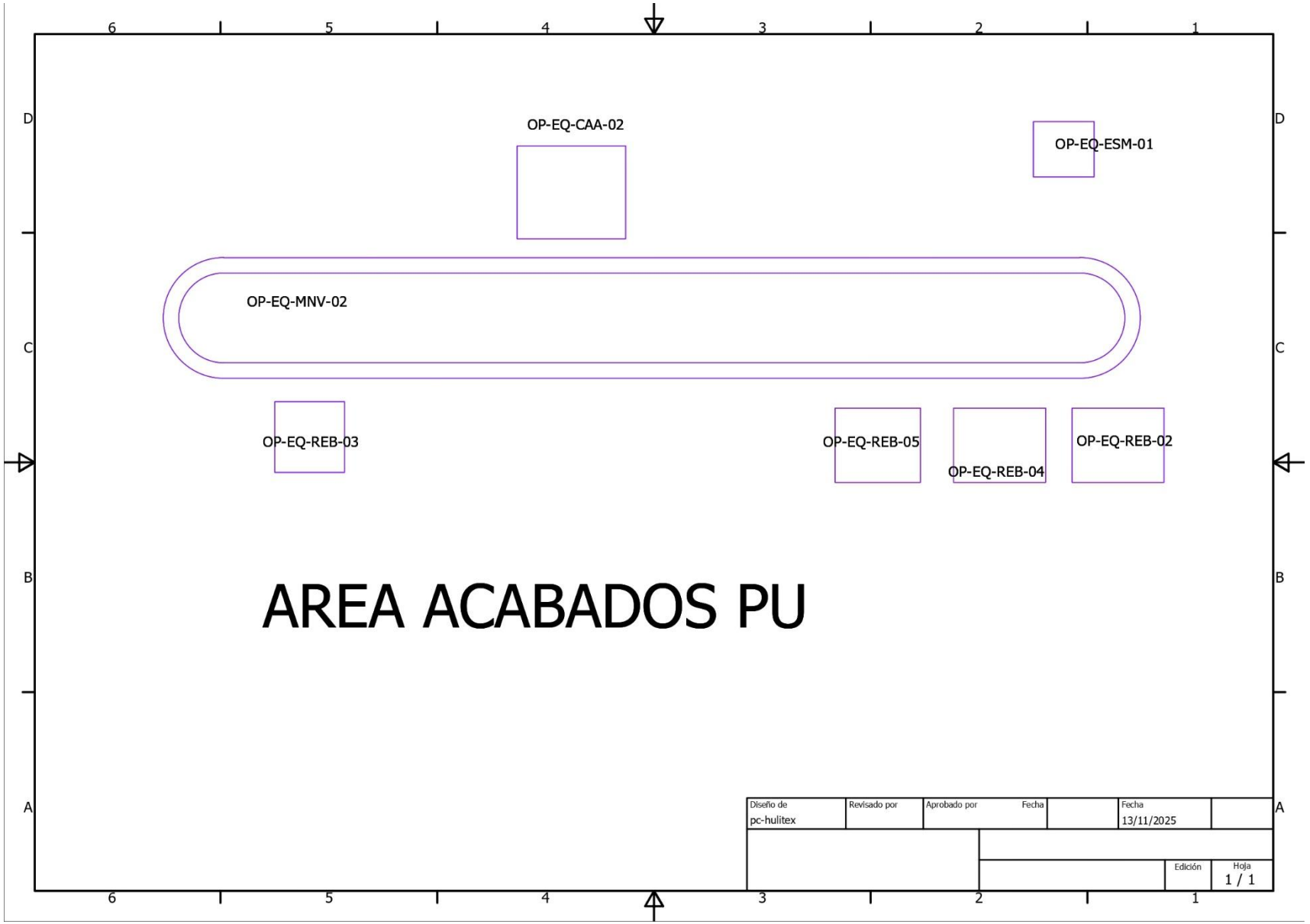
Resultados esperados de las pruebas

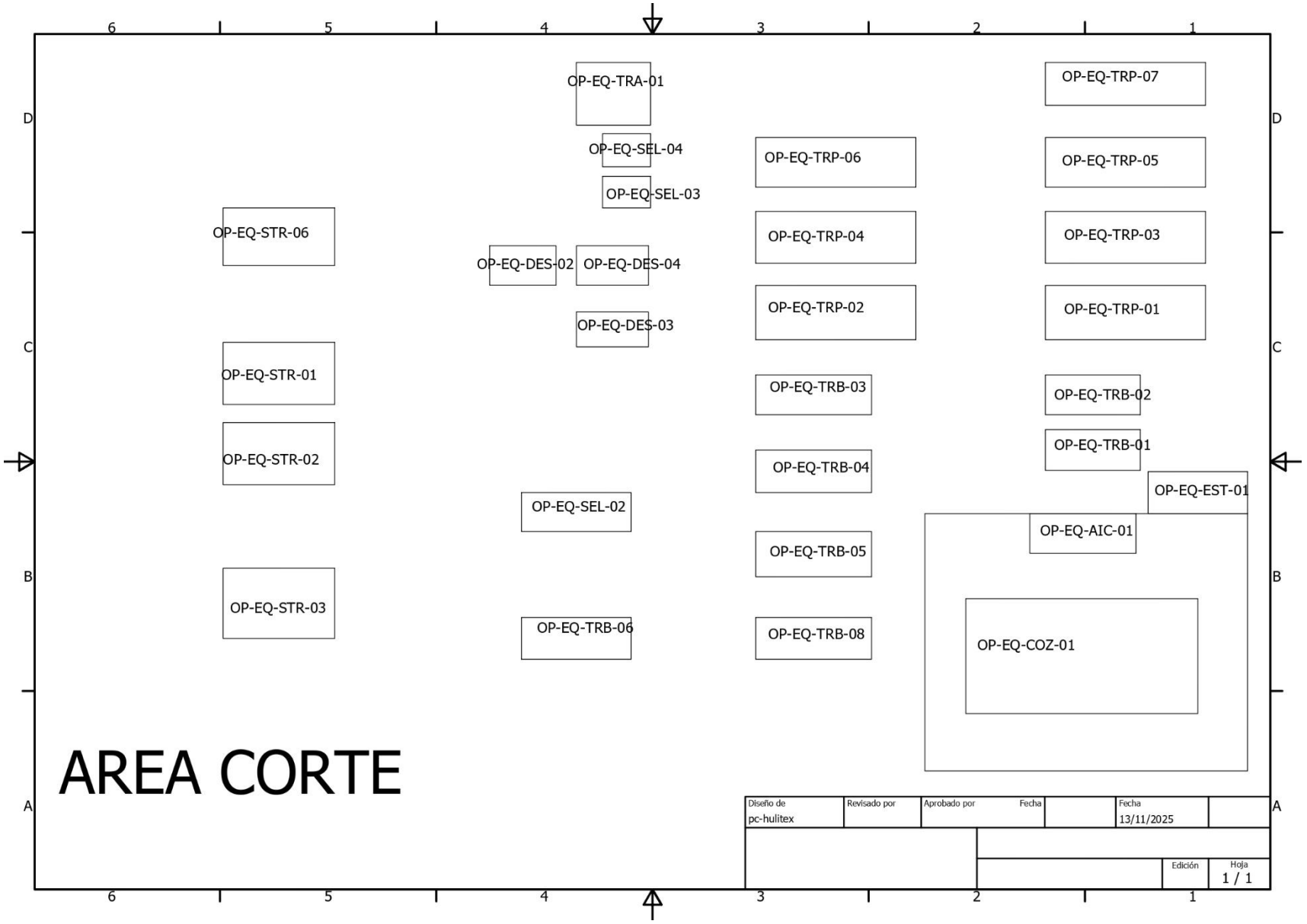
La sección 7 consta de secciones específicas para cada tipo particular de equipo. Dentro de esas secciones hay, por lo general, cuatro cuerpos principales de información:

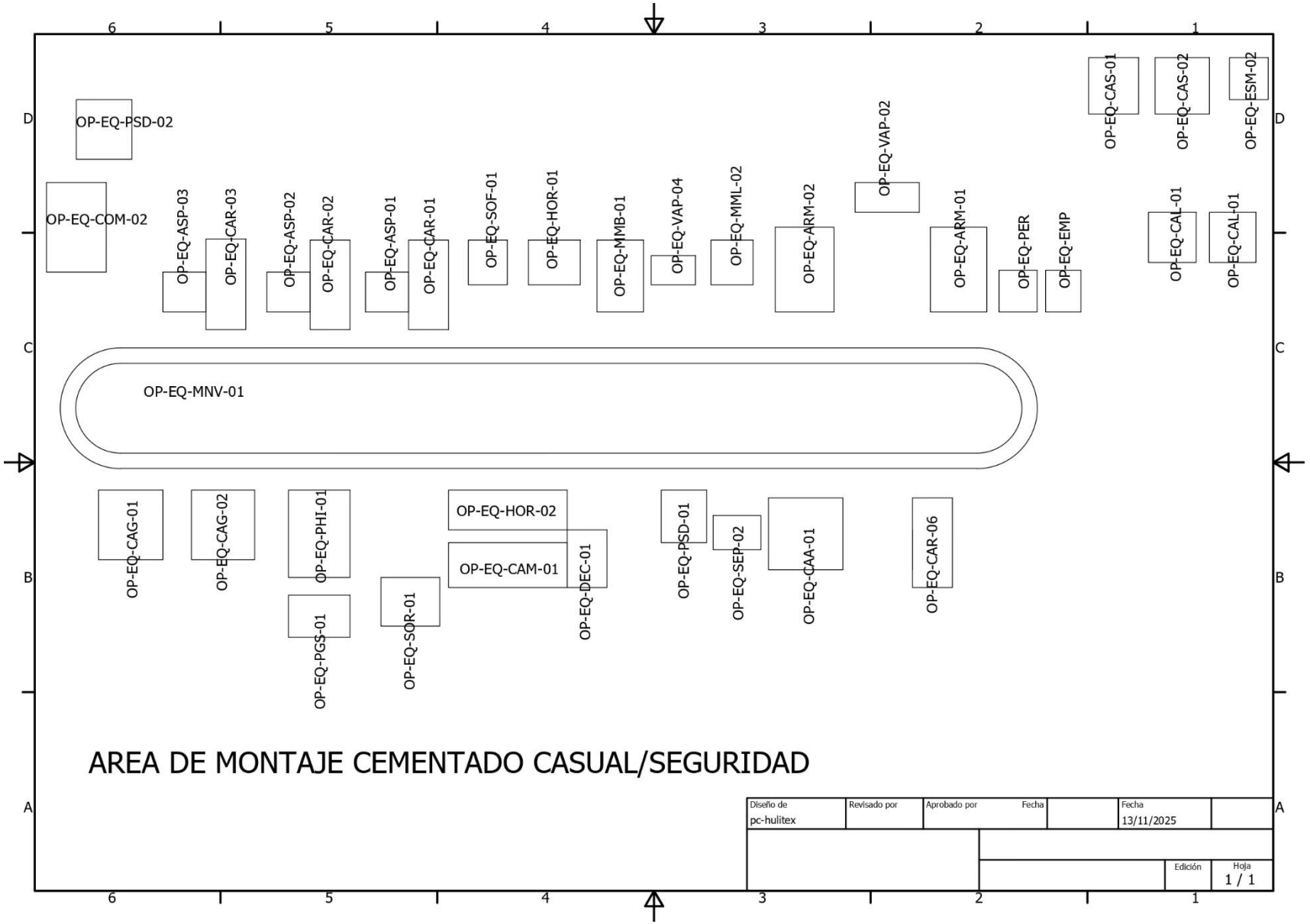
A. Inspección visual y mecánica
B. Pruebas eléctricas
C. Valores de prueba: visuales y mecánicos
D. Valores de prueba - Eléctrico

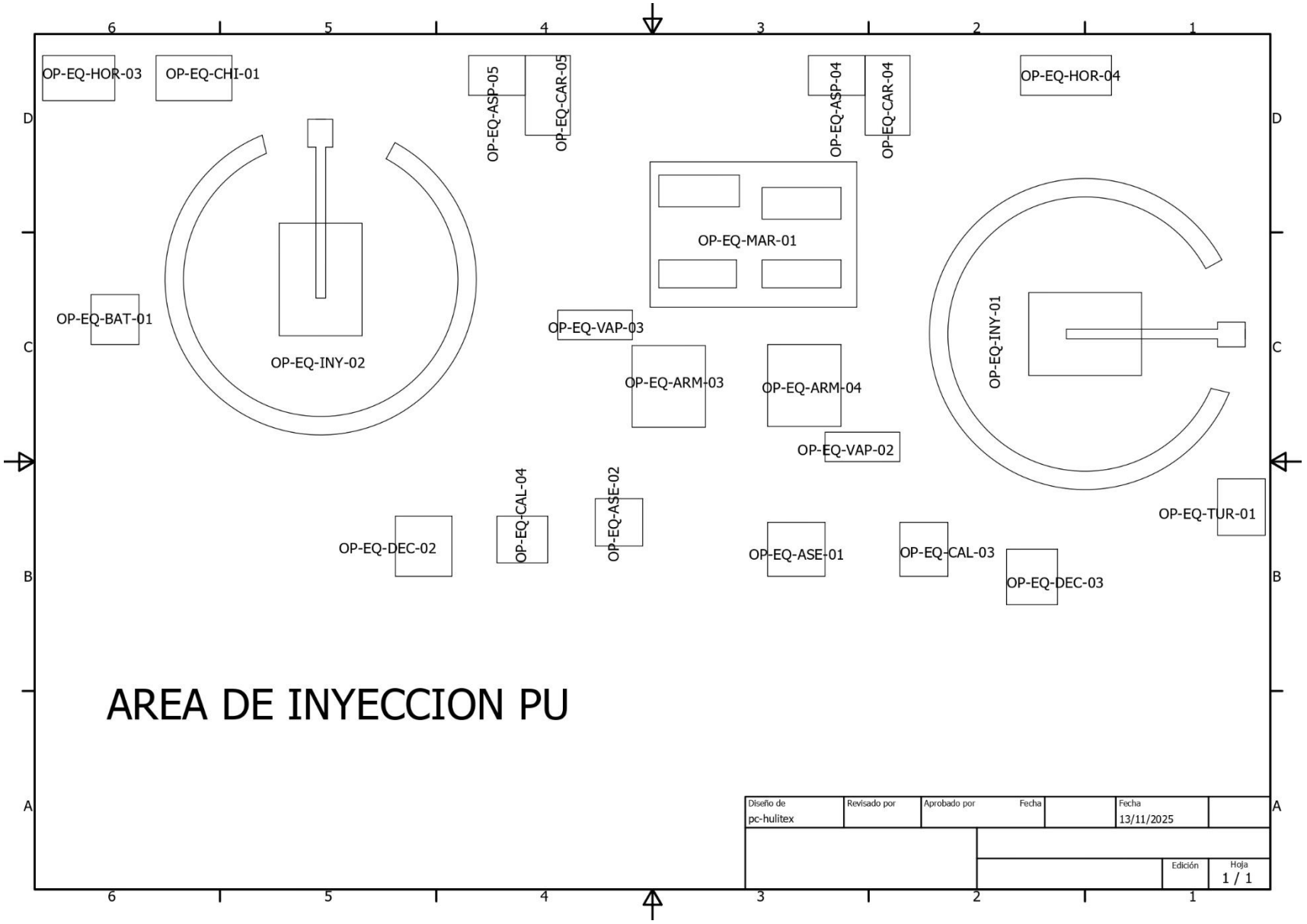
Anexo 4: Levantamiento de equipos en planta

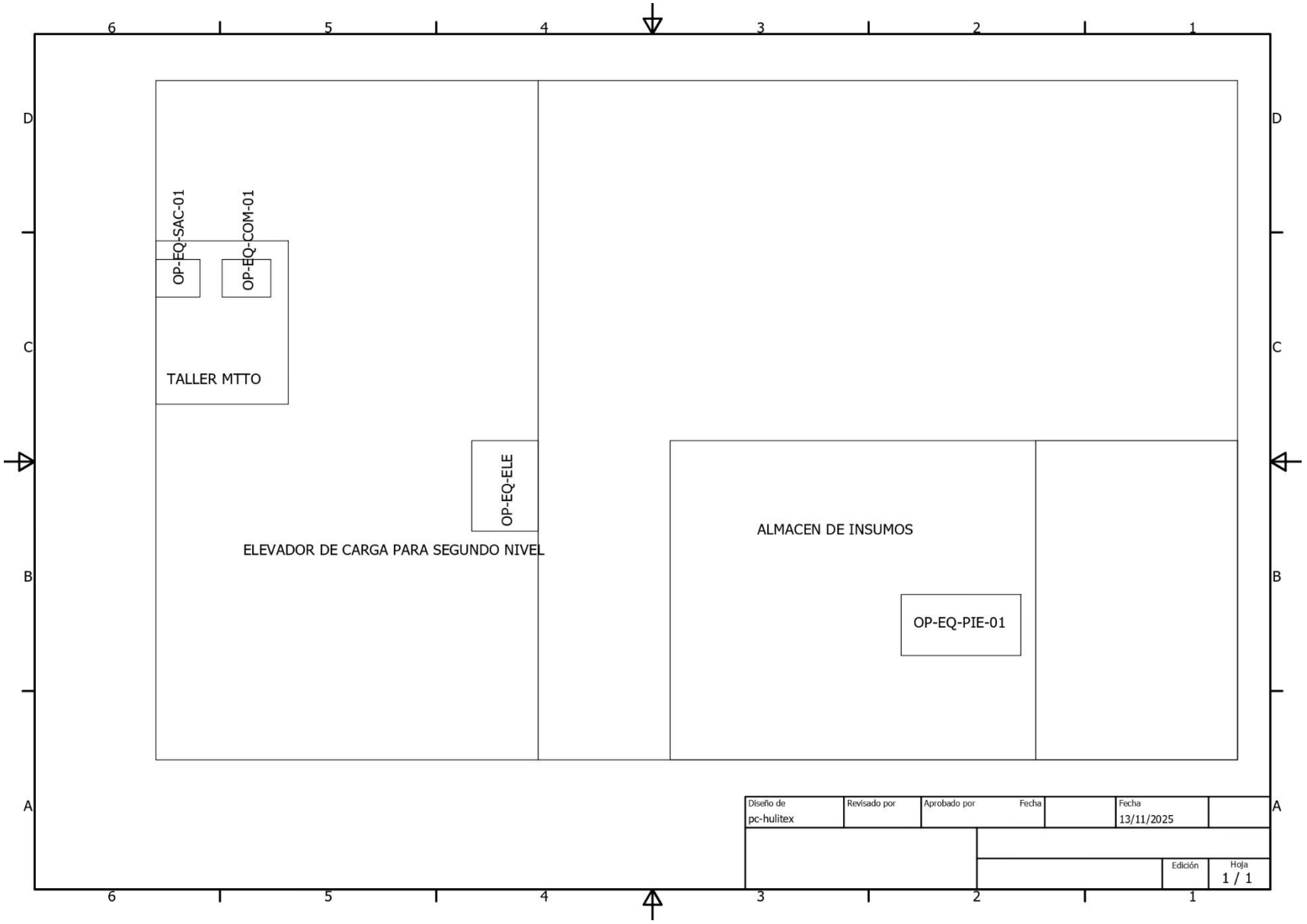



OP-EQ-CAA-02
OP-EQ-ESM-01
OP-EQ-MNV-02
OP-EQ-REB-03
OP-EQ-REB-05
OP-EQ-REB-04
OP-EQ-REB-02
AREA ACABADOS PU
Diseño de
pc-hulitex
Revisado por
Aprobado por
Fecha
Fecha
13/11/2025
Edición
Hoja
1 / 1

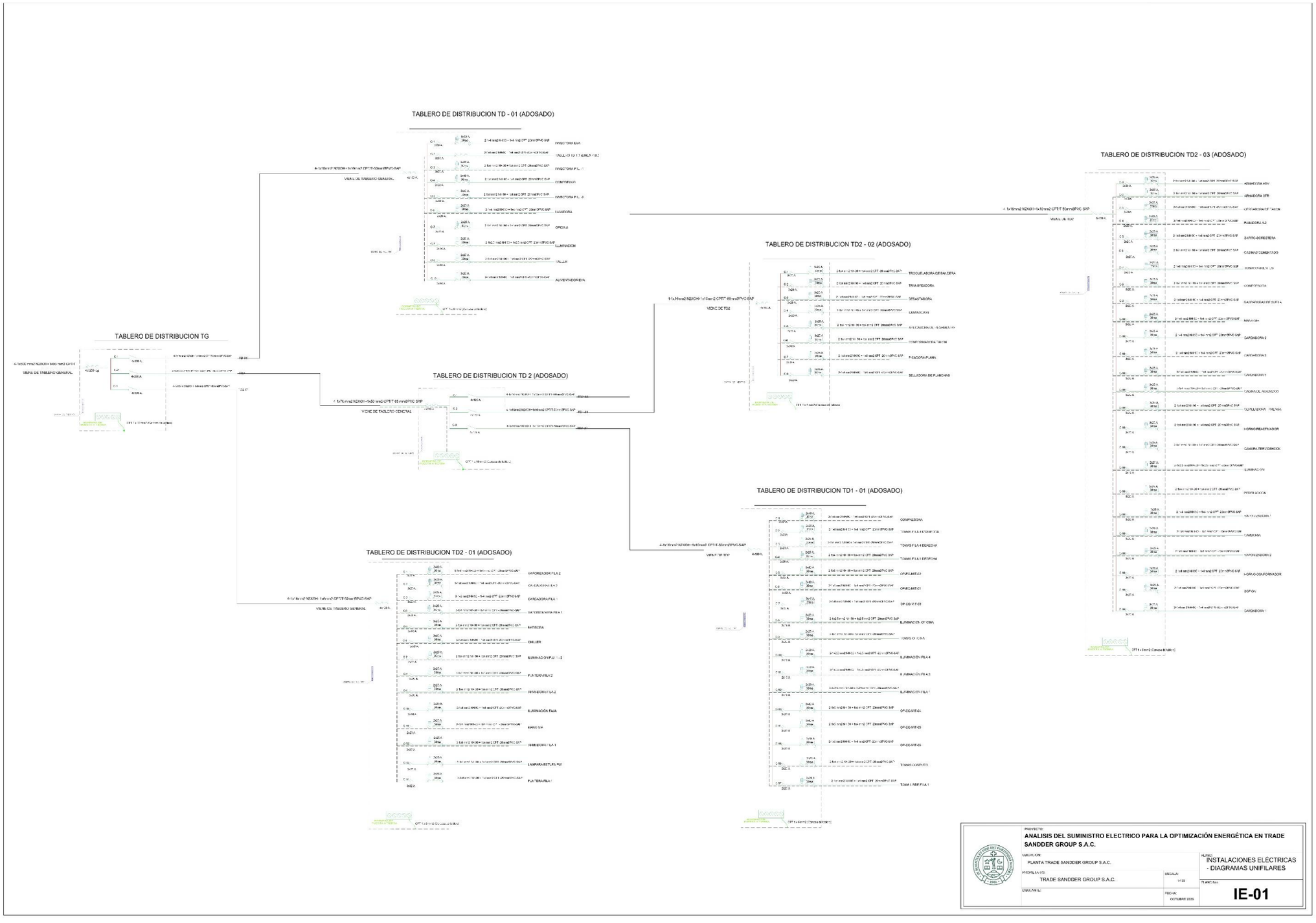

OP-EQ-TRA-01
OP-EQ-SEL-04
OP-EQ-SEL-03
OP-EQ-STR-06
OP-EQ-DES-02
OP-EQ-DES-04
OP-EQ-DES-03
OP-EQ-STR-01
OP-EQ-STR-02
OP-EQ-SEL-02
OP-EQ-STR-03
OP-EQ-TRB-06
OP-EQ-TRP-07
OP-EQ-TRP-06
OP-EQ-TRP-05
OP-EQ-TRP-04
OP-EQ-TRP-03
OP-EQ-TRP-02
OP-EQ-TRP-01
OP-EQ-TRB-03
OP-EQ-TRB-02
OP-EQ-TRB-01
OP-EQ-TRB-04
OP-EQ-EST-01
OP-EQ-AIC-01
OP-EQ-TRB-05
OP-EQ-COZ-01
OP-EQ-TRB-08
AREA CORTE
Diseño de
pc-hulitex
Revisado por
Aprobado por
Fecha
Fecha
13/11/2025
Edición
Hoja
1 / 1


OP-EQ-PSD-02
OP-EQ-COM-02
OP-EQ-ASP-03
OP-EQ-CAR-03
OP-EQ-ASP-02
OP-EQ-CAR-02
OP-EQ-ASP-01
OP-EQ-CAR-01
OP-EQ-SOF-01
OP-EQ-HOR-01
OP-EQ-MMB-01
OP-EQ-VAP-04
OP-EQ-MML-02
OP-EQ-ARM-02
OP-EQ-VAP-02
OP-EQ-ARM-01
OP-EQ-PER
OP-EQ-EMP
OP-EQ-CAS-01
OP-EQ-CAS-02
OP-EQ-ESM-02
OP-EQ-CAL-01
OP-EQ-CAL-01
OP-EQ-MNV-01
OP-EQ-CAG-01
OP-EQ-CAG-02
OP-EQ-PHI-01
OP-EQ-PGS-01
OP-EQ-SOR-01
OP-EQ-HOR-02
OP-EQ-CAM-01
OP-EQ-DEC-01
OP-EQ-PSD-01
OP-EQ-SEP-02
OP-EQ-CAA-01
OP-EQ-CAR-06
AREA DE MONTAJE CEMENTADO CASUAL/SEGURIDAD
Diseño de
pc-hulitex
Revisado por
Aprobado por
Fecha
Fecha
13/11/2025
Edición
Hoja
1 / 1


OP-EQ-HOR-03
OP-EQ-CHI-01
OP-EQ-ASP-05
OP-EQ-CAR-05
OP-EQ-ASP-04
OP-EQ-CAR-04
OP-EQ-HOR-04
OP-EQ-MAR-01
OP-EQ-BAT-01
OP-EQ-INY-02
OP-EQ-VAP-03
OP-EQ-ARM-03
OP-EQ-ARM-04
OP-EQ-INY-01
OP-EQ-VAP-02
OP-EQ-CAL-04
OP-EQ-ASE-02
OP-EQ-TUR-01
OP-EQ-DEC-02
OP-EQ-ASE-01
OP-EQ-CAL-03
OP-EQ-DEC-03
AREA DE INYECCION PU
Diseño de
pc-hulitex
Revisado por
Aprobado por
Fecha
Fecha
13/11/2025
Edición
Hoja
1 / 1


6
5
4
3
2
1
D
C
B
A
OP-EQ-SAC-01
OP-EQ-COM-01
TALLER MTTO
OP-EQ-ELE
ELEVADOR DE CARGA PARA SEGUNDO NIVEL
ALMACEN DE INSUMOS
OP-EQ-PIE-01
Diseño de
pc-hulitex
Revisado por
Aprobado por
Fecha
Fecha
13/11/2025
Edición
Hoja
1 / 1

Anexo 5: Diagramas unifilares actualizados de la planta Sandder



Anexo 6: Alimentadores eléctricos de la planta Trade Sandder Group S.A.C.

