



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD

EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS PUNTOS DE ACOPLAMIENTO COMÚN (PAC) DE LA RED DE BAJA TENSIÓN DE LA EMPRESA INDUACERO CÍA. LTDA

Proyecto de Investigación presentado previo a la obtención del Título de
Ingeniero Eléctrico

AUTOR:

Widynson Joel Chariguaman Chiliquinga

TUTOR:

Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado, Mgtr.

LATACUNGA-ECUADOR,

AGOSTO 2026

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **Chariguaman Chilibingua Widynson Joel** con cedula de ciudadanía No. **225004312-8** declaro ser autor del presente Proyecto de Investigación: **“EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS PUNTOS DE ACOPLAMIENTO COMÚN (PAC) DE LA RED DE BAJA TENSIÓN DE LA EMPRESA INDUACERO CÍA. LTDA”**, siendo el Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado, Mgtr. tutor del presente trabajo de titulación; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo de titulación son de mi exclusiva responsabilidad.

Latacunga, 13 Agosto del 2026



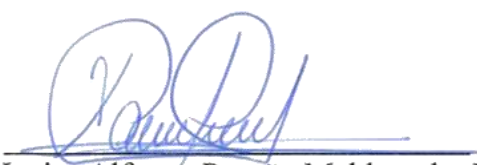
Widynson Joel Chariguaman Chilibingua
C.C. : 2250043128

AVAL DEL TUTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

En calidad de Tutor del Proyecto de Investigación sobre el título:

“EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS PUNTOS DE ACOPLAMIENTO COMÚN (PAC) DE LA RED DE BAJA TENSIÓN DE LA EMPRESA INDUACERO CÍA. LTDA.”, propuesto por el estudiante **Chariguaman Chiliquinga Widynson Joel**, de la Carrera de Electricidad, considero que dicho Informe Investigativo es merecedor del aval de aprobación al cumplir las normas técnicas, traducción y formatos previstos, así como también ha incorporado las observaciones y recomendaciones propuestas en la pre-defensa.

Latacunga, 13 Agosto del 2026



Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado, Mgtr.
C.I: 0502656424
TUTOR

AVAL DE APROBACIÓN DE TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto el postulante: **Chariguaman Chiliquinga Widynson Joel**, con el título del Proyecto de Investigación: **“EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS PUNTOS DE ACOPLAMIENTO COMÚN (PAC) DE LA RED DE BAJA TENSIÓN DE LA EMPRESA INDUACERO CÍA. LTDA.”**, ha considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de sustentación del trabajo de titulación.

Por lo antes expuesto, se autoriza grabar los archivos correspondientes en un CD, según la normativa institucional.

Latacunga, 13 Agosto del 2026

Para constancia firman:

Ing. Vásquez Teneda Franklin Hernán M.Sc.

CC: 1710434497

Lector 1 (Presidente)

Ing. Mullo Pallo Mauricio Eduardo M.Sc.

CC: 0503755183

Lector 2

Ing. Rueda Flores Walter Paul M.Sc.

CC: 0503689895

Lector 3

AGRADECIMIENTO

Agradezco profundamente a mi padre, Marcelo Chariguaman, por creer en mí incluso en momentos de incertidumbre; por su carácter firme y por las palabras oportunas que supo transmitir cuando más las necesité. A mi madre, Elsa Chiliquinga, por su cariño, su ejemplo constante de esfuerzo, su fe y su constancia; valores que han marcado mi formación personal y que hoy reconozco como parte esencial de este logro.

Agradezco a mi hermano Jeysson y a mi hermana Josselyn por el apoyo emocional brindado en los días difíciles y por acompañarme de manera cercana durante este proceso. Extiendo también mi gratitud a mis tíos maternos y paternos, así como a quienes contribuyeron a sostener este camino con respaldo solidario, apoyo oportuno y, en varios momentos, con un espacio donde vivir y un trato familiar que valoro profundamente.

De igual manera, expreso mi agradecimiento al Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado, Mgtr. tutor de este trabajo de titulación, por su acompañamiento permanente, sus observaciones claras y el rigor metodológico con el que orientó el desarrollo de esta investigación. Agradezco a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a la Carrera de Electricidad por la formación académica y ética recibida, que me permitió desarrollar competencias para abordar, con criterio técnico, el análisis de la calidad de la energía eléctrica en entornos industriales.

Finalmente, agradezco a INDUACERO Cía. Ltda. por la apertura institucional, la colaboración brindada y las facilidades otorgadas para desarrollar el presente trabajo de titulación.

Widynson Joel Chariguaman Chiliquinga

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres, por los valores y principios que me inculcaron a lo largo de mi vida y que hoy sostienen mi forma de actuar y asumir responsabilidades. Muchos de mis logros se los debo a ustedes, y entre ellos incluyo la culminación de esta etapa académica.

También me lo dedico a mí mismo, por la constancia y la disciplina con las que sostuve este proceso; por los días en los que prioricé el estudio y el trabajo de titulación por encima de celebraciones, fechas familiares y momentos personales; y por aprender a mantenerme firme incluso en etapas difíciles, sin perder el enfoque. Este resultado representa el esfuerzo acumulado de cada decisión tomada con responsabilidad y la perseverancia para seguir adelante, aun cuando el camino se volvió exigente.

Widynson Joel Chariguaman Chilibingua

ÍNDICE GENERAL

1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. INTRODUCCIÓN.....	2
2.1. SITUACIÓN PROBLEMÁTICA	3
2.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	4
2.3. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN	4
2.3.1. Objeto de investigación	4
2.3.2. Campo de acción	4
2.4. BENEFICIARIOS	4
2.4.1. Directo	4
2.4.2. Indirecto.....	4
2.5. JUSTIFICACIÓN.....	4
2.6. OBJETIVOS.....	5
2.6.1. General.....	5
2.6.2. Específicos.....	5
2.7. SISTEMA DE ACTIVIDADES	6
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	8
3.1. PARÁMETROS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	8
3.1.1. Distorsión Armónica	8
3.1.1.1. Distorsión armónica individual de voltaje y corriente.....	8
3.1.1.2. Distorsión armónica total de voltaje y corriente.....	9
3.1.2. Distorsión total de la demanda	10
3.1.3. Desequilibrio de voltaje.....	10
3.1.4. Desequilibrio de corriente	11
3.1.5. Nivel de voltaje.....	12
3.1.6. Perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)	12
3.1.6.1. Índice de severidad de corta duración (P_{st})	12
3.2. MARCO REGULATORIO Y ESTÁNDARES DE REFERENCIA	13
3.2.1. Regulación ARCONEL 009/2024 (Codificada).....	13
3.2.1.1. Ventana temporal y resolución de registro	13
3.2.1.2. Punto de aplicación de la medición	14

3.2.1.3. Límites nivel de voltaje	14
3.2.1.4. Límites de perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)	14
3.2.1.5. Límites de desequilibrio de voltaje.....	15
3.2.2. Pliego tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica 2026	15
3.2.2.1. Límite de factor de potencia	15
3.2.3. Estándar IEEE 519-2022	16
3.2.3.1. Límites de distorsión armónica individual de voltaje y THDv	16
3.2.3.2. Límites de distorsión armónica individual de corriente y TDD	17
3.2.4. IEEE std 1159-2001	18
3.2.4.1. Transitorio	18
3.2.4.2. Sags.....	19
3.2.4.3. Swells	19
3.3. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	20
3.3.1. Límite de corriente tolerable para el ser humano	20
3.3.2. Límite de voltaje tolerable para el cuerpo humano	21
3.3.3. Método de Wenner	21
3.3.4. Proceso de dimensionamiento de malla a tierra	23
3.3.4.1. Cálculo del conductor de la malla a tierra	23
3.3.4.2. Cálculo de calibre del conductor	24
4. MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS	25
4.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO BAJO ESTUDIO	25
4.1.1. Ubicación geográfica de la planta	25
4.1.2. Configuración general del sistema eléctrico de la planta	25
4.1.3. Estructura metodológica del estudio	27
4.1.4. Diagramas unifilares de las instalaciones asociadas a los PAC	30
4.1.5. Identificación de los puntos de acoplamiento común (PAC)	33
4.1.6. Sistemas de compensación de potencia reactiva existentes	33
4.1.6.1. Banco de capacitores asociado al PAC-A	33
4.1.6.2. Banco de capacitores asociado al PAC-B.....	35

4.1.6.3. PAC-A (Tablero principal TP-A)	36
4.1.6.4. PAC-B (Tablero principal TP-B)	37
4.1.7. Condiciones operativas de la planta	38
4.1.8. Resumen del inventario y clasificación de cargas eléctricas	38
4.2. EQUIPOS Y RECURSOS TECNOLÓGICOS	40
4.2.1. Analizador trifásico de calidad de energía Fluke 435-II	40
4.2.2. Pinza amperimétrica Fluke 325	41
4.2.3. Medidor digital de tierra Allosun EM480D	41
4.2.4. Telurómetro Fluke 1623-2 Earth/Ground Tester	41
4.3. PROCEDIMIENTOS Y PROTOCOLOS DE MEDICIÓN	42
4.3.1. Protocolo de seguridad y habilitación de puntos	42
4.3.2. Maniobras de conexión física	42
4.3.3. Parametrización de registro del analizador	45
4.3.4. Ejecución de la campaña de monitoreo	46
4.4. PROCESAMIENTO DE DATOS Y CRITERIOS DE EVALUACIÓN	46
4.4.1. Gestión, filtrado y validación de la información	46
4.4.2. Matriz de indicadores de conformidad	47
5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	48
5.1. ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA EN EL PAC-A DEL TRANSFORMADOR DE 75 KVA	48
5.1.1. Análisis de cargabilidad	48
5.1.2. Análisis del nivel de voltaje y corriente	51
5.1.2.1. Voltaje fase–neutro (127 V)	51
5.1.2.2. Voltaje neutro–tierra (N–GND)	51
5.1.2.3. Corriente en el neutro	52
5.1.3. Análisis de desequilibrio	52
5.1.3.1. Desequilibrio de voltaje	52
5.1.3.2. Desequilibrio de corriente	53
5.1.4. Análisis de distorsión armónica de voltaje	53
5.1.4.1. Distorsión armónica total de voltaje (THDv) por fase	53
5.1.4.2. Armónicos individuales de voltaje por orden armónico	54

5.1.5. Análisis de distorsión armónica en corriente.....	55
5.1.5.1. Selección de límites de corriente según IEEE 519	55
5.1.5.2. Distorsión total de la demanda (TDD) por fase.....	56
5.1.5.3. Armónicos individuales de corriente por orden armónico	57
5.1.6. Análisis del factor de potencia.....	58
5.1.7. Perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)	59
5.1.8. Síntesis de resultados del PAC-A asociado al transformador de 75 kVA.....	60
5.2. ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA EN EL PAC-B DEL TRANSFORMADOR 45 KVA	61
5.2.1. Análisis de cargabilidad.....	61
5.2.2. Análisis del nivel de voltaje y corriente	64
5.2.2.1. Voltaje RMS fase–neutro (127 V).....	64
5.2.2.2. Voltaje neutro–tierra (N–GND).....	64
5.2.2.3. Corriente en el neutro	65
5.2.3. Análisis de desequilibrio	65
5.2.3.1. Desequilibrio de voltaje.....	65
5.2.3.2. Desequilibrio de corriente	66
5.2.4. Análisis de distorsión armónica de voltaje	66
5.2.4.1. Distorsión armónica total de voltaje (THDv) por fase	66
5.2.4.2. Armónicos individuales de voltaje por orden armónico.....	67
5.2.5. Análisis de distorsión armónica en corriente.....	68
5.2.5.1. Selección de límites de corriente según IEEE 519	68
5.2.5.2. Distorsión total de la demanda (TDD) por fase.....	69
5.2.5.3. Armónicos individuales de corriente por fase	70
5.2.6. Análisis del factor de potencia.....	71
5.2.7. Perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)	72
5.2.8. Síntesis de resultados del PAC-B asociado al transformador de 45 kVA.....	73
5.3. EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (SPT) EXISTENTE	74
5.3.1. Verificación de la resistencia de puesta a tierra existente	74

5.3.2. Medición de la resistividad del terreno.....	75
5.4. MODELADO Y VERIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ETAP 20.0.0.....	76
5.4.1. Criterios generales de modelación.....	76
5.4.2. Verificación de consistencia de los modelos.....	77
5.4.2.1. Verificación de consistencia del modelo correspondiente al PAC-A	78
5.4.2.2. Verificación de consistencia del modelo correspondiente al PAC-B.....	80
5.5. PROPUESTA DE MITIGACIÓN Y DISEÑO DE SOLUCIONES	82
5.5.1. Solución 1: Propuesta de rediseño del sistema de puesta a tierra.....	82
5.5.1.1. Parámetros de entrada del diseño	83
5.5.1.2. Resultados del dimensionamiento analítico	84
5.5.1.3. Validación computacional en ETAP	84
5.5.2. Solución 2: Reconfiguración topológica para la mitigación de la cargabilidad en el PAC-B	88
5.5.3. Solución 3: Reconfiguración topológica para la mitigación del desequilibrio de voltaje	92
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	93
6.1. CONCLUSIONES.....	93
6.2. RECOMENDACIONES	94
7. BIBLIOGRAFÍA	95
8. ANEXOS.....	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Caída de voltaje instantáneo causado por falla monofásica a tierra [16].	19
Figura 3.2 Sobretensión temporal por falla monofásica a tierra [16].	20
Figura 3.3 Método de Wenner de los 4 electrodos [20].	22
Figura 3.4 Factor de resistividad.	23
Figura 4.1 Ubicación satelital de la planta matriz de INDUACERO Cía. Ltda.	25
Figura 4.2 Medidor N.º 296 perteneciente al PAC-B.	27
Figura 4.3 Secuencia metodológica aplicada para la evaluación de la calidad de la energía eléctrica.	29
Figura 4.4 Diagrama unifilar del sistema eléctrico asociada al PAC-A.	31
Figura 4.5 Diagrama unifilar del sistema eléctrico asociada al PAC-B.	32
Figura 4.6 Banco de capacitores instalado en el PAC-A.	34
Figura 4.7 Banco de capacitores instalado en el PAC-B.	35
Figura 4.8 Tablero principal (TP-A).	37
Figura 4.9 Tablero principal (TP-B).	37
Figura 4.10 Inspección visual del tablero (TP-B).	43
Figura 4.11 Montaje de las etiquetas para entradas de tensión y corriente.	43
Figura 4.12 Diagrama de vectores correspondiente al analizador correctamente conectado.	44
Figura 4.13 Diagrama de conexión del analizador en topología Estrella (3F+N)[23].	44
Figura 4.14 Conexión física de las pinzas de voltaje y sondas de corriente en el TP-B.	45
Figura 5.1 Tendencia histórica de la demanda aparente mensual estimada del PAC-A, asociada al transformador de 75 kVA.	49
Figura 5.2 Potencia aparente total media por intervalo registrada en el PAC-A durante la campaña de monitoreo.	50
Figura 5.3 Potencia aparente total máxima por intervalo registrada en el PAC-A durante la campaña de monitoreo.	50

Figura 5.4 THD voltaje por fase registrado en el PAC del transformador de 75 kVA durante los 7 días.....	54
Figura 5.5 Distorsión armónica individual de voltaje por orden armónico en el PAC-A asociado al transformador de 75 kVA.	55
Figura 5.6 TDD por fase registrada en el PAC del transformador 75 kVA durante 7 días.....	56
Figura 5.7 Armónicos individuales de corriente por orden armónico en el PAC-A asociado al transformador de 75 kVA.	57
Figura 5.8 Factor de potencia en el PAC del transformador de 75 kVA durante los 7 días.....	59
Figura 5.9 Factor de potencia histórico de la facturación del transformador de 75 kVA.	59
Figura 5.10 Tendencia histórica de la demanda aparente mensual estimada del PAC-B, asociada al transformador de 45 kVA.	61
Figura 5.11 Potencia aparente total media por intervalo registrada en el PAC-B durante la campaña de monitoreo.....	63
Figura 5.12 Potencia aparente total máxima por intervalo registrada en el PAC-B durante la campaña de monitoreo.....	63
Figura 5.13 THD voltaje por fase registrado en el PAC del transformador de 45 kVA durante los 7 días.	67
Figura 5.14 Distorsión armónica individual de voltaje por orden armónico en el PAC-B asociado al transformador de 45 kVA.	68
Figura 5.15 TDD por fase registrada en el PAC de transformador 45 kVA durante 7 días.	69
Figura 5.16 Distorsión armónica individual de corriente por orden armónico en el PAC-B asociado al transformador de 45 kVA.	71
Figura 5.17 Factor de potencia en el PAC del transformador de 45 kVA durante los 7 días...	72
Figura 5.18 Factor de potencia histórico de la facturación del transformador de 45 kVA.	72
Figura 5.19 Medición de la resistencia del SPT en la planta matriz INDUACERO.....	74
Figura 5.20 Modelo unifilar en ETAP del PAC-A en el transformador 75 kVA.....	79
Figura 5.21 Modelo unifilar en ETAP del PAC-B en el transformador 45 kVA.	81
Figura 5.22 Representación general del SPT en el módulo Ground Grid Systems.....	85

Figura 5.23 Parámetros de conductores ingresados en ETAP para la modelación del SPT.....	85
Figura 5.24 Parámetros de varillas ingresados en ETAP para la modelación del SPT	86
Figura 5.25 Vista tridimensional de la malla de puesta a tierra propuesta.	86
Figura 5.26 Resultados de simulación en ETAP para la validación de R_g y GPR.	87
Figura 5.27 Flujo de potencia del PAC-B después de la transferencia de la soldadora de arco sumergible.	89
Figura 5.28 Flujo de potencia del PAC-A con la soldadora de arco sumergible bajo el escenario crítico.	90
Figura 8.1 Pestaña de edición del transformador.	129
Figura 8.2 Pestaña de la librería de conductores eléctricos.	130

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Área de conocimiento UNESCO.....	1
Tabla 2.1 Sistema de Tareas del Plan de Titulación.....	6
Tabla 3.1 Parámetros de disposición en la medición de perturbaciones	14
Tabla 3.2 Límites para el índice de nivel de voltaje.....	14
Tabla 3.3 Límites máximos de armónicos de voltaje[1].	16
Tabla 3.4. Límites actuales de distorsión para sistemas con clasificación de 120 V a 69 kV [7].	17
Tabla 3.5 Clasificación de variaciones de tensión de corta duración según la norma IEEE 1159 [16].	18
Tabla 4.1 Características técnicas generales de los transformadores.	26
Tabla 4.2 Características técnicas del banco de capacitores asociado al PAC-A.....	34
Tabla 4.3 Características técnicas del banco de capacitores asociado al PAC-B.....	36
Tabla 4.4 Descripción de días de trabajo y horas en la planta.....	38
Tabla 4.5 Resumen general del inventario de cargas por PAC.	38
Tabla 4.6 Clasificación preliminar de las cargas inventariadas según el comportamiento eléctrico	39
Tabla 4.7 Equipo de protección personal (EPP) utilizado.....	42
Tabla 4.8 Parámetros de configuración del analizador Fluke 435-II.	45
Tabla 4.9 Cronograma y detalles de las mediciones en los PAC pertenecientes a los transformadores.	46
Tabla 4.10 Matriz de criterios de evaluación y límites normativos.....	47
Tabla 5.1 Resumen de potencia aparente y cargabilidad registrada en el PAC-A.	49
Tabla 5.2 Variación porcentual del voltaje RMS fase–neutro en el PAC del transformador de 75 kVA.	51
Tabla 5.3 Nivel de voltaje en el neutro-tierra registrada en el PAC del transformador de 75kVA.	51
Tabla 5.4 Nivel de corriente RMS en el neutro en el PAC del transformador de 75 kVA.	52
Tabla 5.5 Nivel de corriente RMS por fase en el PAC del transformador de 75 kVA.	53
Tabla 5.6 Armónicos individuales de voltaje por orden de armónico en el PAC (transformador 75 kVA).....	54
Tabla 5.7 Relación de ISC , IL y selección del rango IEEE 519 para el transformador de 75 kVA.	56

Tabla 5.8 Armónicos individuales de corriente por fase del transformador de 75 kVA.	57
Tabla 5.9 Síntesis de resultados técnicos del PAC-A asociado al transformador de 75 kVA..	60
Tabla 5.10 Resumen de potencia aparente y cargabilidad registrada en el PAC-B.	62
Tabla 5.11 Variación porcentual del voltaje RMS fase–neutro en el PAC del transformador de 45 kVA.	64
Tabla 5.12 Nivel de voltaje en el neutro-tierra registrada en el PAC del transformador de 45kVA.	64
Tabla 5.13 Nivel de corriente en el neutro en el PAC del transformador de 45 kVA.....	65
Tabla 5.14 Nivel de corriente por fase en el PAC del transformador de 45 kVA.....	66
Tabla 5.15 Armónicos individuales de voltaje por orden de armónico en el PAC (transformador 45 kVA).	67
Tabla 5.16 Relación de <i>ISC</i> , <i>IL</i> y selección del rango IEEE 519 para el transformador de 45 kVA.	69
Tabla 5.17 Armónicos individuales de corriente por orden de armónico en el PAC (transformador 45 kVA).	70
Tabla 5.18 Síntesis de resultados técnicos del PAC-B asociado al transformador de 45 kVA	73
Tabla 5.19 Resultados de resistividad del terreno por método de Wenner.	75
Tabla 5.20 Criterios de modelado de cargas y armónicos en ETAP	77
Tabla 5.21 Validación de variables operativas del PAC-A asociado al transformador de 75 kVA	80
Tabla 5.22 Comparación de variables operativas medidas y simuladas para el PAC-B.....	82
Tabla 5.23 Parámetros de entrada considerados para el rediseño del SPT.....	83
Tabla 5.24 Comparación de resultados entre cálculo analítico y simulación en ETAP.....	87
Tabla 5.25 Efecto de la transferencia de carga sobre las variables operativas del PAC-B.	89
Tabla 5.26 Comparación de los escenarios evaluados para la reconfiguración de carga.....	91
Tabla 8.1 Criterios de modelado de cargas y armónicos en ETAP	131

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TITULO: “EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS PUNTOS DE ACOPLAMIENTO COMÚN (PAC) DE LA RED DE BAJA TENSIÓN DE LA EMPRESA INDUACERO CÍA. LTDA”

Autor:

Widynson Joel Chariguaman Chilibingua

RESUMEN

La presente investigación tuvo como objetivo evaluar la calidad de la energía eléctrica en los puntos de acoplamiento común (PAC) de la red de baja tensión de la planta matriz de INDUACERO Cía. Ltda., mediante la medición y análisis de los principales parámetros eléctricos establecidos en la normativa técnica aplicable. Para ello, se realizó el levantamiento de información del sistema eléctrico, la caracterización de las cargas instaladas y el monitoreo continuo de siete días en los tableros principales asociados a los transformadores de 75 kVA y 45 kVA, utilizando un analizador de calidad de energía Fluke 435-II. Adicionalmente, se desarrolló un modelo computacional en ETAP para complementar el análisis de las condiciones operativas observadas en campo. La evaluación comprendió parámetros como nivel de voltaje, desequilibrio de voltaje y corriente, distorsión armónica, factor de potencia, perturbaciones rápidas de voltaje y condición del sistema de puesta a tierra. Los resultados evidenciaron que los niveles de voltaje, las distorsiones armónicas, el factor de potencia y el flicker cumplieron los límites establecidos en la normativa vigente. No obstante, se identificaron elevados niveles de tensión neutro-tierra en ambos PAC, asociados al deficiente desempeño del sistema de puesta a tierra, un marcado desequilibrio de corriente en el PAC-A y condiciones recurrentes de sobrecarga en el transformador asociado al PAC-B. Con base en los hallazgos obtenidos, se plantearon propuestas técnicas orientadas al rediseño del sistema de puesta a tierra y a la redistribución de cargas para reducir la sobrecarga del transformador de 45 kVA. Los resultados constituyen una base técnica para la toma de decisiones encaminadas al mejoramiento de las condiciones operativas, la seguridad eléctrica y la confiabilidad del sistema eléctrico de la planta.

Palabras clave: *Calidad de energía eléctrica; tensión neutro-tierra; sistema de puesta a tierra; ETAP; sobrecarga de transformadores; mitigación de perturbaciones.*

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES

THEME: “TECHNICAL EVALUATION OF ELECTRIC POWER QUALITY AT THE POINTS OF COMMON COUPLING (PCC) OF THE INDUACERO CÍA. LTDA. LOW-VOLTAGE NETWORK”

Author:

Widynson Joel Chariguaman Chilingua

ABSTRACT

The objective of this research was to evaluate the power quality at the Points of Common Coupling (PCCs) of the low-voltage network of the main plant of INDUACERO Cía. Ltda., through the measurement and analysis of the main electrical parameters established by the applicable technical standards. To achieve this, information on the electrical system was collected, the installed loads were characterized, and a seven-day continuous monitoring period was conducted at the main switchboards associated with the 75 kVA and 45 kVA transformers using a Fluke 435-II power quality analyzer. Additionally, a computational model was developed in ETAP to complement the analysis of the operating conditions observed in the field. The evaluation included parameters such as voltage level, voltage and current unbalance, harmonic distortion, power factor, flicker, and grounding system condition. The results showed that voltage levels, harmonic distortion, power factor, and flicker complied with the limits established by the applicable regulations. However, elevated neutral-to-ground voltage levels were identified at both PCCs, inadequate performance of the existing grounding system, significant current unbalance at PCC-A, and recurrent transformer overload conditions at PCC-B. Based on the findings obtained, technical solutions were proposed focusing on the redesign of the grounding system and the redistribution of loads to reduce the overloading of the 45 kVA transformer. The results provide a technical basis for decision-making aimed at improving the operating conditions, electrical safety, and reliability of the plant's electrical system.

Keywords: *Power quality; neutral-to-ground voltage; grounding system; ETAP; transformer overloading; disturbance mitigation.*

1. INFORMACIÓN GENERAL

Tema del proyecto: “Evaluación técnica de la calidad de la energía eléctrica en los puntos de acoplamiento común (PAC) de la red de baja tensión de la empresa INDUACERO Cía. Ltda”

Tipo de investigación: Proyecto de Investigación.

Carrera: Ingeniería en Electricidad.

Trabajo de Titulación Vinculado al Proyecto: Estrategias de planeación de sistemas eléctricos en el contexto de la transición energética.

Equipo de trabajo de titulación:

Estudiante: Sr. Widynson Joel Chariguaman Chiliquinga

E-mail: widynson.chariguaman3128@utc.edu.ec

Tutor de Titulación: Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado, M. Sc.

E-mail: xavier.proano@utc.edu.ec

Área de Conocimiento: Según la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (UNESCO) el área de conocimiento se menciona en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Área de conocimiento UNESCO.

07 Ingeniería, Industria y Construcción	071 Ingeniería y Profesiones Afines	0713 Electricidad y Energía
---	-------------------------------------	-----------------------------

Línea de investigación: Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia Energética y Protección Ambiental.

Sublíneas de investigación de la Carrera: Diseño, construcción y explotación eficiente de sistemas eléctricos con energía convencional y alternativa.

2. INTRODUCCIÓN

La calidad de la energía eléctrica constituye un aspecto determinante en el desempeño de los sistemas eléctricos industriales de baja tensión, debido a que las perturbaciones presentes en la red pueden afectar la continuidad operativa, la confiabilidad de los equipos y la eficiencia de los procesos productivos. En instalaciones donde operan cargas no lineales, equipos de soldadura, maquinaria electromecánica y otros dispositivos de elevada demanda, resulta necesario evaluar parámetros como el nivel de voltaje, el desequilibrio, la distorsión armónica, las perturbaciones rápidas de voltaje y el factor de potencia, con el propósito de verificar el comportamiento real del sistema y el cumplimiento de la normativa técnica aplicable.

En este contexto, el presente estudio se desarrolló en la planta matriz de la empresa INDUACERO Cía. Ltda., con el propósito de evaluar la calidad de la energía eléctrica en los puntos de acoplamiento común (PAC) de baja tensión de la instalación. La investigación se enfocó en identificar y analizar las principales perturbaciones eléctricas presentes en dichos puntos, así como a determinar su incidencia con los límites y criterios de evaluación establecidos en la normativa técnica aplicable. Asimismo, los resultados obtenidos permitieron establecer una base técnica para la formulación de propuestas de mejora orientadas a mitigar las perturbaciones detectadas y optimizar las condiciones operativas del sistema eléctrico.

Para el desarrollo de la investigación se adoptó un enfoque cuantitativo basado en el levantamiento de información de las instalaciones eléctricas, la caracterización de cargas y la medición de parámetros de calidad de energía mediante equipos especializados. Adicionalmente, se realizó la modelación computacional del sistema eléctrico utilizando el software ETAP, con el fin de complementar el análisis de las condiciones operativas observadas en campo. A partir de los resultados obtenidos y de su comparación con los límites establecidos en la normativa técnica vigente, se determinaron las principales perturbaciones presentes en los PAC evaluados y se formularon propuestas de mejora orientadas a mitigar sus efectos sobre el sistema eléctrico.

La relevancia de esta investigación radica en que proporciona un diagnóstico técnico del estado de la calidad de la energía eléctrica en una instalación industrial real, lo que favorece la toma de decisiones sustentadas para la reducción de perturbaciones, la mejora del desempeño del sistema y la prevención de afectaciones en equipos sensibles. Asimismo, el estudio aporta un

caso aplicado en el área de la calidad de energía eléctrica, integrando criterios normativos, análisis experimental y análisis computacional en un entorno industrial específico.

El documento se estructura en capítulos que comprenden el planteamiento inicial del estudio, la fundamentación teórica y normativa, la metodología empleada, el análisis y discusión de resultados, y finalmente las conclusiones, recomendaciones y propuestas técnicas derivadas de la investigación.

2.1. SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

La planta matriz de INDUACERO Cía. Ltda. dispone de una red de baja tensión destinada a alimentar cargas industriales de comportamiento variable y no lineal, entre ellas equipos de soldadura, maquinaria electromecánica, motores de alta demanda y otros dispositivos propios del proceso productivo. Bajo estas condiciones de operación, es técnicamente posible la presencia de perturbaciones asociadas con distorsión armónica, desequilibrio de tensiones y corrientes, variaciones de voltaje, flicker y bajo factor de potencia, las cuales pueden afectar el desempeño de las instalaciones y comprometer la continuidad del proceso industrial.

A pesar de esta condición operativa, la planta no dispone de un diagnóstico técnico integral que permita establecer con precisión el estado actual de la calidad de la energía eléctrica en los puntos de acoplamiento común de la red de baja tensión de la planta. Esta ausencia de información limita la identificación de las perturbaciones predominantes, la verificación del cumplimiento de la normativa aplicable y, restringe la formulación de medidas correctivas técnicamente sustentadas.

La falta de evaluación especializada en los PAC de las instalaciones puede traducirse en riesgos operativos tales como sobrecalentamiento de conductores y transformadores, afectaciones en el desempeño de equipos sensibles, incremento de corrientes en el neutro, disparos intensivos de protecciones, disminución de la vida útil de los equipos e incremento de pérdidas de energía. En consecuencia, se evidencia la necesidad de realizar una evaluación técnica de la calidad de la energía eléctrica en los PAC de la planta matriz de INDUACERO, a fin de identificar las perturbaciones existentes y sustentar alternativas de mitigación acordes con las condiciones reales del sistema eléctrico industrial.

2.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Cuál es el estado de la calidad de la energía eléctrica en los puntos de acoplamiento común (PAC) de la red de baja tensión de la planta matriz de INDUACERO Cía. Ltda.?

2.3. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

2.3.1. Objeto de investigación

La calidad de la energía eléctrica en los puntos de acoplamiento común (PAC) de la red de baja tensión de la planta matriz de INDUACERO Cía. Ltda.

2.3.2. Campo de acción

30000 Ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.99 Eficiencia de la energía eléctrica.

2.4. BENEFICIARIOS

2.4.1. Directo

Los beneficiarios directos de la presente investigación son los propietarios de la industria “INDUACERO” y el personal técnico.

2.4.2. Indirecto

Los beneficiarios indirectos son la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. y los usuarios conectados a la red de distribución en las proximidades de la planta, quienes podrían beneficiarse de una mejora en las condiciones de calidad de energía y en el desempeño general de la red eléctrica.

2.5. JUSTIFICACIÓN

El presente estudio se justifica por su relevancia técnica, debido a que la calidad de la energía eléctrica constituye un factor determinante para la confiabilidad, seguridad y eficiencia de los sistemas eléctricos industriales de baja tensión. En la planta matriz de INDUACERO Cía. Ltda., la presencia de cargas no lineales, equipos de potencia y procesos productivos con demanda variable hace necesario evaluar el comportamiento de los principales parámetros de calidad de energía, a fin de identificar posibles perturbaciones que puedan afectar el desempeño de la instalación eléctrica. Asimismo, la evaluación permite establecer la correspondencia de los

parámetros registrados con los criterios técnicos y normativos aplicables y disponer de información objetiva para sustentar propuestas de mitigación. El estudio incorpora además la evaluación del sistema de puesta a tierra y la modelación computacional en ETAP, lo que permite complementar las mediciones efectuadas en campo y analizar escenarios de mejora.

Desde el punto de vista práctico, el estudio permitirá disponer de información objetiva sobre el comportamiento de las instalaciones asociadas a los PAC, constituyendo una base técnica para la toma de decisiones orientadas a reducir riesgos operativos, prevenir afectaciones en equipos sensibles, mejorar el desempeño del sistema eléctrico y contribuir a la continuidad de los procesos productivos.

2.6. OBJETIVOS

2.6.1. General

Evaluar la calidad de la energía eléctrica en los puntos de acoplamiento común (PAC) de la red de baja tensión de INDUACERO Cía. Ltda., mediante la caracterización del sistema eléctrico, mediciones de parámetros eléctricos y modelación en ETAP, con el propósito de determinar las principales condiciones operativas respecto a los criterios técnicos y normativos aplicables y establecer medidas de mitigación técnicamente sustentadas de ser necesarias.

2.6.2. Específicos

- Investigar metodologías y normativas que permitan la evaluación de la calidad de la energía eléctrica en los PAC de la planta matriz de INDUACERO Cía. Ltda.
- Caracterizar el sistema eléctrico de baja tensión de la planta matriz y evaluar los principales parámetros eléctricos y de calidad de la energía en los puntos de acoplamiento común (PAC), mediante el levantamiento de la instalación y el monitoreo con el analizador Fluke 435-II, comparando los resultados obtenidos con los criterios técnicos y normativos seleccionados.
- Modelar el sistema eléctrico en ETAP y verificar la consistencia de sus principales variables operativas mediante su comparación con las mediciones obtenidas en campo, con el propósito de evaluar medidas técnicas de mitigación para las condiciones problemáticas identificadas en los PAC.

2.7. SISTEMA DE ACTIVIDADES

En esta sección se presenta el sistema de actividades desarrollado para el cumplimiento de los objetivos específicos de la investigación. La Tabla 2.1 resume las actividades asociadas a cada objetivo, así como su contribución al desarrollo metodológico del estudio.

Tabla 2.1 Sistema de Tareas del Plan de Titulación.

Objetivos específicos	Actividades (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, medios e instrumentos
Investigar metodologías y normativas que permitan la evaluación de la calidad de la energía eléctrica en los PAC de la planta matriz de INDUACERO Cía. Ltda.	- Revisión bibliográfica especializada sobre calidad de la energía eléctrica. - Revisión de normativa nacional y estándares internacionales aplicables. - Identificación de límites y criterios de evaluación para los parámetros analizados. - Sistematización de los criterios técnicos seleccionados.	- Base documental para el desarrollo de la investigación. - Criterios técnicos y normativos definidos para cada parámetro evaluado. - Matriz de criterios de evaluación y límites aplicables.	-Revisión documental y bibliográfica. -Normativa nacional y estándares internacionales. -Artículos científicos.
Caracterizar el sistema eléctrico de baja tensión de la planta matriz y evaluar los principales parámetros eléctricos y de calidad de la energía en los puntos de acoplamiento común (PAC), mediante el levantamiento de la instalación y el monitoreo con el analizador Fluke 435-II, comparando los resultados obtenidos con los criterios técnicos y normativos seleccionados.	- Levantamiento de información técnica in situ y actualización de los diagramas unifilares. - Inventario y clasificación de las cargas eléctricas asociadas a cada PAC. - Caracterización de transformadores, bancos de capacitores, tableros principales y condiciones operativas de la planta. - Identificación de los PAC y puntos de medición. - Instalación, configuración y ejecución de la	- Diagramas unifilares actualizados de los sistemas asociados al PAC-A y PAC-B. - Inventario y clasificación de cargas eléctricas por PAC. - Caracterización de los principales componentes del sistema eléctrico. - Base de datos procesada de la campaña de monitoreo. - Tablas y gráficas de los parámetros eléctricos evaluados.	- Inspección técnica y levantamiento de campo. - Planos, croquis y registro fotográfico. - AutoCAD. - Analizador de calidad de energía Fluke 435-II. - Pinza amperimétrica Fluke 325. - Medidor digital de tierra Allosun EM480D. - Telurómetro Fluke 1623-2 Earth/Ground Tester.

	campana de monitoreo con el Fluke 435-II. - Descarga, depuración y procesamiento de los registros obtenidos. - Caracterización complementaria del SPT existente y medición de la resistividad del terreno. - Comparación de los indicadores obtenidos con los criterios técnicos y normativos seleccionados.	- Caracterización del SPT existente y resistividad del terreno. - Identificación y priorización de las principales condiciones problemáticas de cada PAC.	- Microsoft Excel. - Criterios técnicos y normativos seleccionados.
Modelar el sistema eléctrico en ETAP y verificar la consistencia de sus principales variables operativas mediante su comparación con las mediciones obtenidas en campo, con el propósito de evaluar medidas técnicas de mitigación para las condiciones problemáticas identificadas en los PAC.	- Construcción de los modelos eléctricos correspondientes al PAC-A y PAC-B en ETAP. - Configuración de transformadores, conductores, cargas y sistemas de compensación reactiva. - Definición de casos operativos equivalentes a partir de las mediciones de campo. - Ejecución del flujo de potencia y comparación entre variables medidas y simuladas. - Verificación de consistencia de los modelos desarrollados. - Diseño y evaluación del rediseño del sistema de puesta a tierra. - Simulación de escenarios de redistribución y reconfiguración de cargas entre los PAC.	- Modelos eléctricos del PAC-A y PAC-B implementados en ETAP. - Casos operativos equivalentes para la comparación medición-simulación. - Verificación de consistencia de las principales variables operativas. - Resultados comparativos de los escenarios base y de mitigación. - Propuesta de rediseño del SPT. - Propuesta de redistribución de carga para disminuir la cargabilidad del PAC-B. - Propuestas técnicas para las demás condiciones problemáticas identificadas. - Presupuesto referencial del rediseño del SPT.	- ETAP 20.0.0. - Diagramas unifilares e inventario de cargas. - Registros obtenidos mediante el Fluke 435-II. - Parámetros eléctricos de la instalación. - Cálculos analíticos del SPT. - Normativa y estándares técnicos aplicables. - Microsoft Excel.

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

3.1. PARÁMETROS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En el contexto ecuatoriano y a través de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, la Regulación Nro. ARCONEL 009/2024 (Codificada) constituye el principal instrumento normativo para el análisis de la calidad de la energía eléctrica [1]. Dicha regulación establece los indicadores y límites permisibles asociados a la calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, cuyo fundamento teórico se desarrolla a continuación:

3.1.1. Distorsión Armónica

La distorsión armónica se define técnicamente como un fenómeno eléctrico de estado estacionario caracterizado por la desviación de la forma de onda sinusoidal ideal de la tensión o la corriente en un sistema de potencia [2], [3]. Este disturbio es el resultado de la superposición de señales cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental del sistema (60 Hz en el contexto ecuatoriano) [1]. En sistemas eléctricos modernos, la proliferación de cargas no lineales —dispositivos cuya impedancia varía en función del voltaje aplicado— es el factor primordial que induce estas deformaciones [4].

3.1.1.1. Distorsión armónica individual de voltaje y corriente

La distorsión armónica individual se define como la relación porcentual entre el valor eficaz (RMS) de una componente de orden h y la magnitud de la componente fundamental (frecuencia de 60 Hz o 50 Hz). La distorsión individual se calcula de las siguientes ecuaciones (3.2), (3.4) el cual integra las mediciones de los valores eficaces registrados al menos 3 segundos en intervalos de agregación de 10 minutos [1]:

Ecuación para el factor de distorsión individual de voltaje:

$$V_{h,k} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} (V_{h,i})^2} \quad (3.1)$$

$$DV_{h,k} = \frac{V_{h,k}}{V_{h,1}} \times 100 [\%] \quad (3.2)$$

Ecuación para el factor de distorsión individual de corriente:

$$DI_{h,k} = \frac{I_{h,k}}{I_{h,1}} \times 100[\%] \quad (3.3)$$

$$I_{h,k} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} (I_{h,i})^2} \quad (3.4)$$

Donde:

$V_{h,k}, I_{h,k}$: Valor eficaz de la componente armónica de voltaje o corriente de orden h en el intervalo k de 10 minutos.

$DV_{h,k}$: Factor de distorsión individual de voltaje de la armónica h (para $h = 2, 3, \dots, 50$) en el intervalo k de 10 minutos.

$DI_{h,k}$: Factor de distorsión individual de corriente de la armónica h (para $h = 2, 3, \dots, 50$) en el intervalo k de 10 minutos [1].

3.1.1.2. Distorsión armónica total de voltaje y corriente

La distorsión armónica total (THD) representa el grado de desviación de una señal periódica respecto a la onda sinusoidal pura, adicional el THD cuantifica el efecto equivalente de todas los componentes armónicos presentes del sistema, esto se aplica mediante la transformada rápida de Fourier y por ende ayuda a la transición del dominio del tiempo al dominio de la frecuencia [5].

Ecuación de distorsión armónica total de voltaje:

$$THD_k = \left[\frac{1}{V_{h,1}} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (V_{h,k})^2} \right] \times 100[\%] \quad (3.5)$$

Ecuación de distorsión armónica total de corriente:

$$THD_k = \left[\frac{1}{I_{h,1}} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (I_{h,k})^2} \right] \times 100[\%] \quad (3.6)$$

Donde:

$V_{h,1}$: Valor eficaz (rms) de la componente fundamental de voltaje en el punto de medición.

$I_{h,1}$: Valor eficaz (rms) de la componente fundamental de corriente en el punto de medición [1].

Asimismo, en sistemas industriales con alta variabilidad de carga, el uso de la distorsión total de demanda (TDD) en lugar de THDi es recomendado por la norma IEEE 519.

3.1.2. Distorsión total de la demanda

La distorsión total de la demanda (TDD) es un criterio importante para medir la calidad de energía eléctrica el cual cuantifica la distorsión armónica de la corriente en relación con la corriente máxima de demanda de carga registrada en un periodo determinado. A diferencia de la distorsión armónica total de corriente (THDi) que se calcula a la corriente fundamental, el TDD proporciona una métrica más precisa y consistente para evaluar el impacto real de las cargas no lineales en la instalación [6]. Desde la visión de la gestión de activos el uso de TDD evita interpretaciones erróneas que suelen ocurrir con el THDi durante periodos de baja carga, en condiciones de baja carga el THDi puede presentar valores porcentuales alarmantes, aunque la magnitud absoluta de la corriente distorsionada sea despreciable y no representa un riesgo térmico para el sistema [7].

La expresión para el cálculo del TDD se basa en la raíz cuadrado de la suma de los cuadrados de las magnitudes de los componentes armónicos individuales, adicionalmente se normaliza la corriente máxima de demanda (I_L).de la siguiente ecuación (3.7) se describe:

$$TDD\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_L} \times 100\% \quad (3.7)$$

Donde:

I_h : Representación la magnitud eficaz (RMS) de la componente armónica de corriente de orden h.

I_L : Corriente máxima de demanda de carga a la frecuencia fundamental (60 Hz).

h : Orden del armónico

3.1.3. Desequilibrio de voltaje

El desequilibrio de voltaje, también denominado asimetría de tensión o voltaje desbalanceado, se define técnicamente como la condición operativa de un sistema trifásico en la cual las magnitudes de las tensiones de fase no son iguales o los ángulos de desfase entre ellas difieren de los 120° ideales [7].

Para la evaluación de la calidad del producto en el Punto de Acoplamiento Común (PAC), según la Regulación ARCONEL 009/24 (Codificada) se utiliza la siguiente expresión estandarizada [1]:

$$DV = \left| \frac{V^-}{V^+} \right| \times 100 [\%] \quad (3.8)$$

Donde:

DV : Desequilibrio de Voltaje.

V^- : Componente de secuencia negativa de voltaje, determinado como el promedio de las medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

V^+ : Componente de secuencia positiva de voltaje, determinado como el promedio de las medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

3.1.4. Desequilibrio de corriente

El desequilibrio de corriente no es un concepto que la mayoría de las normas expliquen un cálculo para saber dicho valor ya que las compañías eléctricas se centran más en el desequilibrio de tensión. Para verificar el cumplimiento de estos criterios se utiliza un cálculo basado en las corrientes de línea de las tres fases, medidas bajo condiciones comparables de carga (I_a , I_b , I_c) [8]:

1. Se calcula la corriente promedio:

$$I_{prom} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \quad (3.9)$$

2. Se determina la máxima desviación respecto del promedio:

$$\Delta I_{max} = \max(|I_a - I_{prom}|, |I_b - I_{prom}|, |I_c - I_{prom}|) \quad (3.10)$$

3. Se calcula el porcentaje de desequilibrio de corriente[9]:

$$\% \text{ Desequilibrio} = \frac{\Delta I_{max}}{I_{prom}} \times 100 \quad (3.11)$$

3.1.5. Nivel de voltaje

El nivel de voltaje o variaciones de tensión se refiere al valor eficaz (RMS) suministrado en el Punto de Acoplamiento Común (PAC). Las variaciones de tensión son perturbaciones donde el valor eficaz de suministro cambia respecto al voltaje nominal de diseño [1].

Para el cálculo de la variación de voltaje en el sistema de distribución, se emplea la siguiente fórmula establecida en la Regulación 009/24:

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_N}{V_N} \times 100 [\%] \quad (3.12)$$

Donde:

ΔV_k = Variación del voltaje de suministro respecto al voltaje nominal en el punto k .

V_k = Voltaje de suministro en el punto k , determinado como el promedio de las medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos [1].

V_N = Voltaje nominal en el punto k .

3.1.6. Perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)

El fenómeno denominado flicker o parpadeo se define técnicamente como una perturbación de la amplitud de la tensión de suministro, caracterizada por variaciones rápidas, repetitivas o aleatorias del valor eficaz de la señal. Estas fluctuaciones de voltaje suelen ser moderadas, manteniéndose generalmente por debajo del 10% de la tensión nominal. Aunque estas variaciones no suelen comprometer la integridad dieléctrica de la mayoría de los equipos industriales, su impacto principal radica en la degradación de la calidad lumínica y la estabilidad operativa de sistemas de control sensibles [10], [11].

3.1.6.1. Índice de severidad de corta duración (P_{st})

Para la cuantificación y evaluación normativa del flicker, se emplean dos índices de severidad adimensionales, definidos bajo los criterios técnicos de la norma IEC 61000-4-15.

Este parámetro mide la severidad de las variaciones de voltaje en intervalos de observación de 10 minutos. Su cálculo se basa en una evaluación estadística de los niveles de parpadeo que se sobrepasan durante porcentajes específicos de tiempo, conforme a la siguiente ecuación (3.13):

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0.1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (3.13)$$

Donde:

P_{st} : Índice de severidad de flicker de corta duración.

$P_{0.1}, P_1, P_3, P_{10}, P_{50}$: Niveles de efecto "flicker" que se sobrepasan durante el 0.1 %, 1 %, 3%, 10%, 50% del tiempo total del periodo de medición [1].

3.2. MARCO REGULATORIO Y ESTÁNDARES DE REFERENCIA

3.2.1. Regulación ARCONEL 009/2024 (Codificada)

En Ecuador, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) es la entidad rectora encarga de establecer las directrices técnicas, económicas y legales para las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica. Su normativa es de cumplimiento obligatorio tanto para las empresas distribuidoras como para los grandes consumidores industriales. La normativa vigente que rige los estándares técnicos es la regulación ARCONEL 009/24 (Codificada). Este instrumento normativo tiene por objetivo establecer indicadores, índices y límites permisibles para garantizar la calidad del suministro eléctrico [1].

Dentro de sus lineamientos la regulación divide la calidad en tres pilares fundamentales: Calidad del Producto, Calidad del Servicio Técnico y Calidad de Servicio Comercial. Para el análisis de calidad de energía en baja tensión, la regulación precitada establece como variables de control:

- Nivel de voltaje RMS
- Perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)
- Distorsión armónica de voltaje (THD_V e individuales)
- Desequilibrio de voltaje

3.2.1.1. Ventana temporal y resolución de registro

En lo referente a la ventana temporal de medición la regulación establece criterios estrictos para la adquisición de datos. A continuación, la Tabla 3.1 sistematiza los parámetros metodológicos configurados (tiempo de registro e intervalos de registro).

Tabla 3.1 Parámetros de disposición en la medición de perturbaciones

Parámetro	Requisito ARCONEL 009/24
Duración mínima	7 días continuos
Intervalo de muestreo	10 minutos (admisible 15 min)
Evaluación estadística	Permanencia ≥ 95 % de registros

3.2.1.2. Punto de aplicación de la medición

En cuanto al punto de aplicación, la regulación dispone que, para transformadores de distribución, la medición se efectúe en los bornes del lado de baja tensión; para consumidores en baja tensión, en el punto más cercano al punto de entrega.

3.2.1.3. Límites nivel de voltaje

Los límites de voltaje admitidas son las siguientes:

Tabla 3.2 Límites para el índice de nivel de voltaje

Nivel de Voltaje	Variación admisible
Alto Voltaje	± 5.0 %
Medio voltaje	± 6.0 %
Bajo voltaje	± 8.0 %

Se considera que se cumple el índice de nivel de voltaje cuando, en el punto de medición, la empresa distribuidora registra que el 95 % o más de los valores medidos de las variaciones de voltaje, en cada una de las fases, durante un período de evaluación mínimo de siete días continuos, se encuentran dentro del rango de tensión admisible [1].

3.2.1.4. Límites de perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)

El índice de severidad de flicker de corta duración (Pst), evaluado en el punto de medición correspondiente, no debe exceder el valor unitario, conforme a los límites establecidos por la normativa aplicable [12].

Se considera que la empresa distribuidora cumple con el índice de severidad por flicker de corta duración (Pst) en un punto de medición cuando el 95 % o más de los valores registrados, en

cada una de las fases, durante un período de evaluación continuo no inferior a siete días, se mantienen por debajo del límite máximo establecido [12].

3.2.1.5. Límites de desequilibrio de voltaje

Para controlar el desequilibrio de voltaje se aplicará un límite uniforme en todos los niveles de voltaje del sistema eléctrico. Este parámetro se evaluará en el punto de medición y no deberá superar el 2% [13].

Además, se considera que la empresa distribuidora cumple con el índice de desequilibrio de voltaje en un punto de medición cuando el 95 % o más de los valores registrados, durante un período de evaluación continuo no inferior a siete días, se mantienen por debajo del límite máximo establecido [1].

3.2.2. Pliego tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica 2026

Complementario a los criterios de calidad de onda, la eficiencia de energía y el comportamiento de la carga son regulados mediante incentivos y penalizaciones económicas descritas en el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica, actualizado cada año mediante resoluciones emitidas por la ARCONEL.

3.2.2.1. Límite de factor de potencia

En condiciones normales de operación, no se aplica penalización por bajo factor de potencia cuando el factor de potencia registrado (FP_r) es igual o superior a 0,94. En este caso, el valor de la penalización es nulo [14].

$$P_{B_{FP}} = \begin{cases} P_{B_{FP}} = 0 & si..FP_r \geq 0.94 \\ P_{B_{FP}} = B_{FP} \times FSPEE_i & si..FP_r < 0.94 \rightarrow B_{FP} = \frac{0.94}{FP_r} - 1 \end{cases} \quad (3.14)$$

Donde:

$P_{B_{FP}}$: Penalización por bajo factor de potencia

FP_r : Factor de potencia registrado o calculado

B_{FP} : Factor de penalización

$FSPEE_i$:Factura por servicio público de energía eléctrica inicial

3.2.3. Estándar IEEE 519-2022

3.2.3.1. Límites de distorsión armónica individual de voltaje y THDv

La normativa IEEE 519-2022 establece los lineamientos técnicos para el control y evaluación de las distorsiones armónicas presentes en sistema eléctricos de potencia [7].

Enfoque técnico del estándar.

- Se recomienda que los estudios de evaluación se realicen en el PAC para representar de forma adecuada el efecto combinado de múltiples cargas armónicas.
- Se advierte también que los niveles de armónicos pueden ser mayores aguas abajo del PAC debido a: Falta de diversión de cargas, ausencia de cancelación de componentes armónicos, fenómenos locales de que amplifican la distorsión [15].

Los criterios de cumplimiento según IEEE 519-2022:

- Voltajes línea-neutro (3 segundos – percentil 99) deben mantenerse por debajo del 150 % del valor máximo permitido en la tabla base.
- Voltajes línea-neutro (10 minutos – percentil 95) deben ser menores o iguales a los valores de referencia indicados en la norma.

Para la evaluación de la calidad del voltaje, se analizan tanto la distorsión armónica individual de voltaje como la distorsión armónica total de voltaje en el punto de medición correspondiente. Los límites máximos admisibles de estos indicadores se establecen en función del nivel de tensión del sistema, tal como se presenta en la Tabla 3.3 límites máximos de armónicos de voltaje.

Tabla 3.3 Límites máximos de armónicos de voltaje[1].

Voltaje del bus V en el PAC	Factor de distorsión armónica	Distorsión armónica total
	individual (%)	THD (%)
Bajo Voltaje	5.0	8.0
Medio Voltaje	3.0	5.0
Alto Voltaje	1.5	2.5
(Grupo 1)	1.0	1.5

3.2.3.2. Límites de distorsión armónica individual de corriente y TDD

De acuerdo con los criterios de la normativa IEEE 519-2022 y mención en la regulación ARCONEL 009/24. el cumplimiento de los límites de distorsión armónica de corriente se evalúa considerando diferentes ventanas temporales de medición, de la siguiente manera:

- Las corrientes armónicas de corta duración (10 min) correspondientes al percentil semanal 99 no deben exceder 1,5 veces los valores establecidos en la Tabla 3.4.
- Las corrientes armónicas de corta duración (10 min) correspondientes al percentil semanal 95 deben mantenerse por debajo de los valores límite indicados en la Tabla 3.4.

La Tabla 3.4 establece los límites máximos permisibles de distorsión armónica de corriente, tanto para armónicos individuales impares como para la TDD, en función de la relación entre la corriente de cortocircuito del sistema (I_{SC}) y la corriente máxima de demanda (I_L) en el PAC. Estos límites aplican únicamente a corrientes armónicas cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental del sistema.

Tabla 3.4. Límites actuales de distorsión para sistemas con clasificación de 120 V a 69 kV [7].

Distorsión máxima de la corriente armónica en porcentaje de I_L						
Orden armónico individual (armónicos impares)						
I_{SC}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 < 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Cabe señalar que los armónicos pares están restringidos a un 25 % de los límites establecidos para los armónicos impares.

Donde:

- I_{SC} : corriente máxima de cortocircuito en el PAC.

- I_L : bajo condiciones normales de operación es la corriente máxima de demanda de carga correspondiente a la unidad fundamental (60 Hz) en el PAC,

3.2.4. IEEE std 1159-2001

Esta norma titulada IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, es una guía diseñada para el uso y análisis de fenómenos electromagnéticos y es utilizado por ingenieros en todo el mundo para la aplicación en sistemas eléctricos de CA. El objetivo principal es establecer categorías en disturbios y estandarizar el monitoreo para facilitar el diagnostico entre ingenieros hablando un mismo lenguaje [16].

3.2.4.1. Transitorio

Un transitorio describe una situación no deseada de manera muy rápida que ocurre cuando está en transición entre dos estados estables de la red eléctrica. Es la parte donde existe variación de voltaje o corriente que desaparece fugazmente, alcanzando frecuencias aproximadamente entre los 3MHz[16].

En la Tabla 3.5, se muestran el tiempo de duración y las magnitudes de voltaje alcanzadas durante este evento:

Tabla 3.5 Clasificación de variaciones de tensión de corta duración según la norma IEEE 1159 [16].

Tabla: Variaciones de Corta Duración (IEEE 1159)			
Categoría	Fenómeno	Duración Típica	Magnitud Típica (pu)
2.1 Instantáneas	2.1.1 Sag (Hueco)	0.5 – 30 ciclos	0.1 – 0.9 pu
	2.1.2 Swell (Crecida)	0.5 – 30 ciclos	1.1 – 1.8 pu
2.2 Momentáneas	2.2.1 Interrupción	0.5 ciclos – 3 s	< 0.1 pu
	2.2.2 Sag (Hueco)	30 ciclos – 3 s	0.1 – 0.9 pu
	2.2.3 Swell (Crecida)	30 ciclos – 3 s	1.1 – 1.4 pu
2.3 Temporales	2.3.1 Interrupción	3 s – 1 min	< 0.1 pu
	2.3.2 Sag (Hueco)	3 s – 1 min	0.1 – 0.9 pu
	2.3.3 Swell (Crecida)	3 s – 1 min	1.1 – 1.2 pu

3.2.4.2. Sags

Un SAGS es una reducción del valor RMS del voltaje entre 0.1 a 0.9 pu, con duraciones de 0.5 ciclos a 1 minuto. Estos efectos son consecuencias causadas por la por fallas en el sistema o a menudo por cambios bruscos de cargas o arranques de motores de gran capacidad que provocan caídas de voltaje momentáneos por la subida busca de carga a un sistema eléctrico[16].

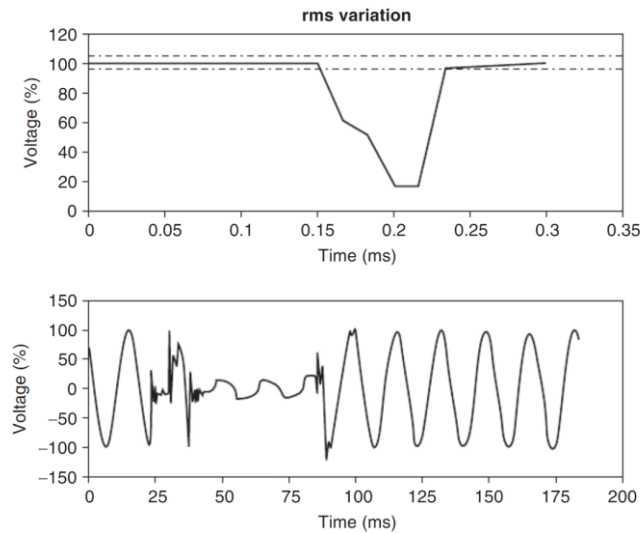


Figura 3.1 Caída de voltaje instantáneo causado por falla monofásica a tierra [16].

3.2.4.3. Swells

Al contrario, al Sags, el Swell es un aumento de voltaje momentáneo o llamado sobretensión temporal. Los casos donde se originan este fenómeno se detallan en la siguiente lista:

- **Falla a tierra:** En situaciones de falla donde una de las fases se dirige a tierra, las demás fases tienen que compensar esa caída de voltaje, generando sobretensión en las demás fases [17].
- **Banco de capacitores:** También se presenta cuando se realiza la conexión de banco de capacitores que reducen potencia reactiva inductiva del sistema rápidamente, provocando picos de voltaje temporal hasta los 180% [16], [18].

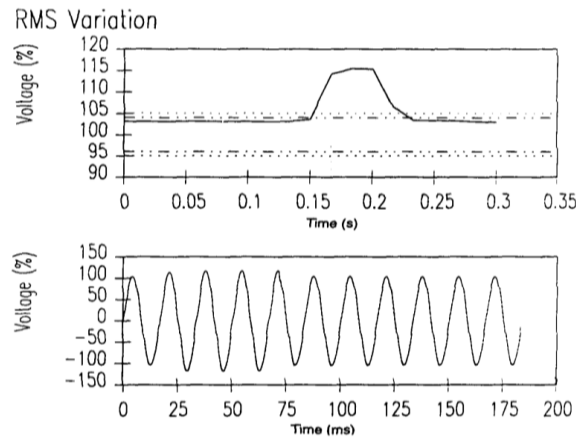


Figura 3.2 Sobretensión temporal por falla monofásica a tierra [16].

3.3. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

La implementación de un sistema de puesta a tierra es fundamental para garantizar la seguridad eléctrica de un sistema, limitando tensiones de paso en condiciones normales y bajo perturbaciones. También establece una referencia equipotencial estable asegurando la operación responsable y funcional de los sistemas[19].

3.3.1. Límite de corriente tolerable para el ser humano

El daño causado a un cuerpo de un ser humano que en promedio tiene 1000 ohmios depende de la magnitud y el tiempo de electrocución a 50 ó 60 Hz, para calcular la magnitud máxima que puede tolerar una persona en un tiempo determinado se modela con la siguiente ecuación:

$$I_B = \frac{k}{\sqrt{t_s}} \quad (3.15)$$

Donde:

$$k = \sqrt{S_B} \quad (3.16)$$

Esta ecuación calcula una corriente máxima tolerable estándar para el 99,5% de personas con pesos de 50 a 70 kg, en un tiempo de 0.1 segundo y una corriente de 367 mA y 1 segundo para una corriente de 116 mA, al ser modelos estándar, no son balizas en su totalidad para tiempos prolongados de duración o muy cortas, por lo que se creó otras normativas para casos específicos a partir de esta norma como la IEEE 81 o la IEEE 80 [20].

3.3.2. Límite de voltaje tolerable para el cuerpo humano

La norma estipula valores máximos que una persona puede soportar sin sufrir daños catastróficos como la fibrilación ventricular que en muchos casos provoca la muerte del individuo o causa lesiones permanentes, y estos valores son estimados mediante la ecuación de voltaje de contacto y de paso[20].

Voltaje de contacto tolerable:

$$E_{touch} = (\Omega_h + 1.5C_s\rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad (3.17)$$

Voltaje de paso tolerable:

$$E_{step} = (\Omega_h + 6C_s\rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad (3.18)$$

Donde:

ρ_s : Resistividad del material de superficie.

C_s : Factor de reducción por el grosor de la capa superficial.

t_s : Tiempo de duración de la falla en segundos.

0.116: Constante de tiempo para personas de promedio de peso de 50 kg según el modelo de Dalziel[20].

3.3.3. Método de Wenner

Previo a la selección de un conductor y su sepultura en el suelo, es importante conocer la capacidad de conducción de un terreno. La IEEE 81 presenta una norma estándar llamada el método de los cuatro electrodos de Wenner, este método viene siendo el más utilizado en la industria por su versatilidad [20].

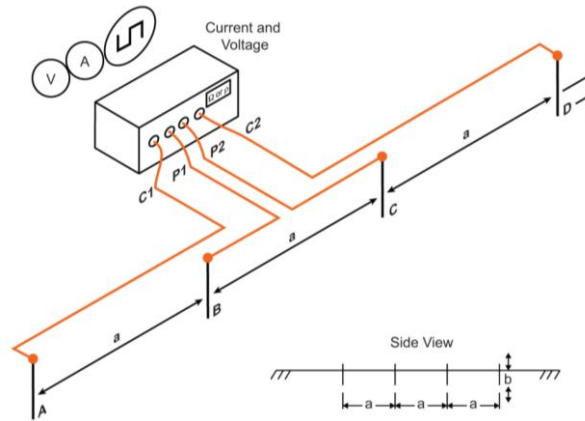


Figura 3.3 Método de Wenner de los 4 electrodos [20].

Este método consiste en empotrar los electrodos en la tierra en línea recta a una profundidad “b”, alejados a una distancia “a”. Los parámetros medidos inicialmente son la diferencia de potencia entre los dos electrodos o terminales interiores “B” y “C”, posteriormente se divide por el valor de la corriente calculada entre los terminales “A” y “D”, para llegar a la resistencia de un tramo del terreno que determino el telurómetro para ser utilizada por el experto en la ecuación de Wenner[20].

Ecuación de Wenner:

$$\rho_a = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (3.19)$$

Donde:

ρ_a : Resistividad del suelo (Ω -m)

R: Resistencia medida en Ω

a: Distancia entre electrodos

b: Profundidad de los electrodos [20].

Para casos donde:

$$A < B \therefore \rho_a = 2\pi a R$$

3.3.4. Proceso de dimensionamiento de malla a tierra

Para el correcto dimensionamiento de los conductores o la malla a tierra para subestaciones o instalaciones industriales/comerciales, se debe seguir un proceso detallado que sugiere la normativa IEEE 80, principalmente para el estudio de tensiones de paso y toque. Posteriormente se utiliza la norma IEEE 81 para realizar la medición de parámetros eléctricos de interés, con resultado final de valor de resistencia medida del terreno. Por último, la norma IEEE 142 muestra el proceso de prácticas de conexión en sistemas industriales.



Figura 3.4 Factor de resistividad.

3.3.4.1. Cálculo del conductor de la malla a tierra

Las siguientes ecuaciones sirven para modelar el factor de reducción superficial para el proceso del cálculo del conductor de malla a tierra:

$$Cs = 1 - \frac{0,091(1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2 * hs + 0,09} \quad (3.20)$$

$$Ep = \frac{(1000 + 6 * Cs * Ps)0,116}{\sqrt{ts}} \quad (3.21)$$

$$Et = \frac{(1000 + 1,5 * Cs * Ps)0,116}{\sqrt{ts}} \quad (3.22)$$

$$Rg = \rho \left[\frac{1}{Lt} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (3.23)$$

Donde:

C_s : Factor de reducción de la capa superficial.

ρ : Resistividad del terreno [ohm*m].

ρ_s : Resistividad de la capa superficial [ohm*m].

h_s : Espesor de la capa superficial [m].

t_s : Tiempo de duración de la falla [sg].

L_t : Longitud efectiva total del conductor del sistema de puesta a tierra [m].

A : Área total encerrada por rejilla de tierra [m²].

h : Profundidad de los conductores de rejilla [m]

3.3.4.2. Cálculo de calibre del conductor

Cuando se ha realizado el cálculo de la resistencia del terreno, se puede calcular el calibre del conductor que es el parámetro más importante como resultado final de un proceso de dimensionamiento para garantizar la eficiencia de conducción de corrientes de falla, voltajes de paso, etc. Se utiliza la siguiente ecuación:

$$AC = I \left[\frac{33t}{\log \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.24)$$

Donde:

AC : Sección del conductor [mm²]

I : Corriente máxima de Falla [A]

T_m : Temperatura máxima en los nodos de la malla [°]

T_a : Temperatura ambiental [°]

t : Tiempo critico de despeje de falla [seg]

Una vez realizado el cálculo del diámetro del conductor, se debe seleccionar el calibre del conductor del tipo que mejor se adapte a las necesidades de la instalación.

4. MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

4.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO BAJO ESTUDIO

4.1.1. Ubicación geográfica de la planta

INDUACERO CIA.LTDA. es una empresa ecuatoriana del sector metalmecánico que se dedica al diseño, fabricación y comercialización de estructuras industriales, orientada al suministro de soluciones para sectores como alimenticio, lácteo, químico, petrolero, farmacéutico y de transporte.

La organización dispone de más de una planta operativa, no obstante, el presente estudio se realiza exclusivamente a la planta matriz ubicada en la AV. Alfaro Km 4 (antigua Panamericana Sur), sector El Niágara, frente a las bodegas del Municipio, en el cantón Latacunga. Esta delimitación garantiza coherencia entre el diagnóstico de calidad de energía y las condiciones reales de operación del sistema evaluado la ubicación geográfica de la planta se presenta en la Figura 4.1.



Figura 4.1 Ubicación satelital de la planta matriz de INDUACERO Cía. Ltda.

4.1.2. Configuración general del sistema eléctrico de la planta

Con la finalidad de sustentar el análisis técnico de calidad de energía fue necesario caracterizar la configuración general del sistema eléctrico de la planta y la red evaluada corresponde a un sistema de baja tensión alimentado mediante dos transformadores de distribución, cada uno vinculado a un tablero principal y aun punto de acoplamiento común (PAC) definido para efectos de medición y análisis.

Durante el levantamiento de información en campo se identificaron las principales características eléctricas nominales de los transformadores que abastecen las instalaciones

asociadas a los PAC. Estos datos constituyen un insumo relevante para la comprensión de la capacidad de suministro, la estructura de alimentación, y la posterior modelación del sistema en ETAP.

En la Tabla 4.1 se resume las características técnicas nominales de los transformadores identificados en la planta.

Tabla 4.1 Características técnicas generales de los transformadores.

Características	Transformador N° 9753	Transformador N° 6069
Marca	Rymel	---
Potencia (kVA)	45	75
Voltaje primario (kV)	13,2	13,2
Voltaje secundario (V)	220/127	220/127
Conexión	Dyn5	Dyn5
Norma	NTC-ANSI C57.1200	NTC-ANSI C57.1200
Frecuencia (Hz)	60	60
Impedancia (%)	3	3
Medidor asociado	N.° 296	N.° 139

La planta matriz dispone de un sistema de medición comercial conformado por dos medidores electrónicos multifunción de estado sólido, uno por cada circuito asociado a los transformadores y, por tanto, a los PAC-A y PAC-B. Estos equipos registran energía activa, energía reactiva y demanda máxima en intervalos horarios, conforme a los requerimientos de ELEPCO S.A. para usuarios industriales. La facturación se realiza bajo la tarifa ARCONEL MTCGCD32, correspondiente a un suministro en media tensión con demanda horaria diferenciada. La Figura 4.2 presenta el medidor N.° 296, asociado a una de las instalaciones evaluadas.



Figura 4.2 Medidor N.º 296 perteneciente al PAC-B.

4.1.3. Estructura metodológica del estudio

Una vez caracterizada la configuración general del sistema eléctrico de la planta, la investigación se desarrolló mediante una secuencia de etapas orientadas a garantizar la organización y trazabilidad del proceso de evaluación. La metodología aplicada se resume en la Figura 4.3, en la cual se representa el procedimiento seguido desde el levantamiento inicial de información hasta la evaluación de las medidas técnicas de mitigación.

El procedimiento metodológico se estructuró considerando las siguientes etapas:

- Información de entrada: levantamiento de datos en campo, identificación y clasificación de cargas eléctricas, actualización de los diagramas unifilares, recopilación de parámetros de placa de los principales equipos y revisión de los registros históricos de facturación eléctrica.
- Medición y procesamiento: definición de los puntos de acoplamiento común, instalación y configuración del analizador Fluke 435-II, ejecución de la campaña de monitoreo, descarga y depuración de los registros y cálculo de los indicadores eléctricos y de calidad de la energía.
- Evaluación técnica: comparación de los resultados obtenidos con los criterios técnicos y normativos seleccionados, con el propósito de identificar y priorizar las principales condiciones problemáticas presentes en los PAC.

- Modelación y verificación: construcción de los modelos eléctricos en ETAP, simulación de casos operativos representativos y comparación de las principales variables medidas y simuladas para verificar la consistencia de los modelos desarrollados.
- Evaluación de soluciones: formulación y análisis de medidas técnicas de mitigación a partir de los resultados experimentales, los cálculos analíticos y los escenarios simulados en ETAP.

Esta secuencia permite relacionar los datos obtenidos durante el levantamiento y la campaña de medición con los resultados presentados posteriormente, manteniendo una correspondencia entre la caracterización del sistema, la evaluación de los parámetros eléctricos, la modelación computacional y las propuestas técnicas desarrolladas.

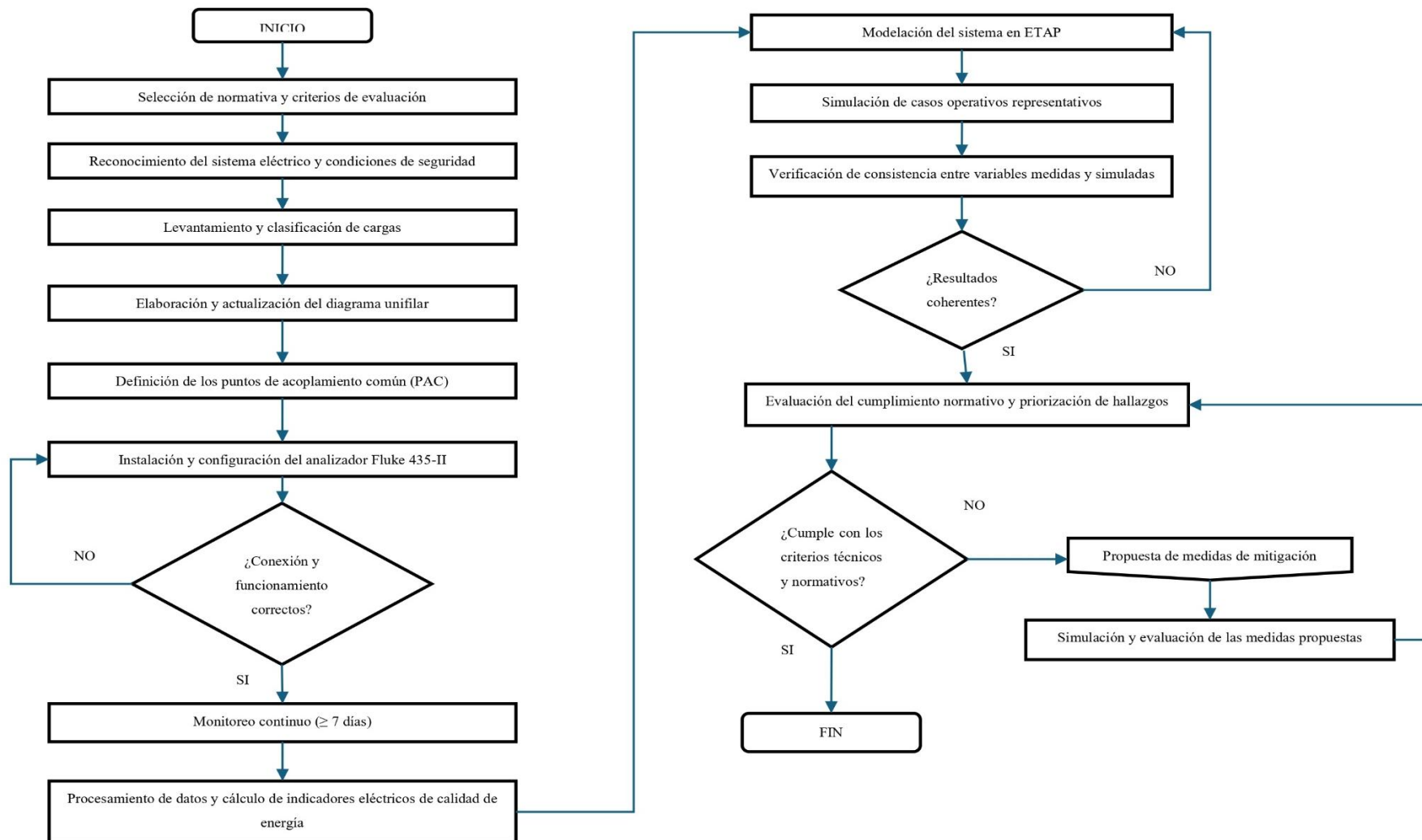


Figura 4.3 Secuencia metodológica aplicada para la evaluación de la calidad de la energía eléctrica.

4.1.4. Diagramas unifilares de las instalaciones asociadas a los PAC

Con base en la información recopilada durante las visitas técnicas se procedió a actualizar los diagramas unifilares de las dos instalaciones eléctricas, para ello se levantó información correspondiente a transformadores, protecciones generales, conductores, alimentadores, tableros principales, circuitos derivados y las principales cargas asociadas a cada tablero principal (TP).

Los diagramas unifilares representan un elemento de apoyo técnico fundamental, ya que permiten visualizar la estructura de alimentación de cada PAC, la jerarquía de protecciones y la relación entre la configuración del sistema.

La Figura 4.4 presenta el diagrama unifilar de la instalación asociada al PAC-A, mientras que la Figura 4.5 corresponde a la instalación asociada al PAC-B.

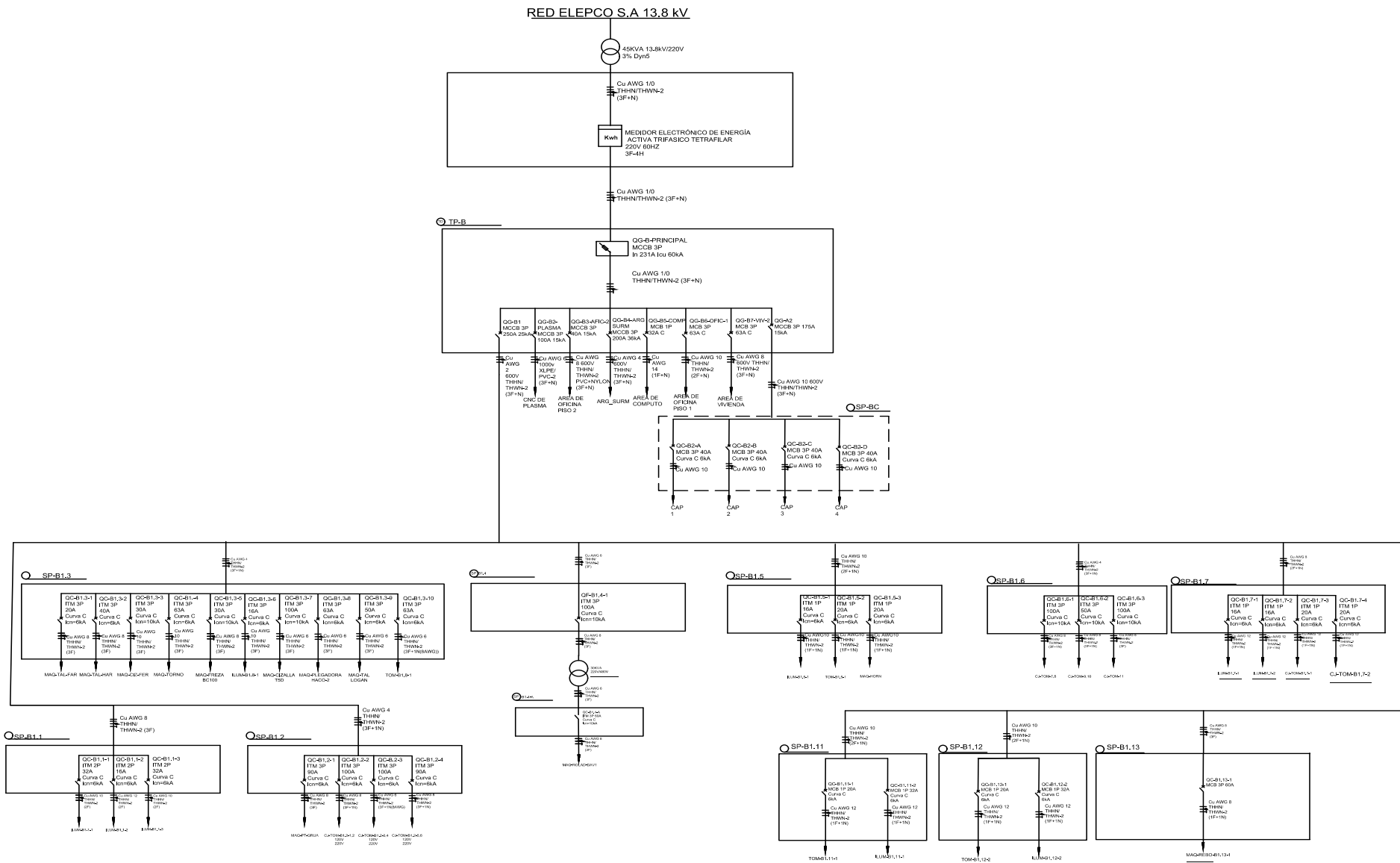


Figura 4.5 Diagrama unifilar del sistema eléctrico asociada al PAC-B.

4.1.5. Identificación de los puntos de acoplamiento común (PAC)

Dado que el sistema eléctrico general está conformado por dos instalaciones, se definieron dos puntos de medición estratégica, denominados Puntos de Acoplamiento Común (PAC), en los cuales se instalaron los respectivos dispositivos de registro. Asimismo, la ubicación física y las características de las protecciones asociadas a cada punto se describen a continuación.

4.1.6. Sistemas de compensación de potencia reactiva existentes

Durante el levantamiento de información del sistema eléctrico se identificaron bancos de capacitores asociados a los tableros principales TP-A y TP-B. La caracterización de estos equipos resulta necesaria debido a que su ubicación eléctrica y su condición de operación influyen en el intercambio de potencia reactiva, en el factor de potencia registrado y en la comparación entre las mediciones efectuadas con el analizador Fluke 435-II y los valores reportados por el sistema de medición comercial.

La inspección comprendió la identificación de las unidades capacitivas, los elementos de maniobra, los controladores de factor de potencia y los transformadores de corriente asociados. Asimismo, se revisó preliminarmente la presencia de etapas fijas, etapas automáticas y reactancias de rechazo.

4.1.6.1. Banco de capacitores asociado al PAC-A

Durante la inspección del sistema de compensación reactiva asociado al PAC-A se verificó la presencia de un banco de capacitores trifásico de baja tensión, conectado en delta, instalado en el tablero principal. El sistema está conformado por cuatro unidades capacitivas iguales, marca EPCOS / Siemens PhiCap, con tensión nominal de 220 V y potencia reactiva nominal de 10 kVAr a 60 Hz por unidad. En conjunto, la capacidad instalada asciende a 40 kVAr.

Desde el punto de vista funcional, se identificó una configuración mixta de compensación, compuesta por una etapa fija conectada permanentemente a barra y tres etapas automáticas maniobradas mediante contactores, gobernadas por un regulador digital de factor de potencia Lovato DCR A5. Asimismo, se verificó la presencia de un transformador de corriente de relación 400/5 A, empleado por el controlador para supervisar la corriente del sistema y ordenar la conexión o desconexión escalonada de las etapas automáticas.



Figura 4.6 Banco de capacitores instalado en el PAC-A.

Esta configuración implica que el PAC-A dispone de una inyección capacitiva base aun en condiciones de baja carga, aspecto que debe considerarse tanto en la interpretación del comportamiento reactivo del sistema como en el modelado computacional posterior. A partir de la inspección visual no se evidenció la presencia de reactancias de rechazo, por lo que preliminarmente el banco se interpreta como un sistema de compensación convencional no filtrado.

Tabla 4.2 Características técnicas del banco de capacitores asociado al PAC-A

Parámetro	Valor / descripción
Configuración de conexión	Delta (Δ)
Marca de los capacitores	EPCOS / Siemens PhiCap
Modelo visible de capacitor	B32344-B2101-A020
Número de unidades capacitivas	4
Tensión nominal de cada unidad	220 V
Frecuencia nominal del sistema	60 Hz
Capacitancia nominal por unidad	$(3 \times 182,5 \mu F)$
Potencia reactiva por unidad a 60 Hz	10,0 kVAr
Potencia reactiva total instalada	40,0 kVAr
Modo de operación	Configuración mixta: 1 etapa fija + 3 etapas automáticas

Contactores de maniobra	3 contactores para etapas automáticas
Controlador de FP	Lovato DCR A5
Modo del controlador observado	Automático
Transformador de corriente asociado	Tipo IBG, relación 400/5 A

4.1.6.2. Banco de capacitores asociado al PAC-B

Durante la inspección del sistema de compensación reactiva asociado al PAC-B se verificó la presencia de un banco de capacitores trifásico de baja tensión, conformado por cuatro unidades capacitivas similares, cada una maniobrada mediante su respectivo contactor. A diferencia del banco identificado en el PAC-A, en este caso no se evidenció una etapa fija conectada permanentemente a barra, sino una configuración de cuatro etapas automáticas, gobernadas por un regulador digital de factor de potencia Lovato DCRL5.



Figura 4.7 Banco de capacitores instalado en el PAC-B.

En la placa visible de una de las unidades capacitivas se identificó la marca Lifasa y una potencia reactiva nominal de 11 kVAr a 220 V y 60 Hz. Considerando que el sistema de baja tensión de la planta opera a 220 V y que las cuatro unidades son equivalentes, la potencia reactiva total instalada del banco se estima en 44 kVAr. Asimismo, al no observarse conductor neutro asociado a las unidades capacitivas, su configuración es consistente con un banco trifásico en delta.

Desde el punto de vista funcional, este banco corresponde a un sistema de compensación automático escalonado, lo que permite una adaptación más coherente a la demanda reactiva del PAC-B. A partir de la inspección visual no se evidenció la presencia de reactancias de rechazo, por lo que preliminarmente se interpreta como un banco de compensación convencional no filtrado.

Tabla 4.3 Características técnicas del banco de capacitores asociado al PAC-B

Parámetro	Valor / descripción
Número de unidades capacitivas	4
Tensión nominal por unidad	220 V (sistema) / placa visible con referencia 220–230 V
Frecuencia nominal	60 Hz
Potencia reactiva por unidad a 220 V	11 kVAr
Potencia reactiva total estimada	44 kVAr
Modo de operación	4 etapas automáticas
Controlador de FP	Lovato DCRL5
Tipo de control	Automático escalonado
Interpretación preliminar	Banco convencional automático, no filtrado

4.1.6.3. PAC-A (Tablero principal TP-A)

El PAC-A se localiza aguas abajo de la protección general QG-A y se encuentra asociado al transformador de 75 kVA. La acometida correspondiente está conformada por cuatro conductores de cobre tipo THHN-2, calibre 2/0 AWG. La protección principal está constituida por un interruptor automático de caja moldeada (MCCB) marca Mitsubishi, modelo NF400, de tres polos y corriente nominal de 300 A. Este punto de medición corresponde al tablero principal TP-A, cuya disposición física se presenta en la Figura 4.8.

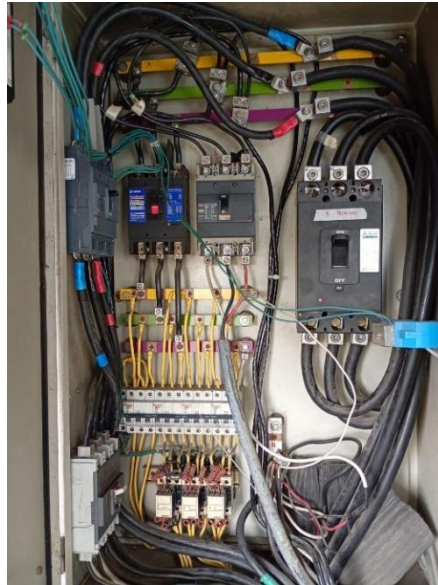


Figura 4.8 Tablero principal (TP-A).

4.1.6.4. PAC-B (Tablero principal TP-B)

El PAC-B se encuentra ubicado aguas abajo de la protección general QG-B y concentra la carga alimentada por el transformador de 45 kVA. La acometida respectiva está conformada por cuatro conductores de cobre tipo THHN-2, calibre 1/0 AWG. La protección principal corresponde a un interruptor automático de caja moldeada (MCCB) marca Siemens, modelo 3VT3, de tres polos y corriente nominal reportada de 260 A. Este punto de evaluación corresponde al tablero principal TP-B, cuya disposición física se presenta en la Figura 4.9.



Figura 4.9 Tablero principal (TP-B).

4.1.7. Condiciones operativas de la planta

Para comprender la dinámica de la instalación de la planta y justificar la selección de la ventana de medición con el analizador de redes, se analizó el perfil de carga y las condiciones operativas de las instalaciones correspondientes a los transformadores. Para garantizar la representación de la muestra, el estudio considera los ciclos de operación reales de la planta, definidos en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4 Descripción de días de trabajo y horas en la planta

Días laborales	Turno Matutino	Turno Vespertino
Lunes a viernes	09:00–12:00	14:00–17:00
sábado	09:00–12:00	14:00–17:00

4.1.8. Resumen del inventario y clasificación de cargas eléctricas

La identificación de las cargas asociadas a los puntos de acoplamiento común permitió caracterizar la composición eléctrica de las instalaciones y reconocer los grupos de equipos con mayor participación nominal en cada tablero principal. El levantamiento se efectuó mediante inspección técnica en campo, revisión de placas de características, identificación de circuitos alimentadores y verificación de la cantidad de equipos existentes. El detalle completo del inventario se presenta en los anexos (ANEXO. E y ANEXO. F), mientras que en este apartado se resume la información más representativa para el análisis, mientras que en la Tabla 4.5 se resumen los resultados generales por PAC.

Tabla 4.5 Resumen general del inventario de cargas por PAC.

PAC	Tablero	Capacidad del transformador (kVA)	Registros de carga	Cantidad total de equipos	Potencia aparente nominal inventariada (kVA)
PAC-B	TP-B	45,00	28	48	272,596
PAC-A	TP-A	75,00	26	44	263,639
TOTAL	—	—	54	92	536,234

Como se presenta en la Tabla 4.5, el TP-B dispone de 48 equipos agrupados en 28 registros de carga, cuya potencia aparente nominal acumulada alcanza 272,596 kVA. Por su parte, el TP-A comprende 44 equipos distribuidos en 26 registros, con una potencia aparente nominal acumulada de 263,639 kVA.

En ambos casos, la potencia nominal inventariada supera la capacidad nominal del transformador asociado. Sin embargo, esta comparación no constituye por sí misma evidencia de sobrecarga, debido a que el inventario incluye la totalidad de los equipos disponibles, entre ellos cargas fijas, portátiles e intermitentes que no operan necesariamente de manera simultánea. En consecuencia, la cargabilidad real de los transformadores se determina posteriormente mediante los registros de demanda máxima, las mediciones realizadas con el analizador de calidad de energía y los escenarios operativos modelados en ETAP.

Con el propósito de relacionar el inventario con el comportamiento esperado de la instalación, las cargas se agruparon preliminarmente según su principio de funcionamiento eléctrico. Para ello, se diferenciaron las cargas lineales motrices o resistivas, las cargas no lineales asociadas a los procesos productivos y las cargas no lineales correspondientes a servicios auxiliares. Los resultados se presentan en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6 Clasificación preliminar de las cargas inventariadas según el comportamiento eléctrico

Categoría de carga	Criterio de agrupación	PAC-B (kVA)	PAC-B (%)	PAC-A (kVA)	PAC-A (%)
Lineal, motriz o resistiva	Motores, máquinas-herramienta, puentes grúa, horno y prensa	167,267	61,36	115,636	43,86
No lineal de procesos	Equipos de soldadura y corte que incorporan electrónica de potencia	95,796	35,14	140,989	53,48
No lineal de servicios	Equipos de cómputo e iluminación con alimentación electrónica o balasto	9,533	3,50	7,014	2,66
TOTAL	—	272,596	100,00	263,639	100,00

En el PAC-B, las cargas lineales motrices o resistivas representan el 61,36 % de la potencia aparente nominal inventariada, mientras que las cargas no lineales de proceso corresponden al

35,14 %. La participación lineal se relaciona principalmente con las plegadoras, rebordeadoras, puentes grúa, taladros industriales, tornos, fresadoras y otras máquinas accionadas mediante motores. Dentro del componente no lineal destacan la soldadora de arco sumergible, con 72,552 kVA nominales, y el sistema de corte por plasma CNC, con 23,244 kVA.

En el PAC-A se presenta una distribución diferente. Las cargas no lineales de proceso representan el 53,48 % de la potencia aparente nominal inventariada, superando a las cargas lineales motrices o resistivas, cuya participación alcanza el 43,86 %. La elevada participación de las cargas no lineales se encuentra asociada principalmente al conjunto de diez soldadoras eléctricas multiproceso, cuya potencia nominal acumulada corresponde a 140,989 kVA.

Este resultado no significa que las diez soldadoras operen simultáneamente ni que demanden permanentemente la potencia nominal acumulada. Su utilización depende de las actividades desarrolladas por el personal y de las necesidades del proceso productivo. Por tanto, la participación mostrada en la tabla describe la composición nominal del inventario y no la contribución armónica simultánea durante todos los períodos de operación.

Las cargas no lineales de servicios presentan una participación reducida en ambos PAC: 3,50 % en el PAC-B y 2,66 % en el PAC-A. Esta categoría incluye principalmente equipos de cómputo e iluminación. No obstante, la clasificación de determinados sistemas de iluminación deberá interpretarse con precaución, debido a que su comportamiento depende del tipo de lámpara, balasto o controlador electrónico utilizado.

4.2. EQUIPOS Y RECURSOS TECNOLÓGICOS

4.2.1. Analizador trifásico de calidad de energía Fluke 435-II

Como dispositivo principal para la adquisición de datos se utilizó un analizador trifásico de calidad de energía FLUKE 435-II. Este equipo fue seleccionado por su capacidad de registro simultáneo de parámetros en sistemas de cuatro hilos (3F+N) y su clasificación como instrumento Clase A, conforme a la norma IEC 61000-4-30. Esta característica resulta fundamental en estudios de calidad de energía con fines de evaluación normativa, ya que garantiza consistencia metrológica en la medición de tensión, flicker, armónicos y demás parámetros eléctricos.

Adicionalmente, el equipo cuenta con un certificado de calibración vigente, en el cual se especifica que la estimación de la incertidumbre se fundamenta en el procedimiento EL 005 para la calibración de medidores de energía eléctrica, emitido por el Centro Español de Metrología (CEM) ANEXO. H.

4.2.2. Pinza amperimétrica Fluke 325

De manera complementaria se empleó un Pinza Amperimétrica Fluke 325 para labores de inspección preliminar y verificación de seguridad. Este equipo permitió realizar las siguientes maniobras antes de la conexión del analizador:

- Validación de niveles de voltaje en barras para descartar riesgos de sobretensión.
- Verificación de equilibrio de corrientes instantáneas para identificar la fase más cargada.
- Comprobación de continuidad en el sistema de puesta a tierra de los tableros.

4.2.3. Medidor digital de tierra Allosun EM480D

Como parte del levantamiento de información del sistema de puesta a tierra de la planta, se utilizó el medidor digital de tierra Allosun EM480D, instrumento portátil utilizado para la verificación de la resistencia de puesta a tierra y de la tensión de tierra en campo. Su aplicación dentro del estudio estuvo orientada a la evaluación preliminar de la malla de puesta a tierra existente, con el propósito de disponer de una referencia inicial del estado del sistema antes de profundizar en el análisis de resistividad del terreno y en la propuesta de rediseño [21].

4.2.4. Telurómetro Fluke 1623-2 Earth/Ground Tester

De manera complementaria, se empleó el telurómetro Fluke 1623-2 Earth/Ground Tester, equipo especializado para la evaluación de parámetros eléctricos asociados a la puesta a tierra. Su incorporación dentro de la metodología resultó pertinente debido a que permite ejecutar mediciones mediante distintos arreglos de prueba, entre ellos configuraciones de 2, 3 y 4 polos, pruebas selectivas con pinza y mediciones sin estacas.

Para el desarrollo del presente estudio, su aplicación principal estuvo orientada a la determinación de la resistividad del suelo, variable fundamental para el análisis y rediseño del sistema de puesta a tierra. Desde el punto de vista instrumental, el equipo dispone de memoria interna para almacenamiento de registros, interfaz USB para transferencia de datos y protección

adecuada para trabajos de campo, características que favorecen la trazabilidad del proceso de medición y la confiabilidad del levantamiento realizado [22].

4.3. PROCEDIMIENTOS Y PROTOCOLOS DE MEDICIÓN

4.3.1. Protocolo de seguridad y habilitación de puntos

Previo a cualquier maniobra se gestionaron los permisos de trabajo correspondiente con la jefatura de mantenimiento de la planta de INDUACERO para delimitar la zona de intervención para restringir el acceso al personal no autorizado, por lo tanto, para prevenir cualquier incidente de riesgo eléctrico se menciona en la siguiente Tabla 4.7 los equipos de protección básica.

Tabla 4.7 Equipo de protección personal (EPP) utilizado

Elemento de Protección	Especificación Técnica / Normativa	Función
Protección Craneal	Casco Dieléctrico	Aislamiento y protección contra impactos.
Protección Visual	Gafas de seguridad	Protección contra proyección de partículas y radiación UV por arco.
Protección Manual	Guantes de caucho aislante	Aislamiento para baja tensión (hasta 500V) y protección mecánica.
Ropa de Trabajo	Camisa y pantalón de algodón	Prevención de quemaduras por exposición térmica.
Calzado	Botas dieléctricas con puntera reforzada	Aislamiento al potencial de tierra.

4.3.2. Maniobras de conexión física

Una vez asegurado la zona de trabajo, se procedió con la instalación del equipo de medición en los puntos PAC-A y PAC-B. El procedimiento técnico siguió la siguiente secuencia lógica:

1. **Verificación de ausencia de fallas:** Inspección visual de barras y conductores para descartar puntos calientes o aislamiento deteriorado (Ver Figura 4.10). También mediante la pinza auxiliar se verificaron los niveles de voltaje (L-L y L-N) para confirmar que se encuentran dentro del rango operativo del analizador.



Figura 4.10 Inspección visual del tablero (TP-B)

2. **Validación de secuencia de fases:** Utilizando la función de fasor del analizador se confirmó la secuencia de rotación positiva (A-B-C) en sentido horario, condición necesaria para la correcta interpretación de la potencia activa y reactiva.

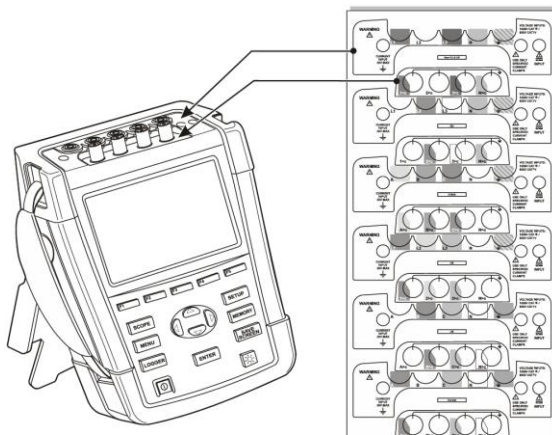


Figura 4.11 Montaje de las etiquetas para entradas de tensión y corriente.

3. Instalación de transductores:

- **Tensión:** Se conectaron las pinzas de tipo cocodrilo siguiendo estrictamente el orden de seguridad primero tierra (GND), seguido de neutro (N) y finalmente las fases A(L1), B(L2), C(L3).
- **Corriente:** Se acoplan las sondas flexibles alrededor de los conductores respetando la polaridad del flujo de carga (Fleja indicadora orientada hacia la carga).

4. **Validación de conexión (Fasorial):** Antes de iniciar el registro se verifica en la pantalla del analizador el diagrama fasorial en tiempo real, confirmando que los voltajes y corrientes aparecieron en secuencia correcta y con ángulos de desfase esperados, tal como se evidencia en la Figura 4.12.



Figura 4.12 Diagrama de vectores correspondiente al analizador correctamente conectado.

5. **Topología de Conexión:** Dado que el sistema de distribución es trifásico de cuatro hilos, se configuró el analizador físicamente en topología Estrella (Wye) / 3-Fases + Neutro. Esta configuración es crítica para permitir el registro de desequilibrios y corrientes de retorno por el neutro.

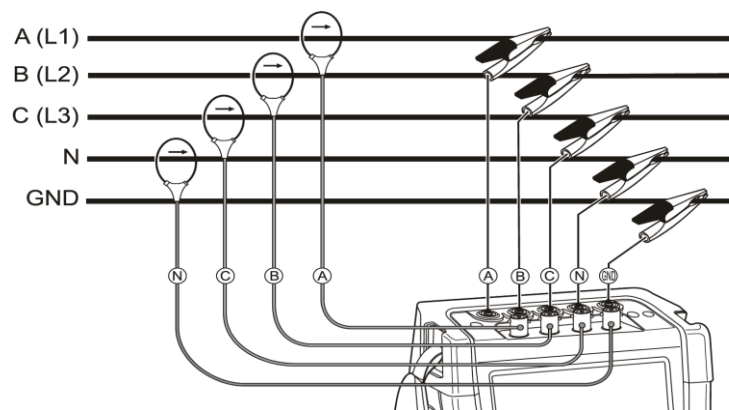


Figura 4.13 Diagrama de conexión del analizador en topología Estrella (3F+N)[23].



Figura 4.14 Conexión física de las pinzas de voltaje y sondas de corriente en el TP-B.

4.3.3. Parametrización de registro del analizador

Para garantizar la validez normativa de los datos, el analizador Fluke 435-II fue programado siguiendo los criterios de la norma IEC 61000-4-30 Clase A. En lugar de realizar una configuración genérica, se personalizaron los parámetros según las características de la red de INDUACERO. La Tabla 4.8 resume la configuración técnica aplicada en el firmware del equipo.

Tabla 4.8 Parámetros de configuración del analizador Fluke 435-II.

Parámetro	Configuración Establecida	Observación
Topología	3Ø Wye (Estrella)	Para sistemas con Neutro (4 hilos).
Tensión Nominal	127 V (Fase-Neutro)	Referencia para detección de Sags/Swells.
Frecuencia	60 Hz	Frecuencia fundamental del sistema.
Intervalo de Agregación	10 minutos	ARCONEL 009/24 e IEEE 519.
Transductores Corriente	i430-Flex	Rango Nominal: 2000 A / Sensibilidad: x10.
Modo de Registro	Tendencia + Eventos	Captura continua con resolución de eventos.
Norma de Potencia	IEEE 1459	Método unificado para cálculo de potencia.
Armónicos	Hasta el orden 50	Espectro completo según normativa.

4.3.4. Ejecución de la campaña de monitoreo

La fase de recolección de datos se llevó a cabo en dos etapas consecutivas garantizándola cobertura de periodos de producción plena, turnos parciales y descanso. El cronograma ejecutado fue el siguiente:

Tabla 4.9 Cronograma y detalles de las mediciones en los PAC pertenecientes a los transformadores.

Punto de Acoplamiento (PAC)	Tablero Principal	Fecha/Hora de Inicio	Fecha/Hora de Finalización	Duración estimada
PAC-A	TP-A	10/dic/2025 – 08:08 AM	17/dic/2025 – 08:08 AM	7 días (168h)
PAC-B	TP-B	17/dic/2025 – 08:25 AM	24/dic/2025 – 08:26 AM	7 días (168h)

Durante estos periodos la planta opero bajo su régimen habitual con funcionamiento activo de maquinaria critica (soldadoras y motores) de lunes a viernes y carga base durante el fin de semana. Esto asegura que los datos obtenidos son representativos del escenario operativo real de la planta.

4.4. PROCESAMIENTO DE DATOS Y CRITERIOS DE EVALUACIÓN

4.4.1. Gestión, filtrado y validación de la información

Los archivos nativos fueron extraídos mediante el software propietario Fluke PowerLog y exportados a formato de hoja de cálculo (*.csv/*.xlsx) para su tratamiento masivo. Previo al cálculo de indicadores se aplicó un filtro de integridad para depurar la base de datos utilizando los siguientes criterios de exclusión:

- A. Eliminación de intervalos de interrupción: se descartaron los registros de voltaje nula ($V \approx 0$) asociados a cortes de energía externos o maniobras de desconexión dado que estos eventos corresponden a análisis de confiabilidad (continuidad) y no de calidad de la onda.
- B. Depuración de transitorio atípico: se eliminaron valores espurios causados por errores de escritura en el sensor o desconexión momentánea de las sondas durante la instalación y retiro del equipo.

4.4.2. Matriz de indicadores de conformidad

Para determinar la conformidad técnica de los PAC se construye una matriz de evaluación que vincula cada variable calculada con su umbral normativo.

La Tabla 4.10 consolida los límites críticos utilizados para dictaminar la aprobación o rechazo de la calidad de energía en INDUACERO. Es importante destacar que, para los armónicos individuales de corriente, los límites no son fijos sino dependen de la relación corriente máxima de cortocircuito en el PAC y corriente de carga de demanda máxima (componente de frecuencia fundamental) en el PAC bajo condiciones normales de operación de la carga (I_{sc}/I_L) calculada para la planta.

Tabla 4.10 Matriz de criterios de evaluación y límites normativos.

Variable / Parámetro	Norma de Referencia	Límite / Umbral Crítico	Criterio de Decisión (Falla si...)
Nivel de Voltaje (Estado Estable)	ARCONEL 009/24	$\pm 5\%$ de V_{nom}	$V_{rms} < 0.95$ p.u. (Bajo Voltaje) o $V_{rms} > 1.05$ p.u. (Sobrevoltaje)
Desequilibrio de Voltaje	ARCONEL 009/24 / IEEE 1159	2.0 %	% Desequilibrio $> 2.0\%$
Desequilibrio de Corriente	NEMA MG-1	10.0 % (Recomendado)	% Desequilibrio $> 10\%$ (Alerta térmica en motores)
THD de Voltaje (THD _v)	IEEE 519-2022	8 %	CP95 del THD _v $> 8.0\%$ (Para $V \leq 1.0$ kV)
Armónicos Indiv. Voltaje	IEEE 519-2022	5.0 %	Cualquier armónico (h) $> 5.0\%$
TDD de Corriente	IEEE 519-2022	Variable (Tabla IEEE)	TDD $>$ Límite calculado según relación I_{sc}/I_L
Armónicos Indiv. Corriente	IEEE 519-2022	Variable (Tabla IEEE)	$I_h(\%) >$ Límite calculado según relación I_{sc}/I_L
Factor de Potencia (FP)	ARCONEL 006/25	≥ 0.94	Promedio mensual > 0.94
Flicker (Pst)	ARCONEL 009/24	1.0 p.u	Pst > 1.0 (Irritabilidad visual)
Sags	IEEE 1159	3 s – 1 min (0.1 – 0.9) pu	Es un evento temporal
Swell	IEEE 1159	3 s – 1 min (1.1 – 1.2) pu	Es un evento temporal

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1. ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA EN EL PAC-A DEL TRANSFORMADOR DE 75 KVA

5.1.1. Análisis de cargabilidad

Con el fin de simplificar el análisis de la cargabilidad de los transformadores, se tomará como referencia la potencia nominal indicada en su placa de características. Este criterio permite determinar si el equipo opera dentro de un rango estable o si supera su capacidad nominal. Para estimar la cargabilidad del transformador asociado al PAC-A, se evaluaron dos fuentes de información: los registros históricos de facturación correspondientes al medidor N.º 139 y los valores de potencia aparente obtenidos durante la campaña de monitoreo con el analizador Fluke 435-II. El nivel de utilización del transformador se determinó mediante la siguiente relación:

$$C = \frac{S}{S_N} \times 100 \quad (5.1)$$

Donde C corresponde a la cargabilidad del transformador en porcentaje, S es la potencia aparente demandada por la instalación y S_N corresponde a la potencia nominal del transformador.

Debido a que los registros de facturación proporcionan la demanda activa máxima y el factor de potencia mensual, la demanda aparente histórica se estimó mediante:

$$S_{est} = \frac{P_{fact}}{FP_m} \quad (5.2)$$

Donde S_{est} corresponde a la demanda aparente mensual estimada, P_{fact} es la demanda activa facturable y FP_m es el factor de potencia reportado para el respectivo mes. Esta estimación se emplea únicamente para caracterizar la tendencia histórica, debido a que el factor de potencia mensual no necesariamente coincide temporalmente con el instante de máxima demanda activa.

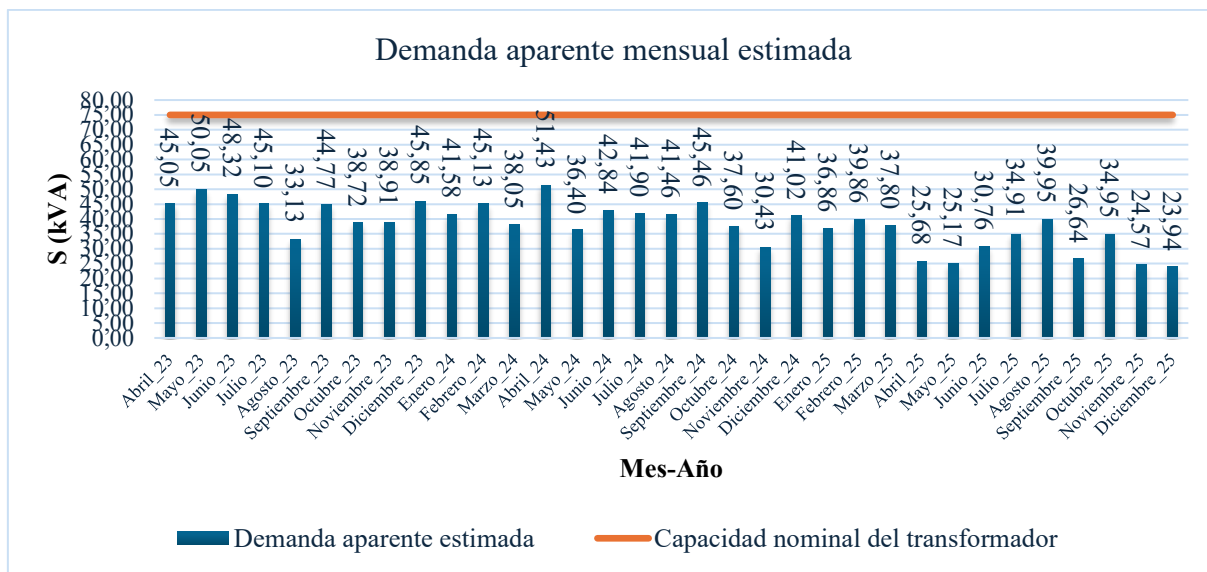


Figura 5.1 Tendencia histórica de la demanda aparente mensual estimada del PAC-A, asociada al transformador de 75 kVA.

La Figura 5.1 presenta que durante los 33 periodos comprendidos entre abril de 2023 y diciembre de 2025, la demanda aparente mensual estimada se mantuvo entre 23,94 y 51,43 kVA, con un promedio de 38,31 kVA. El máximo correspondió a abril de 2024 y representó una cargabilidad de 68,57 %, por lo que los registros históricos disponibles no muestran valores estimados superiores a la capacidad nominal de 75 kVA. Para complementar esta tendencia se analizaron las mediciones realizadas durante la campaña. La potencia aparente total media por intervalo (Full IEEE Total Med) se utilizó para caracterizar la carga mantenida, mientras que Full IEEE Total Max permitió identificar los máximos registrados dentro de cada ventana. Los principales resultados se presentan en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Resumen de potencia aparente y cargabilidad registrada en el PAC-A.

Indicador	Potencia aparente (kVA)	Cargabilidad (%)	Fecha y hora
Promedio de Full IEEE Total Med	6,319	8,43	—
P95 de Full IEEE Total Med	7,800	10,40	—
Máximo de Full IEEE Total Med	16,75	22,33	16/12/2025 16:18:08
Máximo de Full IEEE Total Max	66,450	88,60	16/12/2025 10:48:08
Capacidad nominal del transformador	75,000	100,00	—

La potencia aparente total media presentó un promedio de 6,319 kVA, equivalente al 8,43 % de la capacidad nominal, mientras que su percentil 95 alcanzó 7,800 kVA (10,40 %). El mayor valor medio registrado fue de 16,75 kVA, equivalente a una cargabilidad de 22,33 %.

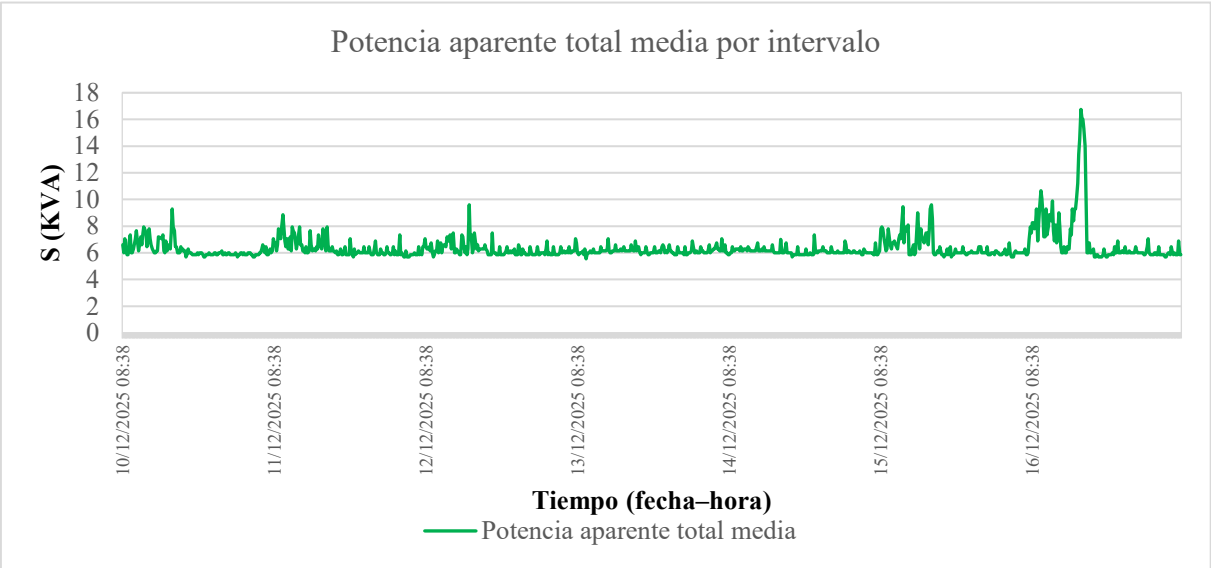


Figura 5.2 Potencia aparente total media por intervalo registrada en el PAC-A durante la campaña de monitoreo.

Por otra parte, la potencia aparente total máxima alcanzó 66,45 kVA, equivalente al 88,60 % de la capacidad nominal. Debido a que esta variable representa el máximo detectado dentro de una ventana de registro, dicho valor se interpreta como un pico de demanda y no como una condición sostenida durante todo el intervalo.

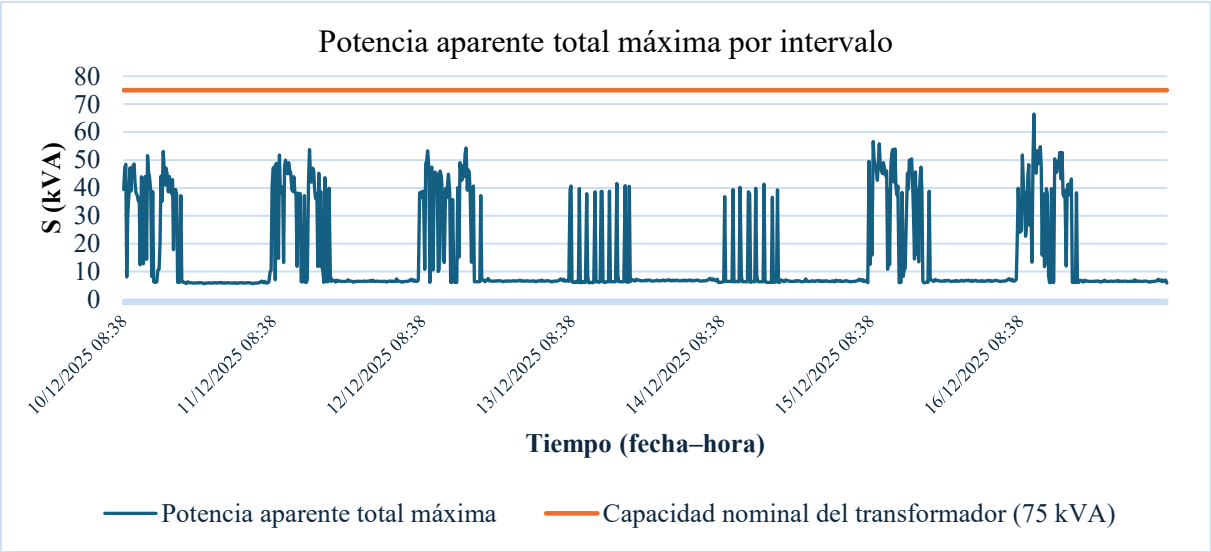


Figura 5.3 Potencia aparente total máxima por intervalo registrada en el PAC-A durante la campaña de monitoreo.

En conjunto, la información histórica y las mediciones realizadas evidencian que el transformador asociado al PAC-A operó por debajo de su capacidad nominal durante las condiciones evaluadas. Este margen de capacidad resulta relevante para el análisis posterior de redistribución de carga desde el PAC-B; no obstante, no debe interpretarse como disponibilidad irrestricta para futuras ampliaciones.

5.1.2. Análisis del nivel de voltaje y corriente

5.1.2.1. Voltaje fase–neutro (127 V)

Las tensiones fase–neutro presentaron un promedio de 123,35 V, con variaciones entre -6,98% y +1,13% respecto al nominal de 127 V, tal como se observa en la Tabla 5.2. En este sentido, todos los valores se mantuvieron dentro del límite $\pm 8\%$, por lo que el PAC-A cumplió con el marco regulatorio vigente.

Tabla 5.2 Variación porcentual del voltaje RMS fase–neutro en el PAC del transformador de 75 kVA.

Variable	ΔV Mínimo (%)	ΔV Máximo (%)
V_{L-N}		
L1N	-5,26	1,13
L2N	-6,98	0,44
L3N	-6,21	0,39

5.1.2.2. Voltaje neutro–tierra (N–GND)

El voltaje entre neutro y tierra presentó un valor promedio de 29,57 V y un máximo de 32,24 V, como se muestra en la Tabla 5.3. Aunque la regulación utilizada para la evaluación de calidad del producto no establece un límite específico para esta variable, las magnitudes registradas constituyen un hallazgo técnico relevante debido al elevado potencial existente entre el neutro y la referencia de tierra.

Tabla 5.3 Nivel de voltaje en el neutro-tierra registrada en el PAC del transformador de 75kVA.

Condición	Fecha	Hora	V (RMS)
			N-GND
Mínimo	12/12/2025	05:48 am	22,78
Media	—	—	29,57

Máximo	15/12/2025	03:28 am	32,24
--------	------------	----------	-------

Esta condición puede relacionarse con deficiencias en la referencia equipotencial del sistema, caídas de tensión en el conductor neutro o la circulación de corrientes asociadas al desequilibrio y a componentes de secuencia cero. Por ello, el resultado se complementó con el análisis de corriente en el neutro y con la evaluación posterior del sistema de puesta a tierra existente.

5.1.2.3. Corriente en el neutro

La corriente fundamental en el conductor neutro presentó un valor medio de 1,54 A y un valor máximo de 2,90 A, tal como se muestra en la Tabla 5.4. Estos niveles de corriente son relativamente bajos, por lo que se descarta que el voltaje elevado registrado entre neutro y tierra (N-GND) sea consecuencia de una circulación excesiva de corriente por el neutro. En este sentido, se concluye que la principal causa del voltaje N-GND observado es la alta resistencia del sistema de puesta a tierra, cuyo valor medido fue de 171 Ω , significativamente superior a los valores recomendados para una adecuada referencia a tierra.

Tabla 5.4 Nivel de corriente RMS en el neutro en el PAC del transformador de 75 kVA.

Condición	Fecha	Hora	I (RMS)
			N
Mínimo	13/12/2025	10:58:08 AM	1,1
Media	—	—	1,54
Máximo	16/12/2025	04:18:08 PM	2,9

5.1.3. Análisis de desequilibrio

5.1.3.1. Desequilibrio de voltaje

El análisis de las mediciones realizadas con el analizador de calidad de energía evidencia que el desequilibrio de voltaje presenta un valor de percentil 95 de 1,18 %, el cual se encuentra por debajo del límite máximo permitido de 2,0 % establecido en la Regulación Nro. ARCONEL 009/24 (Codificada). Por lo tanto, se concluye que el sistema eléctrico de la empresa cumple con los índices y límites regulatorios de desequilibrio de voltaje.

5.1.3.2. Desequilibrio de corriente

El análisis de las mediciones realizadas con el analizador de calidad de energía muestra que el desequilibrio de corriente presenta un valor de percentil 95 de 95,61 %. Si bien no existe una normativa específica que establezca límites o valores máximos admisibles para este indicador, el resultado obtenido evidencia la presencia de un desbalance sumamente elevado de carga entre las fases del sistema.

Con el fin de corroborar esta condición, en la Tabla 5.5 se presentan los valores de corriente fundamental por fase registrados durante el período de medición para las condiciones de demanda mínima, media y máxima.

Tabla 5.5 Nivel de corriente RMS por fase en el PAC del transformador de 75 kVA.

Condición	Fecha	Hora	I (A)			
			L1	L2	L3	Promedio
Mínimo	13/12/2025	09:58:08 AM	21,60	20,2	9,81	17,2
Media	—	—	23,23	20,99	11,06	18,43
Máximo	16/12/2025	04:18:08 PM	48,60	40,2	40,2	43

Las diferencias entre las corrientes de fase confirman que determinadas cargas monofásicas y bifásicas no se distribuyen uniformemente durante la operación. Aunque este indicador no constituye un incumplimiento de la regulación de calidad de voltaje aplicada, representa una condición operativa que requiere revisión del balance de cargas y será considerada posteriormente dentro de las medidas de mejora.

5.1.4. Análisis de distorsión armónica de voltaje

5.1.4.1. Distorsión armónica total de voltaje (THDv) por fase

En la Figura 5.4 se presenta la evolución de la Distorsión Armónica Total de Voltaje (THDv) por fase en el punto de medición. El análisis de los registros obtenidos muestra que el percentil 95 de la THDv alcanza un valor de 1,92 %, el cual se encuentra considerablemente por debajo del límite máximo de 8 % establecido por la Regulación Nro. ARCONEL 009/24 (Codificada). En consecuencia, se concluye que el sistema eléctrico evaluado cumple con los límites normativos de distorsión armónica de voltaje y no presenta afectaciones asociadas a este parámetro de calidad de energía.

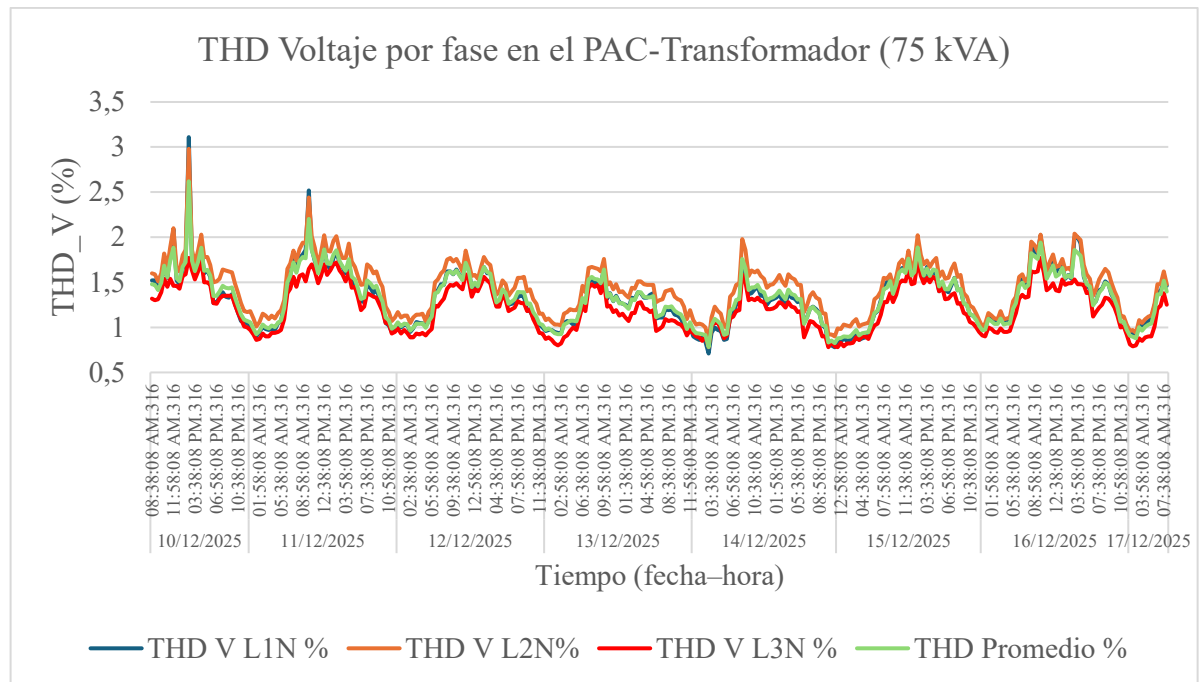


Figura 5.4 THD voltaje por fase registrado en el PAC del transformador de 75 kVA durante los 7 días.

5.1.4.2. Armónicos individuales de voltaje por orden armónico

Los valores correspondientes al percentil 95 de los armónicos individuales de voltaje se presentan en la Tabla 5.6 y en la Figura 5.5. Todos los órdenes evaluados permanecieron por debajo del límite de 5 %; el mayor valor correspondió al quinto armónico, con 2,34 %. Por tanto, no se identificaron incumplimientos asociados a la distorsión armónica individual de voltaje.

Tabla 5.6 Armónicos individuales de voltaje por orden de armónico en el PAC (transformador 75 kVA)

Orden armónico (h)	Distorsión armónica individual de voltaje (%)	Límite IEEE 519 (%)	Cumplimiento
3	0,67	5	Cumple
5	2,34	5	Cumple
7	0,96	5	Cumple
9	0,90	5	Cumple
11	1,33	5	Cumple
13	0,98	5	Cumple
15	1,56	5	Cumple
17	0,94	5	Cumple
19	0,62	5	Cumple

21	0,31	5	Cumple
23	0,27	5	Cumple

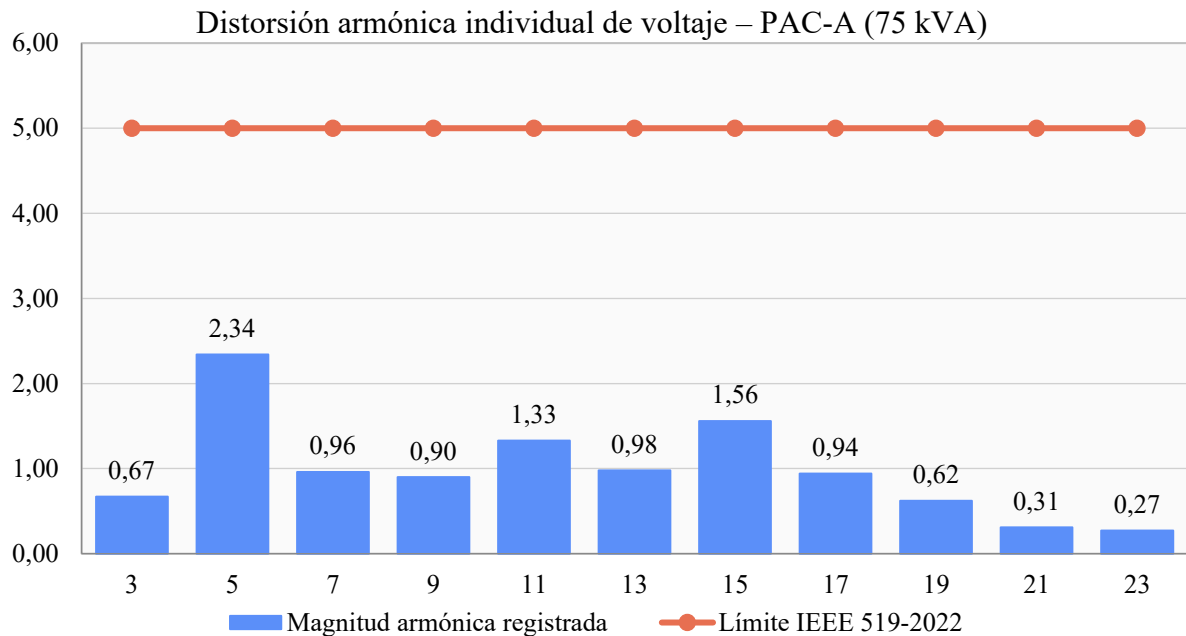


Figura 5.5 Distorsión armónica individual de voltaje por orden armónico en el PAC-A asociado al transformador de 75 kVA.

5.1.5. Análisis de distorsión armónica en corriente

5.1.5.1. Selección de límites de corriente según IEEE 519

Los límites aplicables a la TDD y a los armónicos individuales de corriente se determinaron a partir de la relación I_{sc}/I_L , conforme al criterio establecido por IEEE 519-2022. El procedimiento detallado para la estimación de la corriente de cortocircuito y la determinación de la corriente máxima de demanda por fase se presenta en el **ANEXO. I**

Para el PAC-A se obtuvo una corriente de cortocircuito estimada de 6560,14 A. Considerando las corrientes fundamentales máximas registradas durante la campaña, la menor relación calculada fue $I_{sc}/I_L=134,98$, correspondiente a la fase L1. Por criterio conservador se adoptó este valor para la selección de los límites, ubicando al PAC-A en el intervalo 100–1000 establecido por IEEE 519-2022. Los resultados se resumen en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7 Relación de I_{SC} , I_L y selección del rango IEEE 519 para el transformador de 75 kVA.

Fase	$Z_{T,pu}$	I_{base} (A)	I_{SC} (A)	$I_{L,max}$ (A)	I_{SC}/I_L	Rango IEEE 519
L1	0,03	196,82	6560,14 A	48,60	134,98	100< 1000
L2	0,03	196,82	6560,14 A	40,2	163,18	100< 1000
L3	0,03	196,82	6560,14 A	40,2	163,18	100< 1000

5.1.5.2. Distorsión total de la demanda (TDD) por fase

En la Figura 5.6 se presenta la serie temporal de la Distorsión Total de la Demanda (TDD) por fase. Como se observa, durante la mayor parte del período de medición los niveles de TDD se mantuvieron bajos; sin embargo, se registraron eventos puntuales en los que este indicador superó los límites establecidos por la normativa. No obstante, al evaluar el percentil 95 de las mediciones, se obtuvieron valores de 6,8 %, 11,2 % y 14,7 % para las fases L1, L2 y L3, respectivamente. Estos resultados se encuentran por debajo del límite máximo seleccionado del 15 % establecido por la norma IEEE 519-2022 y la Regulación Nro. ARCONEL 009/24 (Codificada) para la Distorsión Total de la Demanda (TDD). Por lo tanto, se concluye que el sistema cumple con los requisitos normativos aplicables en materia de distorsión armónica total de corriente, a pesar de la presencia de episodios aislados con niveles superiores al límite.

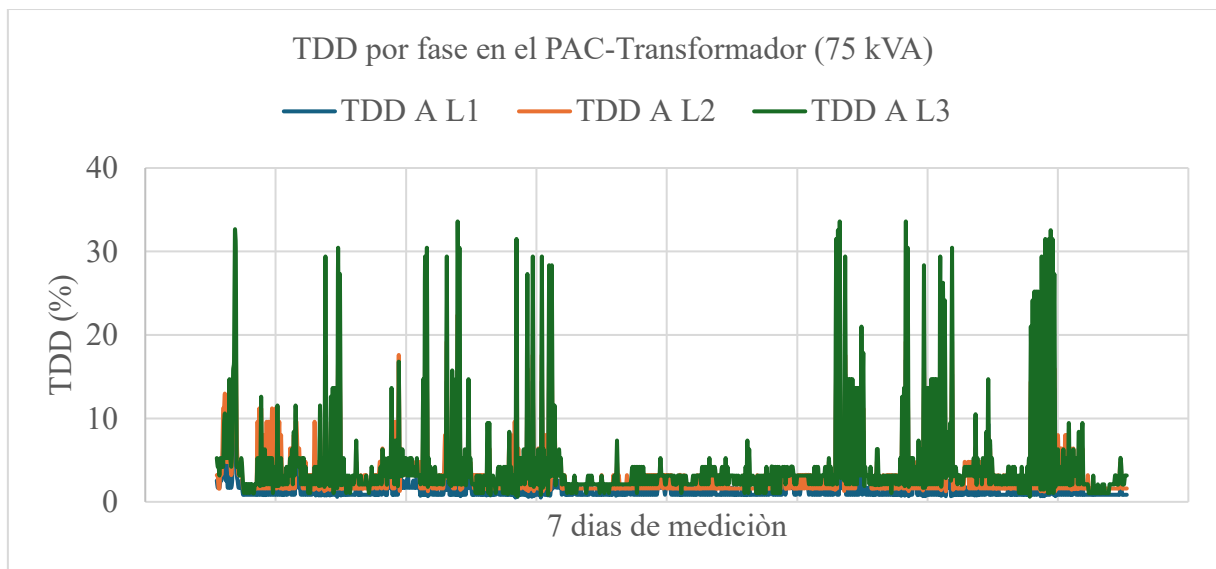


Figura 5.6 TDD por fase registrada en el PAC del transformador 75 kVA durante 7 días.

5.1.5.3. Armónicos individuales de corriente por orden armónico

La Tabla 5.8 y la Figura 5.7 presentan los armónicos individuales de corriente evaluados con los límites correspondientes al rango $100 < I_{sc}/I_L < 1000$. Todos los órdenes analizados permanecieron dentro de los valores admisibles; por tanto, no se identificó la necesidad de implementar medidas específicas de mitigación armónica en el PAC-A.

Tabla 5.8 Armónicos individuales de corriente por fase del transformador de 75 kVA.

Orden armónico (h)	Distorsión armónica individual de corriente (%)	Límite IEEE 519 (%)	Cumplimiento
3	8,60	12	Cumple
5	7,30	12	Cumple
7	5,50	12	Cumple
9	5,60	12	Cumple
11	5,40	5,5	Cumple
13	4,00	5,5	Cumple
15	4,90	5,5	Cumple
17	3,10	5	Cumple
19	1,80	5	Cumple
21	0,90	5	Cumple
23	0,70	2	Cumple

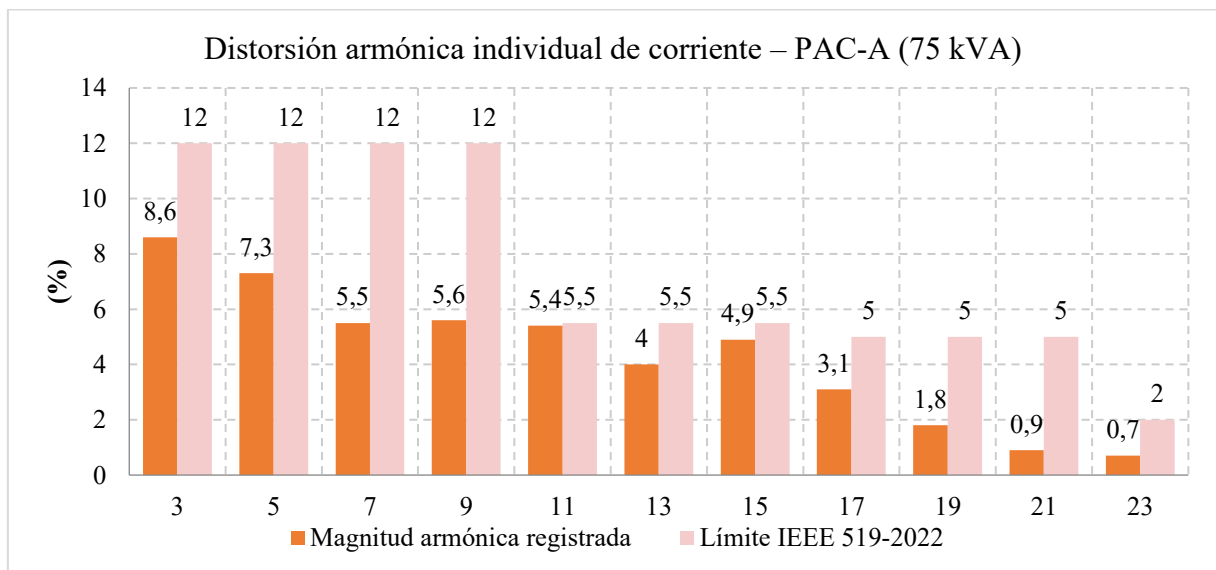


Figura 5.7 Armónicos individuales de corriente por orden armónico en el PAC-A asociado al transformador de 75 kVA.

5.1.6. Análisis del factor de potencia

En la Figura 5.8 se presenta la serie temporal del factor de potencia en el Punto de Acoplamiento Común (PAC) asociado al transformador de 75 kVA durante los siete días de monitoreo. Por su parte, la Figura 5.9 muestra el historial del factor de potencia reportado en las facturas emitidas por la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. (ELEPCO S.A).

Al comparar ambas figuras, se observa que los valores de factor de potencia registrados por el analizador de calidad de energía son inferiores a los reportados en la facturación eléctrica. Esta diferencia se explica principalmente por la metodología de cálculo empleada por ELEPCOSA. En efecto, el factor de potencia reportado en las facturas no corresponde a un valor temporal o instantáneo, sino que se determina a partir de la relación entre la energía activa y la energía reactiva consumidas durante todo el período de facturación. En consecuencia, este indicador no permite evaluar las variaciones temporales del factor de potencia ni identificar períodos específicos de bajo desempeño.

Desde el punto de vista operativo del sistema eléctrico, la presencia de factores de potencia bajos durante determinados intervalos de tiempo puede generar una mayor demanda de potencia reactiva desde las redes de distribución y subtransmisión, incrementando las pérdidas eléctricas y reduciendo la capacidad de la red para responder de manera eficiente ante contingencias, variaciones significativas de carga u otras condiciones de operación. No obstante, bajo la metodología empleada por ELEPCOSA, INDUACERO cumple con los requerimientos establecidos para el factor de potencia. De hecho, al replicar dicha metodología utilizando los datos obtenidos durante la campaña de medición, se obtiene un factor de potencia de **0,717**.

Adicionalmente, la diferencia entre los valores históricos reportados en la facturación y los registrados por el analizador se atribuye a la existencia de un banco de capacitores instalado en la planta, el cual contribuye a la compensación de potencia reactiva y a la corrección del factor de potencia. El efecto de este sistema de compensación no se encuentra contemplado en las mediciones realizadas durante el estudio de calidad de energía, puesto que el banco se encuentra conectado aguas arriba del punto donde se realizaron las mediciones.

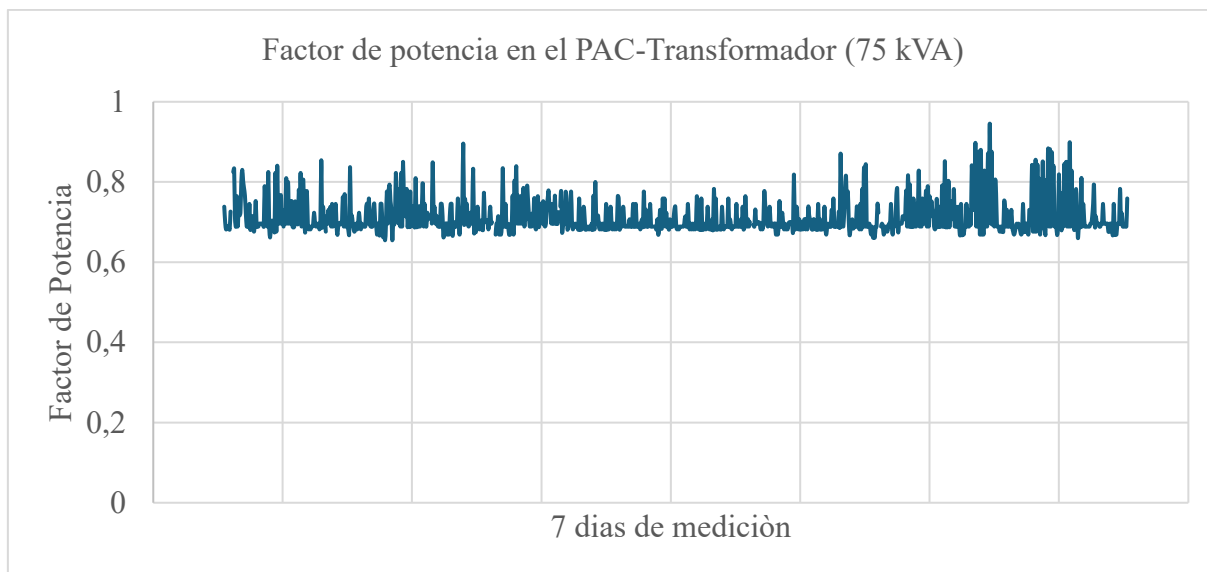


Figura 5.8 Factor de potencia en el PAC del transformador de 75 kVA durante los 7 días.

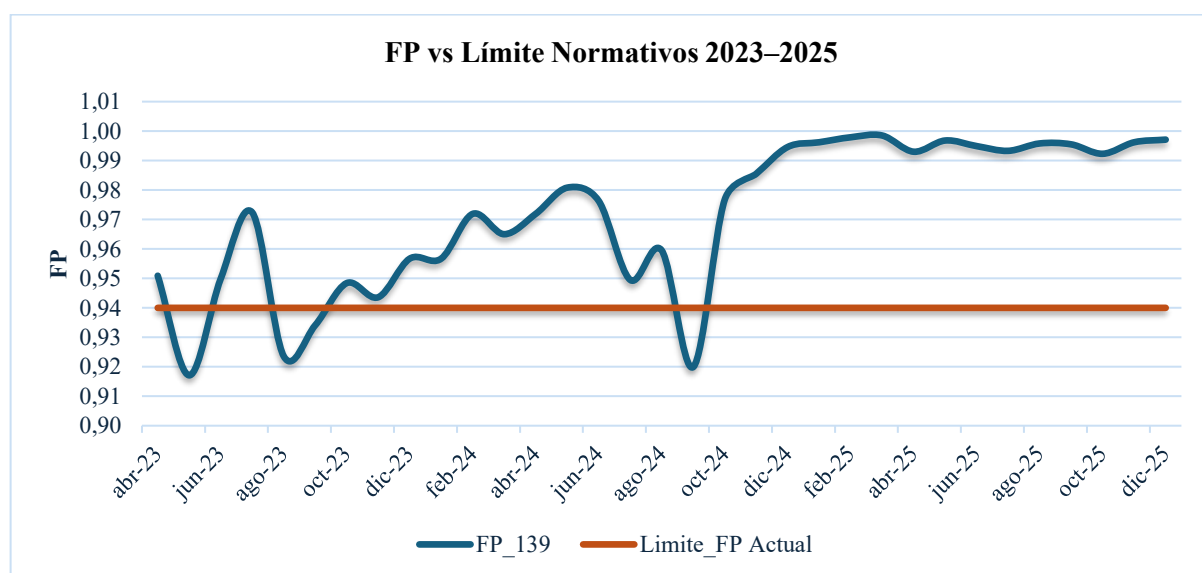


Figura 5.9 Factor de potencia histórico de la facturación del transformador de 75 kVA.

5.1.7. Perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)

La evaluación de flickers se realizó mediante el índice de corta duración (P_{st}), bajo el marco normativo de la Regulación Nro. ARCONEL 009/24 (Codificada), donde se establece un límite de $P_{st} \leq 1,0$. En este sentido, los registros obtenidos por el analizador de calidad de energía en las fases L1, L2 y L3 arrojaron valores nulos (0,00), confirmando que las cargas dinámicas de la planta no inducen variaciones repetitivas en la amplitud de la tensión de suministro.

5.1.8. Síntesis de resultados del PAC-A asociado al transformador de 75 kVA

A partir de los resultados obtenidos durante la campaña de monitoreo y del análisis histórico de la instalación, se sintetizaron las principales condiciones identificadas en el PAC-A. La Tabla 5.9 integra los indicadores evaluados, su condición respecto a los criterios técnicos y normativos adoptados y las acciones consideradas a partir de los hallazgos obtenidos.

Tabla 5.9 Síntesis de resultados técnicos del PAC-A asociado al transformador de 75 kVA

Parámetro evaluado	Resultado representativo	Criterio de evaluación	Condición	Acción propuesta
Cargabilidad del transformador	Máx. histórico estimado: 51,43 kVA (68,57 %). Máx. media medida: 16,75 kVA (22,33 %). Pico máximo: 66,45 kVA (88,60 %).	Capacidad nominal: 75 kVA	Sin sobrecarga bajo las condiciones evaluadas	No requiere mitigación. Se considera capacidad disponible para evaluar redistribución de carga.
Nivel de voltaje fase–neutro	Variación entre –6,98 % y +1,13 %	± 8 %	Cumple	No requiere mitigación.
Voltaje neutro–tierra (N–GND)	Promedio: 29,57 V. Máximo: 32,24 V	Sin límite específico adoptado; evaluación técnica	Hallazgo prioritario	Evaluar y rediseñar el sistema de puesta a tierra.
Corriente en el neutro	Promedio: 1,54 A. Máximo: 2,90 A	Análisis complementario	Baja respecto al nivel de N–GND observado	Correlacionar con la condición del SPT.
Desequilibrio de voltaje	P95 = 1,18 %	≤ 2 %	Cumple	No requiere mitigación.
Desequilibrio de corriente	P95 = 95,61 %	Criterio técnico de evaluación	Elevado	Revisar distribución y utilización de cargas monofásicas y bifásicas.
THDv	P95 = 1,92 %	≤ 8 %	Cumple	No requiere mitigación armónica.
Armónicos individuales de voltaje	Máximo: 2,34 % en el 5.º armónico	≤ 5 %	Cumple	No requiere mitigación armónica.
TDD de corriente	P95 máximo = 14,70 %	≤ 15 % para el rango seleccionado	Cumple	No requiere mitigación armónica.
Armónicos individuales de corriente	Todos los órdenes evaluados dentro de sus respectivos límites	IEEE 519-2022	Cumple	No requiere mitigación armónica.
Flicker (P_{st})	0,00	≤ 1	Cumple	No requiere mitigación.
Factor de potencia	Evaluated conjuntamente mediante monitoreo y registros históricos de facturación	Criterio comercial aplicable	Mantener evaluación existente	No se propone compensación adicional.

En términos generales, el PAC-A presentó cumplimiento en los indicadores asociados al nivel de voltaje, desequilibrio de voltaje, distorsión armónica de voltaje y corriente y perturbaciones rápidas de voltaje. La cargabilidad del transformador de 75 kVA permaneció por debajo de su

capacidad nominal durante los periodos evaluados. Los hallazgos prioritarios corresponden al elevado potencial neutro–tierra y al desequilibrio de corriente, por lo que las medidas posteriores se orientan principalmente al rediseño del sistema de puesta a tierra y a la gestión de la distribución de cargas. Asimismo, el margen de capacidad identificado en el PAC-A permite evaluar posteriormente su participación en una alternativa de redistribución de carga desde el PAC-B.

5.2. ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA EN EL PAC-B DEL TRANSFORMADOR 45 KVA

5.2.1. Análisis de cargabilidad

La cargabilidad del transformador asociado al PAC-B se evaluó mediante los mismos criterios establecidos previamente para el PAC-A, considerando los registros históricos de facturación del medidor N.º 296 y las mediciones realizadas con el analizador Fluke 435-II. Las Ecuaciones (5.1) y (5.2) se utilizaron para determinar el nivel de cargabilidad y estimar la demanda aparente mensual, respectivamente.

Debido a que el factor de potencia registrado en la facturación no necesariamente coincide temporalmente con el instante de máxima demanda activa, los valores históricos de potencia aparente se emplearon como una estimación de la tendencia de utilización del transformador y no como mediciones coincidentes de máxima demanda.

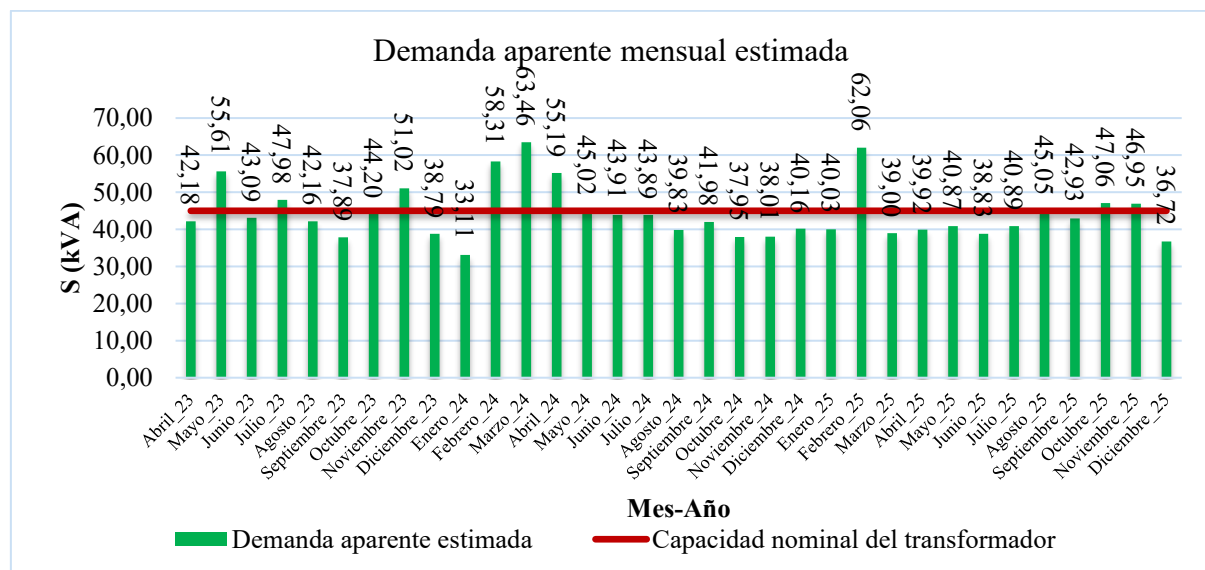


Figura 5.10 Tendencia histórica de la demanda aparente mensual estimada del PAC-B, asociada al transformador de 45 kVA.

Durante los 33 periodos analizados se identificaron 11 meses con valores estimados superiores a los 45 kVA nominales del transformador. El máximo histórico correspondió a marzo de 2024, con 63,46 kVA, equivalente a una cargabilidad estimada de 141,02 % y a una demanda de 18,46 kVA por encima de la capacidad nominal. Aunque estos valores provienen de una estimación basada en la facturación, su recurrencia constituye un indicio de elevada utilización del transformador y justifica su contraste con las mediciones realizadas durante la campaña.

Para complementar el análisis histórico se utilizaron la potencia aparente total media por intervalo (Full IEEE Total Med), como indicador de la demanda mantenida en cada ventana de registro, y la potencia aparente total máxima (Full IEEE Total Max), para identificar los eventos de mayor magnitud. Los resultados estadísticos principales se presentan en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10 Resumen de potencia aparente y cargabilidad registrada en el PAC-B.

Indicador	Potencia aparente (kVA)	Cargabilidad (%)	Fecha y hora
Promedio de Full IEEE Total Med	21,099	46,89	—
P95 de Full IEEE Total Med	22,800	50,67	—
Máximo de Full IEEE Total Med	44,700	100,33	23/12/2025 15:15:12
Máximo de Full IEEE Total Max	85,800	190,67	19/12/2025 08:35:12
Capacidad nominal del transformador	45,000	100,00	—

Durante la campaña, la potencia aparente total media presentó un promedio de 21,099 kVA, equivalente al 46,89 % de la capacidad nominal, mientras que su percentil 95 alcanzó 22,800 kVA (50,67 %). El mayor valor medio registrado fue de 44,70 kVA, magnitud prácticamente equivalente a la capacidad nominal del transformador.

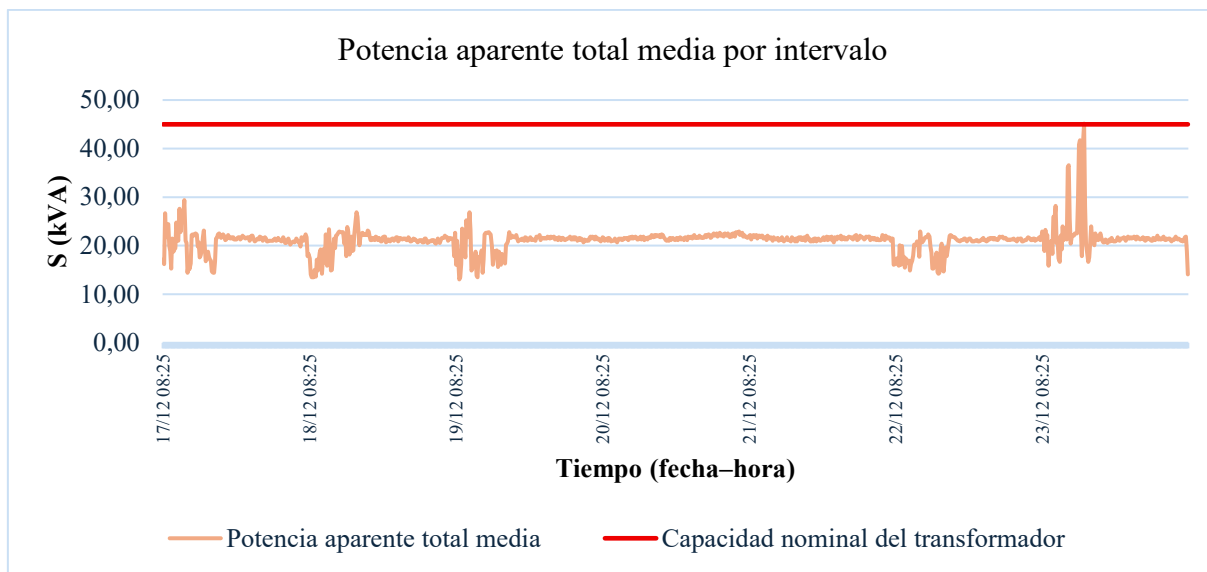


Figura 5.11 Potencia aparente total media por intervalo registrada en el PAC-B durante la campaña de monitoreo.

Por otra parte, la potencia aparente total máxima alcanzó 85,80 kVA, equivalente al 190,67 % de la capacidad nominal. Debido a que esta variable representa el máximo detectado dentro de una ventana de registro, dicho valor debe interpretarse como un pico de demanda y no como una condición sostenida durante los diez minutos completos del intervalo.

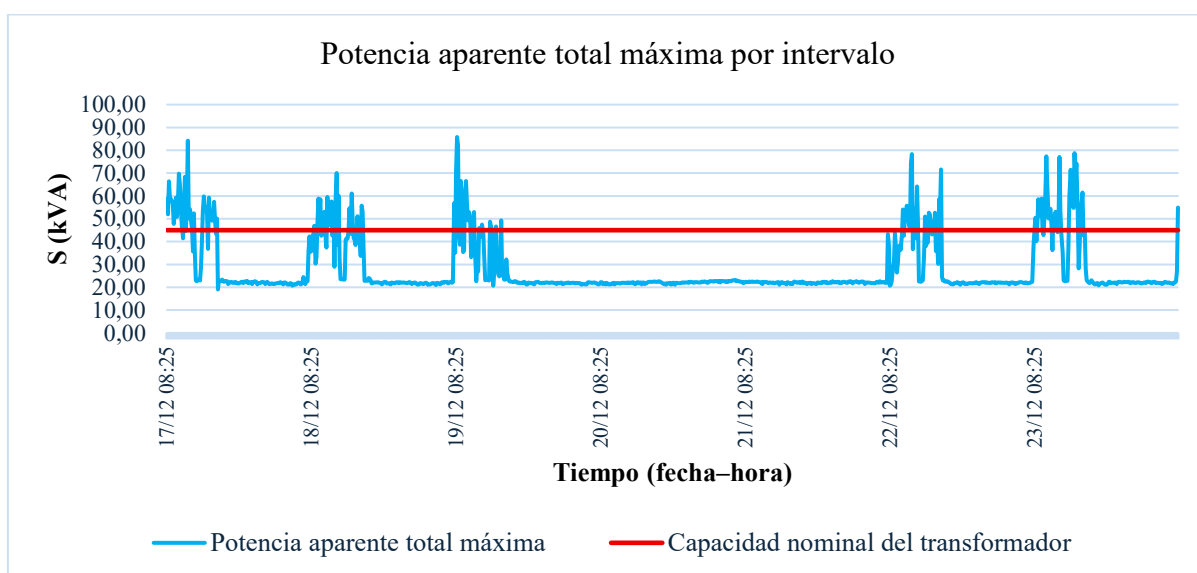


Figura 5.12 Potencia aparente total máxima por intervalo registrada en el PAC-B durante la campaña de monitoreo.

En conjunto, los registros históricos y las mediciones realizadas muestran que el PAC-B presenta una condición de utilización considerablemente más exigente que el PAC-A. La

recurrencia histórica de demandas estimadas superiores a 45 kVA, el valor medio próximo a la capacidad nominal y los picos registrados durante la campaña sustentan la necesidad de evaluar una alternativa de redistribución de carga para reducir la exigencia sobre el transformador de 45 kVA.

5.2.2. Análisis del nivel de voltaje y corriente

5.2.2.1. Voltaje RMS fase–neutro (127 V)

En la Tabla 5.11 se presenta la variación porcentual respecto al valor nominal de tensión, donde se observa que L1N presentó un rango entre $-2,86\%$ y $6,05\%$, L2N entre $-2,96\%$ y $5,64\%$, y L3N entre $-1,84\%$ y $6,93\%$. En todos los casos se cumple el límite $\pm 8\%$ establecido por ARCONEL 009/2024. Por tanto, desde el punto de vista regulatorio, el nivel de tensión fase–neutro en el PAC-B se encuentra dentro de parámetros aceptables de calidad de suministro.

Tabla 5.11 Variación porcentual del voltaje RMS fase–neutro en el PAC del transformador de 45 kVA.

Variable	ΔV Mínimo (%) ΔV Máximo (%)		Límite	Cumplimiento
V_{L-N}			ARCONEL 009/2024	
L1N	-2,86	6,05	$\pm 8\%$	Cumple
L2N	-2,96	5,64	$\pm 8\%$	Cumple
L3N	-1,84	6,93	$\pm 8\%$	Cumple

5.2.2.2. Voltaje neutro–tierra (N–GND)

En la Tabla 5.12 se presentan los niveles de voltaje RMS neutro–tierra medidos en el PAC-B. Se registró un valor promedio de 29,54 V, con un mínimo de 22,78 V y un máximo de 31,92 V. Estos valores son significativamente elevados, lo que se puede deber a un sistema de baja tensión incorrectamente referenciado a tierra, desequilibrios de corriente, corrientes de secuencia cero, entre otros similares.

Tabla 5.12 Nivel de voltaje en el neutro-tierra registrada en el PAC del transformador de 45kVA.

Condición	Fecha	Hora	V (RMS)
			N-GND
Mínimo	20/12/2025	04:45 am	22,78
Media	—	—	29,54

Máximo	24/12/2025	04:15 am	31,92
--------	------------	----------	-------

En virtud de los resultados obtenidos, a continuación se analiza el comportamiento de la corriente que circula por el conductor neutro, con el propósito de determinar si esta constituye la causa del elevado voltaje registrado entre neutro y tierra (N-GND). Este análisis permitirá establecer la posible relación entre el nivel de corriente en el neutro y la magnitud del voltaje N-GND observada durante el período de medición.

5.2.2.3. Corriente en el neutro

La corriente fundamental en el conductor neutro presentó un valor medio de 1,40 A y un valor máximo de 1,80 A, tal como se muestra en la Tabla 5.13. Estos niveles de corriente son relativamente bajos, por lo que se descarta que el voltaje elevado registrado entre neutro y tierra (N-GND) sea consecuencia de una circulación excesiva de corriente por el neutro. En este sentido, se concluye que la principal causa del voltaje N-GND observado es la alta resistencia del sistema de puesta a tierra, cuyo valor medido fue de 171 Ω , significativamente superior a los valores recomendados para una adecuada referencia a tierra.

Tabla 5.13 Nivel de corriente en el neutro en el PAC del transformador de 45 kVA.

Condición	Fecha	Hora	I (A)
			N
Mínimo	19/12/2025	08:55 am	1,1
Media	—	—	1,4
Máximo	23/12/2025	15:15 pm	1,8

5.2.3. Análisis de desequilibrio

5.2.3.1. Desequilibrio de voltaje

El análisis de las mediciones realizadas con el analizador de calidad de energía evidencia que el desequilibrio de voltaje presenta un valor de percentil 95 de 0,98 %, el cual se encuentra por debajo del límite máximo permitido de 2,0 % establecido en la Regulación Nro. ARCONEL 009/24 (Codificada). Por lo tanto, se concluye que el sistema eléctrico de la empresa cumple con los índices y límites regulatorios de desequilibrio de voltaje.

5.2.3.2. Desequilibrio de corriente

El análisis de las mediciones realizadas con el analizador de calidad de energía muestra que el desequilibrio de corriente presenta un valor de percentil 95 de 11,23 %. Si bien no existe una normativa específica que establezca límites o valores máximos admisibles para este indicador, el resultado obtenido evidencia la presencia de un desbalance significativo de carga entre las fases del sistema.

Con el fin de corroborar esta condición, en la Tabla 5.14 se presentan los valores de corriente fundamental por fase registrados durante el período de medición para las condiciones de demanda mínima, media y máxima. Como puede observarse, en condición de demanda máxima la diferencia entre la corriente de fase de mayor magnitud y la de menor magnitud alcanza un 8,85 %, y para demanda mínima un 24.24%, lo que confirma la existencia de un desbalance importante de corriente entre fases y una distribución no uniforme de las cargas conectadas al sistema.

Tabla 5.14 Nivel de corriente por fase en el PAC del transformador de 45 kVA.

Condición	Fecha	Hora	I (A)			
			L1	L2	L3	Total _{prom}
Mínimo	19/12/2025	08:55 am	33,00	35,80	41,00	36,60
Media	—	—	56,81	62,22	58,05	59,03
Máximo	23/12/2025	15:15 pm	128,80	129,20	140,20	132,73

5.2.4. Análisis de distorsión armónica de voltaje

5.2.4.1. Distorsión armónica total de voltaje (THDv) por fase

En la Figura 5.13 se presenta la evolución de la Distorsión Armónica Total de Voltaje (THDv) por fase en el punto de medición. El análisis de los registros obtenidos muestra que el percentil 95 de la THDv alcanza un valor de 4,47 %, el cual se encuentra considerablemente por debajo del límite máximo de 8 % establecido por la Regulación Nro. ARCONEL 009/24 (Codificada). En consecuencia, se concluye que el sistema eléctrico evaluado cumple con los límites normativos de distorsión armónica de voltaje y no presenta afectaciones asociadas a este parámetro de calidad de energía.

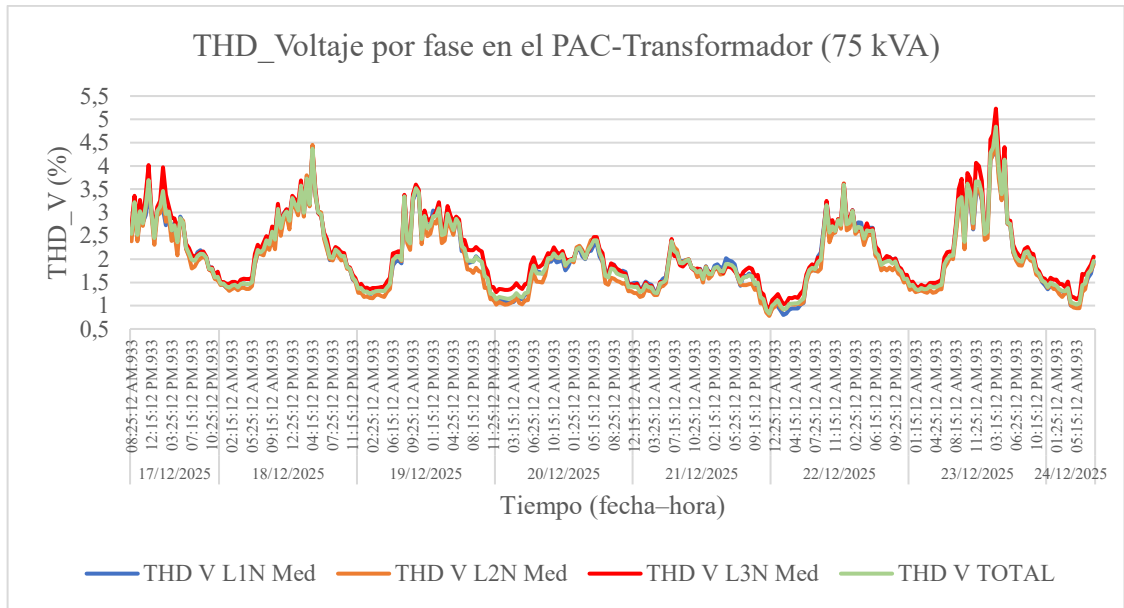


Figura 5.13 THD voltaje por fase registrado en el PAC del transformador de 45 kVA durante los 7 días.

5.2.4.2. Armónicos individuales de voltaje por orden armónico

Los valores correspondientes al percentil 95 de los armónicos individuales de voltaje se presentan en la Tabla 5.15 y en la Figura 5.14. Todos los órdenes evaluados permanecieron por debajo del límite de 5 %, correspondiendo el mayor valor al quinto armónico, con 4,61 %. Por tanto, no se identificaron incumplimientos asociados a la distorsión armónica individual de voltaje.

Tabla 5.15 Armónicos individuales de voltaje por orden de armónico en el PAC (transformador 45 kVA).

Orden armónico (h)	Distorsión armónica individual de voltaje (%)	Límite IEEE 519 (%)	Cumplimiento
3	0,80	5	Cumple
5	4,61	5	Cumple
7	3,36	5	Cumple
9	1,12	5	Cumple
11	1,81	5	Cumple
13	0,75	5	Cumple
15	0,49	5	Cumple

17	0,35	5	Cumple
19	0,28	5	Cumple
21	0,22	5	Cumple
23	0,21	5	Cumple

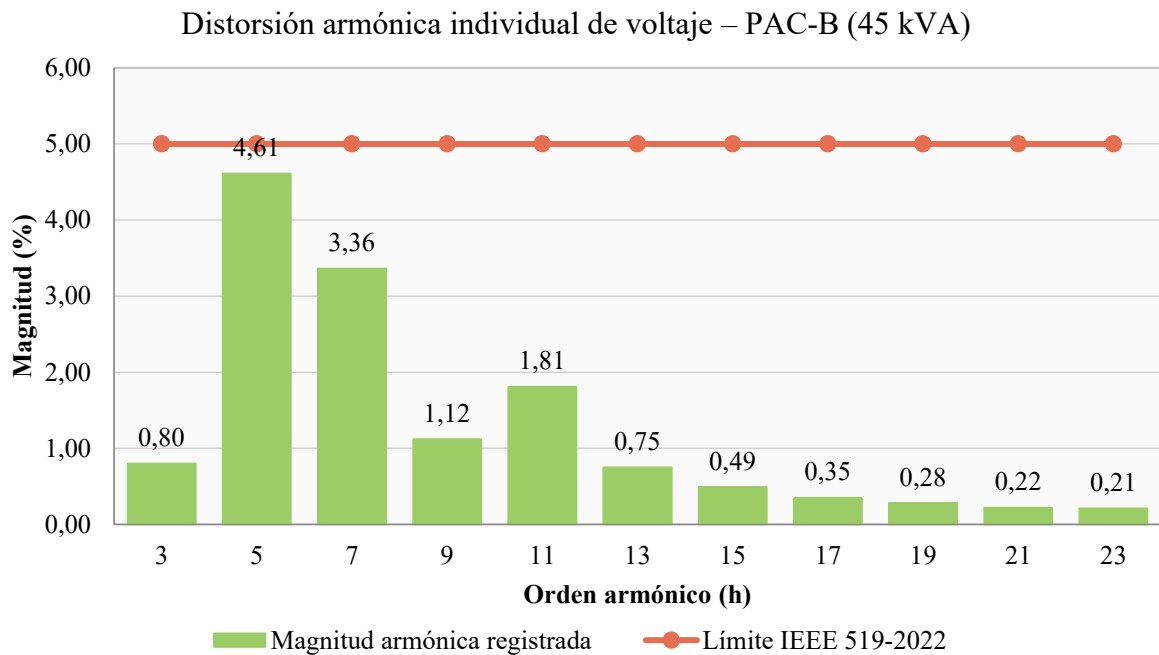


Figura 5.14 Distorsión armónica individual de voltaje por orden armónico en el PAC-B asociado al transformador de 45 kVA.

5.2.5. Análisis de distorsión armónica en corriente

5.2.5.1. Selección de límites de corriente según IEEE 519

Aplicando el mismo procedimiento descrito para el PAC-A y desarrollado detalladamente en el **ANEXO. I**, para el PAC-B se estimó una corriente de cortocircuito de 3936,47 A. La menor relación I_{sc}/I_L correspondió a la fase L3, con un valor de 28,07; por tanto, el sistema se ubicó en el intervalo 20–50 de IEEE 519-2022. En consecuencia, para la evaluación de la TDD y de los armónicos individuales se adoptaron los límites correspondientes a este rango, como se resume en la Tabla 5.16.

Tabla 5.16 Relación de I_{SC} , I_L y selección del rango IEEE 519 para el transformador de 45 kVA.

Fase	$Z_{T,pu}$	I_{base} (A)	I_{SC} (A)	$I_{L,max}$ (A)	I_{SC}/I_L	Rango IEEE 519
L1	0,03	118,09	3936,47	128,8	30,56	20–50
L2	0,03	118,09	3936,47	129,2	30,46	20–50
L3	0,03	118,09	3936,47	140,2	28,07	20–50

5.2.5.2. Distorsión total de la demanda (TDD) por fase

En la figura que se presenta a continuación se detalla la serie temporal de la Distorsión Total de la Demanda (TDD) por fase. Como se observa, durante la mayor parte del período de medición los niveles de TDD se mantuvieron bajos; sin embargo, se registraron eventos puntuales en los que este indicador superó los límites establecidos por la normativa. No obstante, al evaluar el percentil 95 de las mediciones, se obtuvieron valores de 5,1 %, 8,0 % y 5,25 % para las fases L1, L2 y L3, respectivamente. Estos resultados se encuentran por debajo del límite máximo de 8 % establecido por la norma IEEE 519-2022 y la Regulación Nro. ARCONEL 009/24 (Codificada) para la Distorsión Total de la Demanda (TDD). Por lo tanto, se concluye que el sistema cumple con los requisitos normativos aplicables en materia de distorsión armónica total de corriente, a pesar de la presencia de episodios aislados con niveles superiores al límite.

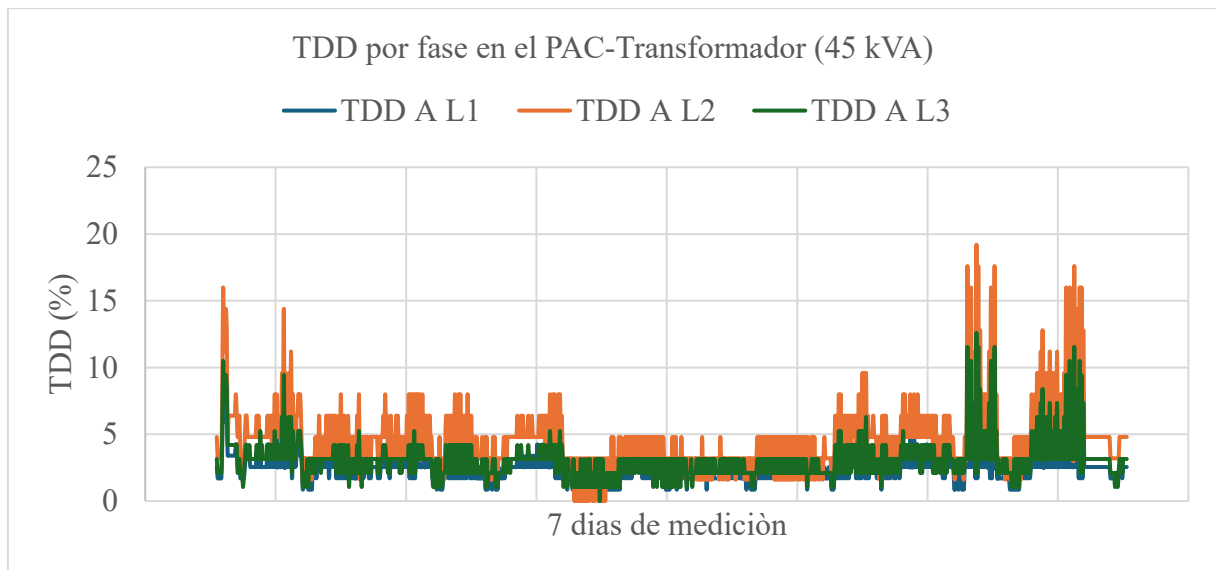


Figura 5.15 TDD por fase registrada en el PAC de transformador 45 kVA durante 7 días.

Este resultado confirma que el sistema no solo presenta bajo factor de potencia fundamental, sino también una componente significativa de distorsión armónica que incrementa la corriente RMS total y contribuye al estrés térmico del transformador.

5.2.5.3. Armónicos individuales de corriente por fase

En la Tabla 5.17 se presentan los armónicos individuales de corriente registrados en el Punto de Acoplamiento Común (PAC) de INDUACERO. Como se observa, todos los armónicos evaluados cumplen con los límites establecidos en la norma IEEE 519. Por consiguiente, los niveles de distorsión armónica se encuentran dentro de los valores permitidos, por lo que no es necesario considerar ni implementar medidas adicionales de mitigación.

Tabla 5.17 Armónicos individuales de corriente por orden de armónico en el PAC (transformador 45 kVA).

Orden armónico (h)	Distorsión armónica individual de corriente (%)	Límite IEEE 519 (%)	Cumplimiento
3	6,87	7	Cumple
5	6,37	7	Cumple
7	5,63	7	Cumple
9	4,27	7	Cumple
11	3,40	3,5	Cumple
13	1,97	3,5	Cumple
15	0,97	3,5	Cumple
17	0,70	2,5	Cumple
19	0,53	2,5	Cumple
21	0,30	2,5	Cumple
23	0,30	1	Cumple

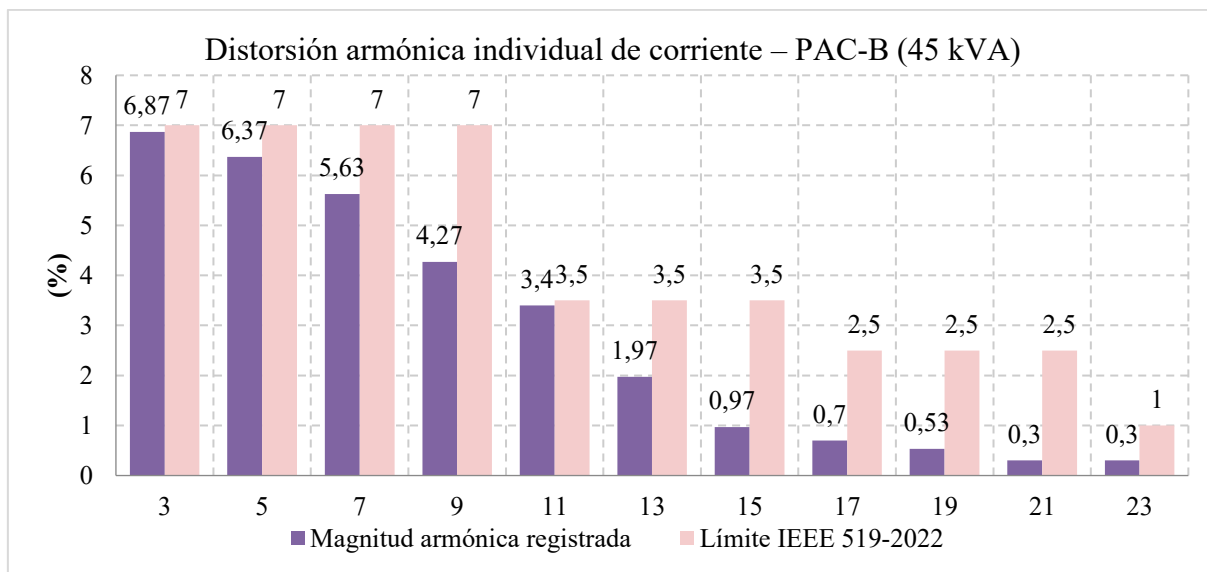


Figura 5.16 Distorsión armónica individual de corriente por orden armónico en el PAC-B asociado al transformador de 45 kVA.

5.2.6. Análisis del factor de potencia

Para el PAC-B se aplicó el mismo criterio de interpretación establecido previamente para el PAC-A. La Figura 5.17 presenta el comportamiento temporal del factor de potencia durante la campaña, mientras que la Figura 5.18 muestra los valores históricos reportados en la facturación eléctrica. Debido a que ambas fuentes responden a ventanas temporales y procedimientos de cálculo distintos, sus resultados no deben interpretarse como magnitudes directamente equivalentes.

Los registros históricos de facturación incorporan el comportamiento del sistema de compensación reactiva existente y constituyen la referencia utilizada para la evaluación comercial del factor de potencia. En consecuencia, las mediciones de campaña se emplearon principalmente para caracterizar su variación temporal y, a partir de los resultados globales obtenidos, no se plantea una ampliación del sistema de compensación existente.

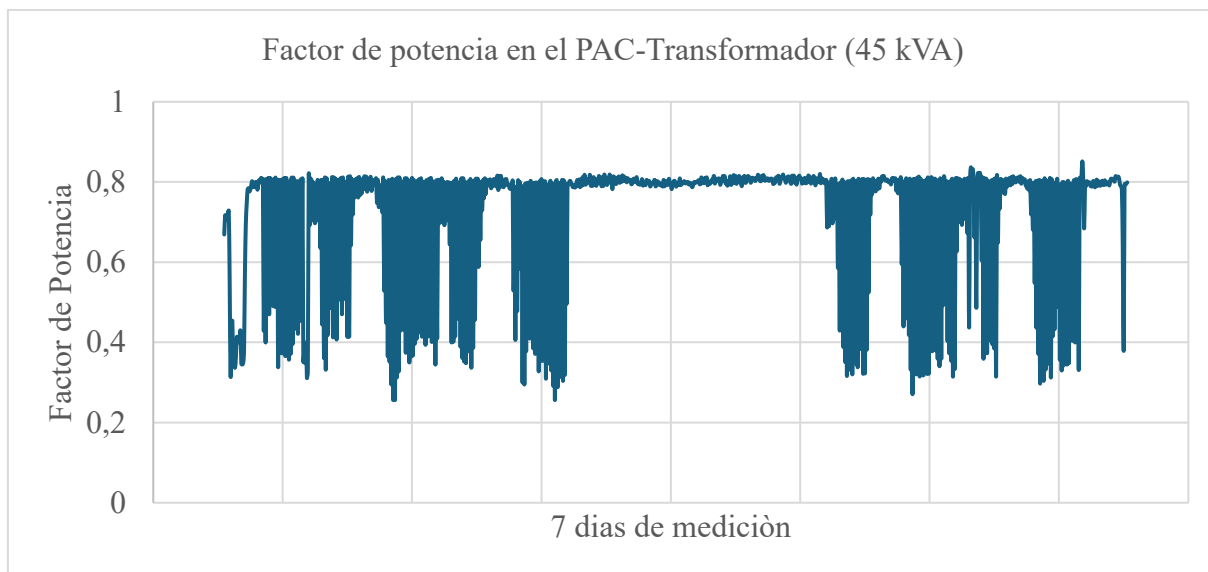


Figura 5.17 Factor de potencia en el PAC del transformador de 45 kVA durante los 7 días.

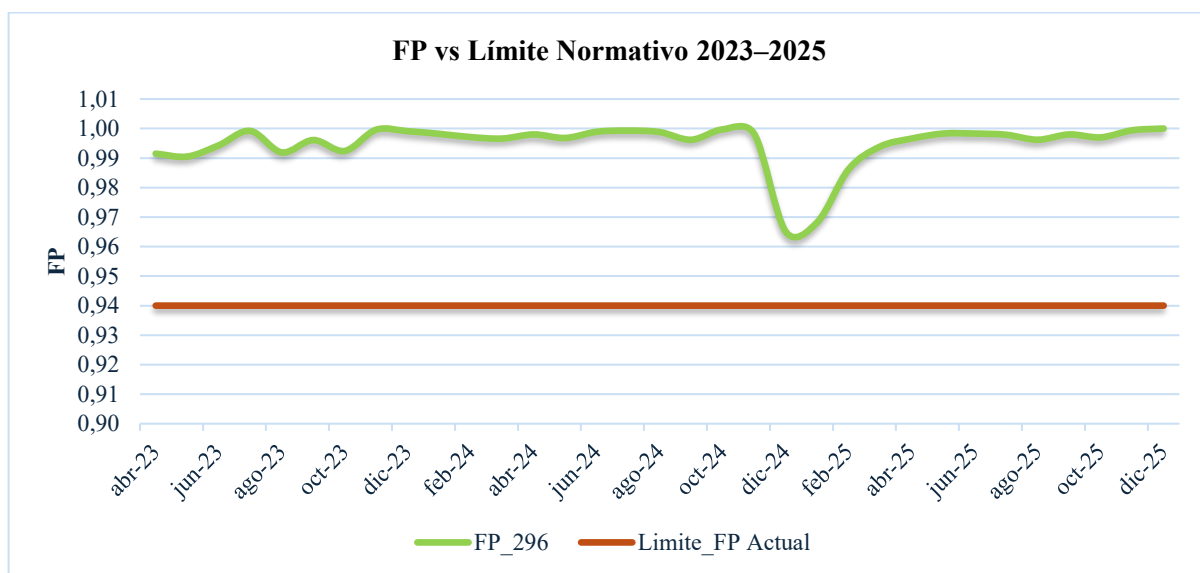


Figura 5.18 Factor de potencia histórico de la facturación del transformador de 45 kVA.

5.2.7. Perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker)

La evaluación del flicker se realizó mediante el índice de severidad de corta duración P_{st} . Los registros obtenidos en las fases L1, L2 y L3 presentaron valores de 0,00, inferiores al límite de $P_{st} \leq 1$; por tanto, no se identificaron incumplimientos asociados a perturbaciones rápidas de voltaje durante la campaña.

5.2.8. Síntesis de resultados del PAC-B asociado al transformador de 45 kVA

A partir de los resultados obtenidos durante la campaña de monitoreo y del análisis histórico de la instalación, se sintetizaron las principales condiciones identificadas en el PAC-B. La Tabla 5.18 integra los indicadores evaluados, su condición respecto a los criterios técnicos y normativos adoptados y las acciones consideradas a partir de los hallazgos obtenidos.

Tabla 5.18 Síntesis de resultados técnicos del PAC-B asociado al transformador de 45 kVA

Parámetro evaluado	Resultado representativo	Criterio de evaluación	Condición	Acción propuesta
Cargabilidad del transformador	Máx. histórico estimado: 63,46 kVA (141,02 %). Máx. media medida: 44,70 kVA. Pico máximo: 85,80 kVA (190,67 %).	Capacidad nominal: 45 kVA	Condición prioritaria de elevada utilización	Redistribución de una carga de elevada demanda hacia el PAC-A.
Nivel de voltaje fase–neutro	Variación entre –2,96 % y +6,93 %	$\pm 8 \%$	Cumple	No requiere mitigación.
Voltaje neutro–tierra (N–GND)	Promedio: 29,54 V. Máximo: 31,92 V	Sin límite específico adoptado; evaluación técnica	Hallazgo prioritario	Rediseño del sistema de puesta a tierra.
Corriente en el neutro	Promedio: 1,40 A. Máximo: 1,80 A	Análisis complementario	Baja respecto al nivel de N–GND observado	Correlacionar con la condición del SPT.
Desequilibrio de voltaje	P95 = 0,98 %	$\leq 2 \%$	Cumple	No requiere mitigación.
Desequilibrio de corriente	P95 = 11,23 %	Criterio técnico de evaluación	Condición de atención	Revisar periódicamente la distribución de cargas monofásicas y bifásicas.
THDv	P95 = 4,47 %	$\leq 8 \%$	Cumple	No requiere mitigación armónica.
Armónicos individuales de voltaje	Máximo: 4,61 % en el 5.º armónico	$\leq 5 \%$	Cumple	Mantener seguimiento; no requiere mitigación específica.
TDD de corriente	P95: 5,10 % (L1), 8,00 % (L2) y 5,25 % (L3)	$\leq 8 \%$ para el rango seleccionado	Cumple	No requiere mitigación armónica.
Armónicos individuales de corriente	Todos los órdenes evaluados dentro de sus respectivos límites	IEEE 519-2022	Cumple	No requiere mitigación armónica.

Flicker (P_{st})	0,00	≤ 1	Cumple	No requiere mitigación.
Factor de potencia	Evaluado mediante monitoreo y registros históricos de facturación	Criterio comercial aplicable	Mantener evaluación existente	No se propone compensación reactiva adicional.

5.3. EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (SPT) EXISTENTE

Con el propósito de sustentar técnicamente la elevación del potencial neutro–tierra observada en los PAC evaluados, se realizó una inspección del sistema de puesta a tierra existente en la planta. Durante el levantamiento de campo se verificó que los tableros principales asociados a ambos transformadores comparten un mismo conductor de puesta a tierra; sin embargo, dicho conductor no se encuentra conectado a una malla de tierra formalmente diseñada bajo criterios normativos, sino que deriva hacia elementos metálicos de la estructura de la nave industrial. Esta condición limita la capacidad del sistema para garantizar una referencia equipotencial estable y un camino controlado para la disipación de corrientes de falla.

5.3.1. Verificación de la resistencia de puesta a tierra existente

La resistencia del sistema de puesta a tierra fue medida en campo mediante el medidor digital de tierra Allosun EM480D, aplicando el método de caída de potencial, con verificación práctica bajo el criterio del 62 %. Este procedimiento permitió estimar el comportamiento del sistema actualmente instalado frente a la disipación de corriente hacia el terreno.



Figura 5.19 Medición de la resistencia del SPT en la planta matriz INDUACERO.

El valor obtenido fue de:

$$R_{SPT} = 171 \, \Omega \quad (5.3)$$

Este resultado evidencia una resistencia de tierra elevada para una instalación industrial, lo que confirma una deficiente capacidad de disipación y una referencia a tierra inadecuada para condiciones normales y de falla.

5.3.2. Medición de la resistividad del terreno

De manera complementaria, se determinó la resistividad del suelo mediante el método de Wenner, empleando el telurómetro Fluke 1623-2 Earth/Ground Tester. Para ello, se realizaron mediciones con separaciones entre electrodos de 1 m, 2 m y 3 m, en disposiciones vertical y horizontal, manteniendo una profundidad de hincado de 15 cm. Esta caracterización fue necesaria para establecer el comportamiento eléctrico del terreno y contar con una base real para el posterior rediseño del sistema de puesta a tierra.

La resistividad del terreno se obtuvo a partir de la expresión general del método de Wenner:

$$\rho = 2\pi a R$$

donde:

- ρ es la resistividad del suelo ($\Omega \cdot m$),
- a es la separación entre electrodos (m),
- R es la resistencia medida (Ω).

Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 5.19.

Tabla 5.19 Resultados de resistividad del terreno por método de Wenner.

POSICIÓN	DISTANCIA (m)	PROFUNDIDAD (cm)	RESISTENCIA (Ω)	RESISTIVIDAD ($\Omega.m$)
Vertical	1	15	33,4	209,858
	2	15	20,7	260,123
	3	15	10,1	190,380
Horizontal	1	15	33,1	207,973
	2	15	19,83	249,191
	3	15	9,82	185,102

TOTAL	1302,629
PROMEDIO ($\Omega.m$)	219,104

A partir de estas mediciones se obtuvo una resistividad media del terreno de $219,10 \Omega \cdot m$. Este valor corresponde a un suelo de resistividad relativamente alta, condición que dificulta la disipación eficiente de corriente y que, por tanto, exige una solución de puesta a tierra más robusta, basada en mayor longitud efectiva de conductor enterrado, uso de varillas verticales y mejora de la capa superficial de contacto.

5.4. MODELADO Y VERIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ETAP 20.0.0

Con el propósito de complementar las mediciones efectuadas en campo y disponer de una herramienta para evaluar los escenarios de mitigación, se desarrollaron en ETAP 20.0.0 modelos independientes de los sistemas eléctricos asociados al PAC-A y PAC-B. La representación se efectuó a partir de los diagramas unifilares actualizados, datos de placa, características de los conductores, inventario de cargas y registros obtenidos durante la campaña de monitoreo.

Los modelos fueron utilizados inicialmente para reproducir condiciones operativas representativas de ambos PAC y verificar su consistencia mediante la comparación entre variables medidas y simuladas. Una vez comprobada dicha correspondencia, los casos desarrollados se emplearon como base para el análisis de las alternativas de mitigación presentadas posteriormente.

5.4.1. Criterios generales de modelación

Los modelos se construyeron a partir de los diagramas unifilares presentados en los Anexos B y C. Los transformadores fueron parametrizados mediante sus valores nominales de potencia, tensión, conexión e impedancia; los conductores se representaron considerando material, calibre, longitud y disposición; y las cargas se modelaron de acuerdo con su principio de funcionamiento y comportamiento eléctrico.

Para representar las diferentes categorías de carga se utilizaron los elementos equivalentes disponibles en ETAP, conforme a los criterios resumidos en la Tabla 5.20. Los parámetros nominales de transformadores, conductores y equipos se mantuvieron constantes durante las simulaciones, mientras que los factores de utilización de las cargas variables e intermitentes fueron ajustados únicamente para representar los casos operativos seleccionados. El detalle de

la parametrización de los componentes y las capturas de configuración del software se presenta en el **ANEXO. J**.

Tabla 5.20 Criterios de modelado de cargas y armónicos en ETAP

Tipo de carga	Elemento asignado en ETAP	Fuente de datos / criterio
Iluminación, tomas, cargas menores	Static Load	Potencia nominal equivalente (kW/kVAr)
Soldadoras inverter / electrónica	Static Load + espectro / Harmonic Source	Espectro armónico medido por Fluke 435-II
Motores pequeños	Induction Machine	Régimen estacionario (sin aporte armónico)
Motores con variador de frecuencia	VFD + Motor	Asignación de espectro armónico (Ih)
Equipos a 380/440 V	Autotransformador + carga	Relación de transformación verificada en campo

5.4.2. Verificación de consistencia de los modelos

Debido al carácter variable e intermitente de los procesos productivos, durante la campaña de monitoreo no se dispuso del estado individual simultáneo de todas las cargas conectadas. Por esta razón, la verificación no se planteó como la reproducción exacta de un instante de operación, sino mediante la construcción de un caso operativo equivalente para cada PAC.

Para cada caso se seleccionó un intervalo representativo de elevada demanda y se conservaron los parámetros nominales de transformadores, conductores y cargas. Únicamente se ajustaron los factores de utilización y estados operativos de las cargas variables con el propósito de reproducir las condiciones globales registradas en el punto de medición.

La comparación entre medición y simulación se efectuó en el mismo punto eléctrico utilizando como variables de referencia la tensión línea–línea, la corriente trifásica equivalente, el factor de potencia y la potencia aparente total fundamental. La consistencia de los modelos se evaluó mediante el error relativo entre las magnitudes registradas por el Fluke 435-II y las obtenidas mediante el flujo de potencia en ETAP.

5.4.2.1. Verificación de consistencia del modelo correspondiente al PAC-A

Para el PAC-A se seleccionó un estado operativo de elevada demanda correspondiente al mismo intervalo de registro para todas las variables consideradas. La comparación se efectuó en la barra BUS_MED_139_PAC-A, ubicada entre el secundario del transformador de 75 kVA y la barra principal BUS_TP-A, coincidiendo con el punto donde se instaló el analizador Fluke 435-II. La Figura 5.20 presenta el modelo correspondiente al caso operativo utilizado para la comparación.

Los valores obtenidos mediante la medición y el flujo de potencia, junto con los errores relativos calculados para cada magnitud, se presentan en la Tabla 5.21.

Tabla 5.21 Validación de variables operativas del PAC-A asociado al transformador de 75 kVA

Parámetro	Fluke 435-II	Simulación ETAP	Error relativo (%)
Corriente trifásica equivalente (A)	43,00	43,60	1,40
Tensión L-L promedio (V)	216,17	219,00	1,31
Factor de potencia	0,9500	0,9833	3,51
Potencia aparente total fundamental (kVA)	16,75	16,50	1,49

Los errores relativos obtenidos se encontraron entre 1,31 % y 3,51 %, correspondiendo la mayor diferencia al factor de potencia. La proximidad observada simultáneamente en tensión, corriente y potencia aparente evidencia que el modelo reproduce de forma consistente el estado operativo seleccionado del PAC-A. En consecuencia, este caso se adoptó como referencia para las simulaciones posteriores asociadas a las propuestas de mitigación.

5.4.2.2. Verificación de consistencia del modelo correspondiente al PAC-B

Para el PAC-B se aplicó el mismo procedimiento de verificación, seleccionando un caso operativo de elevada demanda próximo a la capacidad nominal del transformador de 45 kVA. La comparación se efectuó en la barra MED_296_PAC-B, ubicada entre el secundario del transformador y la barra principal TP-B, coincidiendo con el punto de instalación del analizador Fluke 435-II. La Figura 5.21 presenta el modelo correspondiente al caso operativo utilizado para la comparación.

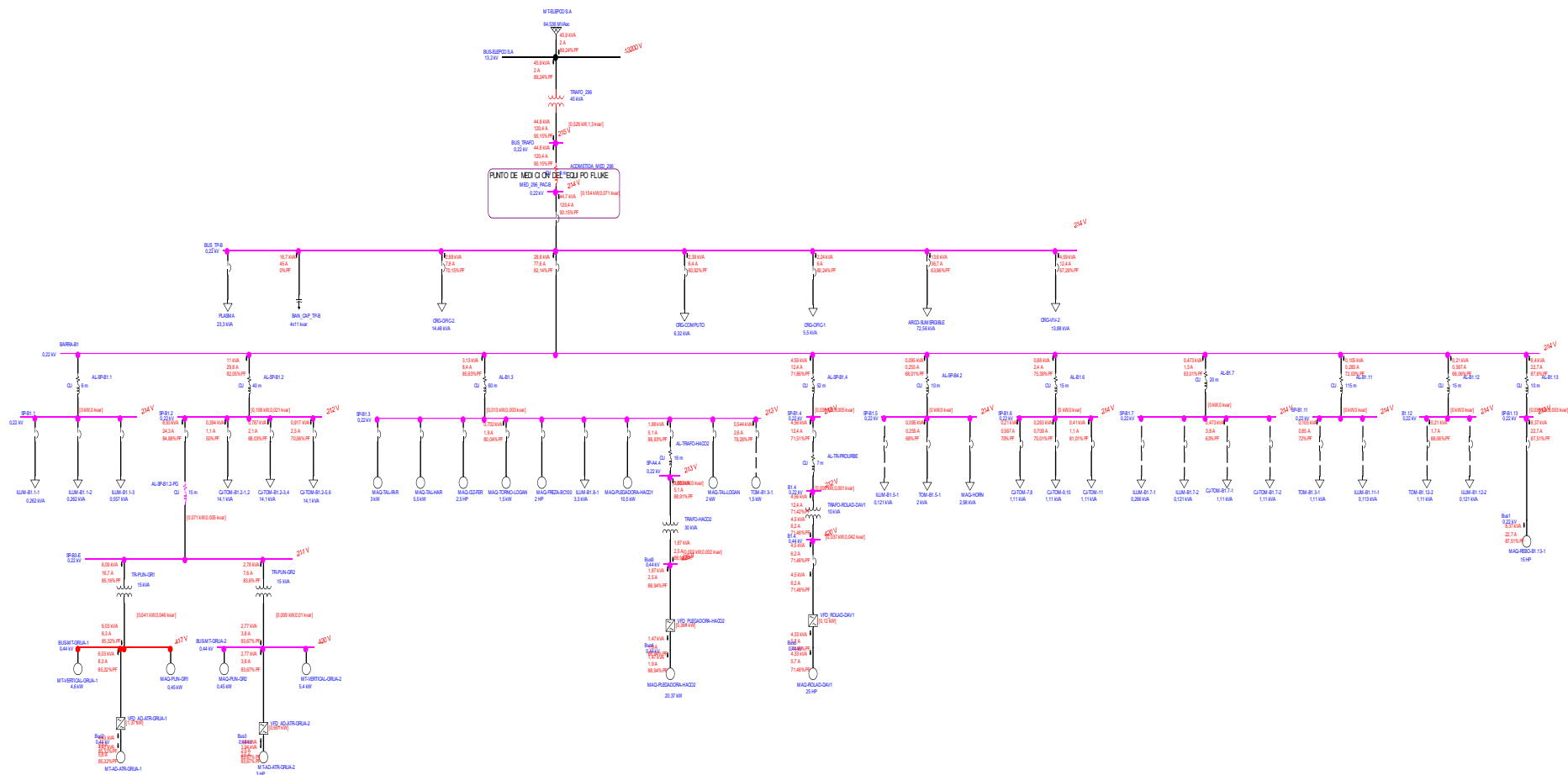


Figura 5.21 Modelo unifilar en ETAP del PAC-B en el transformador 45 kVA.

Los resultados obtenidos mediante el flujo de potencia y su comparación con las magnitudes registradas se presentan en la Tabla 5.22.

Tabla 5.22 Comparación de variables operativas medidas y simuladas para el PAC-B

Parámetro	Fluke 435-II	Simulación ETAP	Error relativo (%)
Corriente trifásica equivalente (A)	118,02	120,40	2,02
Tensión L-L representativa (V)	217,20	214,00	1,47
Factor de potencia	0,8600	0,9015	4,83
Potencia aparente total fundamental (kVA)	44,40	44,70	0,68

Los errores relativos se encontraron entre 0,68 % y 4,83 %, correspondiendo nuevamente la mayor diferencia al factor de potencia. La correspondencia obtenida en corriente, tensión y potencia aparente muestra que el modelo reproduce de manera consistente la condición de elevada demanda registrada en el PAC-B. En consecuencia, este caso operativo se adoptó como referencia para evaluar posteriormente el efecto de la redistribución de carga sobre el transformador de 45 kVA.

5.5. PROPUESTA DE MITIGACIÓN Y DISEÑO DE SOLUCIONES

Considerando que los análisis de calidad de energía evidenciaron deficiencias en el sistema de puesta a tierra, condiciones de desbalance de corrientes y períodos de sobrecarga en el transformador de 45 kVA, a continuación se plantean propuestas de mitigación orientadas a corregir estas problemáticas y mejorar el desempeño, la confiabilidad y la seguridad de la instalación eléctrica.

5.5.1. Solución 1: Propuesta de rediseño del sistema de puesta a tierra

La evaluación del sistema de puesta a tierra existente evidenció una resistencia de 171 Ω , condición asociada a una referencia a tierra deficiente y a los elevados valores de voltaje neutro–tierra identificados en los PAC. En consecuencia, se planteó el rediseño del SPT de la planta mediante criterios de seguridad establecidos en IEEE Std 80, considerando las características eléctricas del terreno determinadas durante las mediciones de campo.

El dimensionamiento comprendió la selección de la geometría de la malla, la verificación térmica del conductor, la determinación de la resistencia global de puesta a tierra, el cálculo de la corriente de malla y de la elevación del potencial de tierra (GPR), así como la comprobación de las tensiones de toque y paso. El desarrollo matemático completo se presenta en el ANEXO. G, mientras que en este apartado se resumen los parámetros adoptados y los resultados principales del diseño.

5.5.1.1. Parámetros de entrada del diseño

La propuesta considera una malla cuadrada de $10\text{ m} \times 10\text{ m}$, enterrada a 1,0 m de profundidad, conformada por cinco conductores en la dirección X y cinco en la dirección Y, complementados con 25 varillas verticales ubicadas en las intersecciones. Como conductor principal se seleccionó cobre calibre 2/0 AWG. Los principales parámetros considerados para el dimensionamiento se presentan en la Tabla 5.23.

Tabla 5.23 Parámetros de entrada considerados para el rediseño del SPT.

Parámetro	Valor adoptado
Resistividad del suelo natural, (ρ)	219.10 $\Omega \cdot \text{m}$
Material superficial	Grava
Resistividad de la capa superficial, (ρ_s)	3000 $\Omega \cdot \text{m}$
Espesor de la capa superficial, (h_s)	0.15 m
Corriente de falla aplicada, (I_f)	2 kA
Tiempo de despeje, (t)	0.25 s
Factor de división de corriente, (Sf)	10 %
Relación (X/R)	5
Geometría de la malla	Cuadrada
Dimensiones de la malla	10 m $\times$ 10 m
Profundidad de enterramiento de conductores	1.0 m

La resistividad media del terreno utilizada para el diseño fue de 219,10 $\Omega \cdot \text{m}$, obtenida mediante las mediciones realizadas por el método de Wenner. Para el análisis de falla se consideró una

corriente de 2 kA, un tiempo de despeje de 0,25 s, un factor de división de corriente del 10 % y una relación $X/R=5$. Estos parámetros constituyeron la base para el dimensionamiento analítico desarrollado en el ANEXO. G.

5.5.1.2. Resultados del dimensionamiento analítico

El procedimiento analítico desarrollado conforme a IEEE Std 80 permitió comprobar inicialmente que el conductor de cobre 2/0 AWG seleccionado presenta capacidad térmica suficiente para la corriente y el tiempo de falla considerados. Posteriormente, a partir de la geometría propuesta y de la resistividad medida del terreno, se obtuvo una resistencia global de malla de 9,599 Ω .

Para la condición de falla analizada se determinó una elevación del potencial de tierra (GPR) de 1970,1 V. Asimismo, las tensiones calculadas de toque y paso fueron de 187,6 V y 176,3 V, respectivamente. Estos valores resultaron inferiores a las tensiones tolerables obtenidas para las condiciones adoptadas en el diseño, correspondientes a 1428,4 V para toque y 4771,6 V para paso.

En consecuencia, la configuración propuesta satisface los criterios de seguridad considerados para las tensiones de toque y paso y reduce la resistencia de puesta a tierra desde la condición existente de 171 Ω hasta un valor aproximado de 9,6 Ω . El desarrollo de las ecuaciones, sustituciones numéricas y verificaciones intermedias se presenta en el ANEXO. G.

5.5.1.3. Validación computacional en ETAP

Con el propósito de verificar los resultados obtenidos mediante el dimensionamiento analítico, la configuración propuesta fue implementada en el módulo Ground Grid Systems de ETAP 20.0.0 empleando los mismos parámetros eléctricos y geométricos considerados en el cálculo. Las dimensiones de la malla y la profundidad de enterramiento fueron convertidas a las unidades requeridas por el software para mantener correspondencia con el diseño analítico.

La Figura 5.22 presenta la representación tridimensional de la malla propuesta, permitiendo observar la disposición de los conductores horizontales y las varillas verticales consideradas en el diseño.

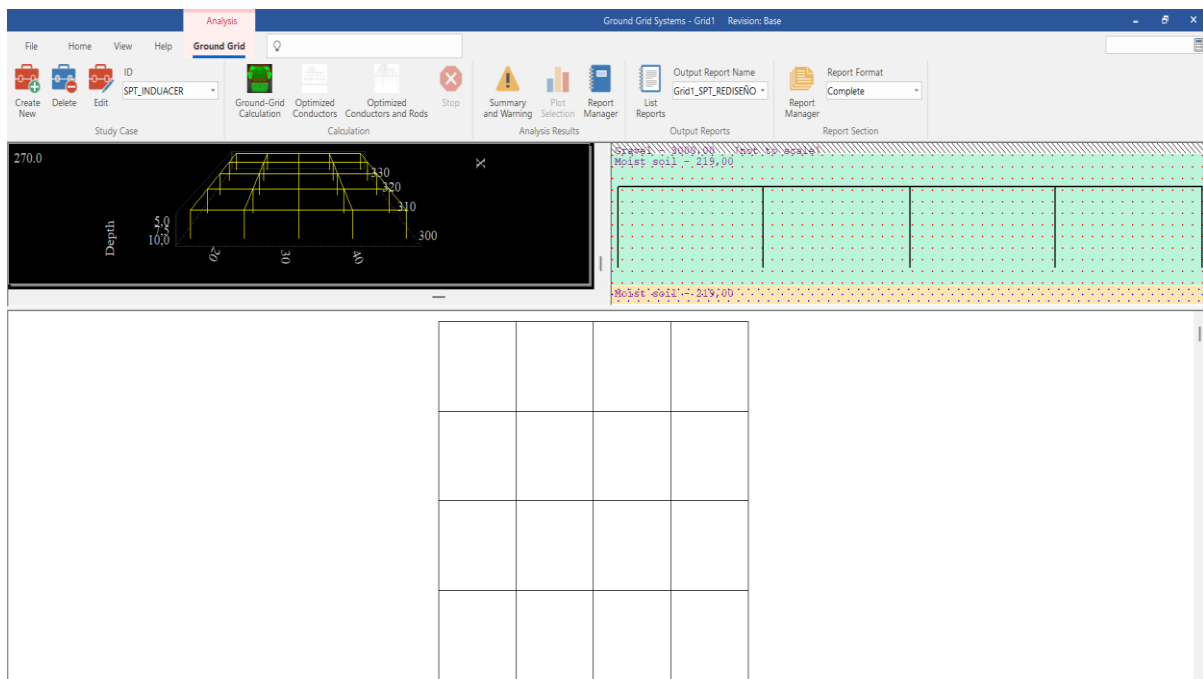


Figura 5.22 Representación general del SPT en el módulo Ground Grid Systems.

IEEE Group Editor

Conductors | Rods

Grid Size

Lx 33 ft

Ly 33 ft

of Conductors

X Direction 5

Y Direction 5

Material Constants

Conductivity 100.0

Alpha Factor 0.00393

Ko Factor 234

Fusing Temperature 1083

Resistivity @ 20 C 1.72

Thermal Capacity 3.42

Conductors

Depth 3.28 ft

Size 2/0 AWG/kcmil

Type Copper, annealed soft-drawn

Cost 11.17 \$/ft

Help OK Cancel

Figura 5.23 Parámetros de conductores ingresados en ETAP para la modelación del SPT.

IEEE Group Editor

Conductors | Rods

Rods

of Rods: 25

Diameter: 0.625 inch

Length: 8 ft

Arrangement: Rods Throughout Grid Area

Type: Copper-clad steel rod

Cost: 17.95 \$/Rod

Material Constants

Conductivity: 20.0

Alpha Factor: 0.00378

Ko Factor: 245

Fusing Temperature: 1084

Resistivity @ 20 C: 8.62

Thermal Capacity: 3.85

Help OK Cancel

Figura 5.24 Parámetros de varillas ingresados en ETAP para la modelación del SPT

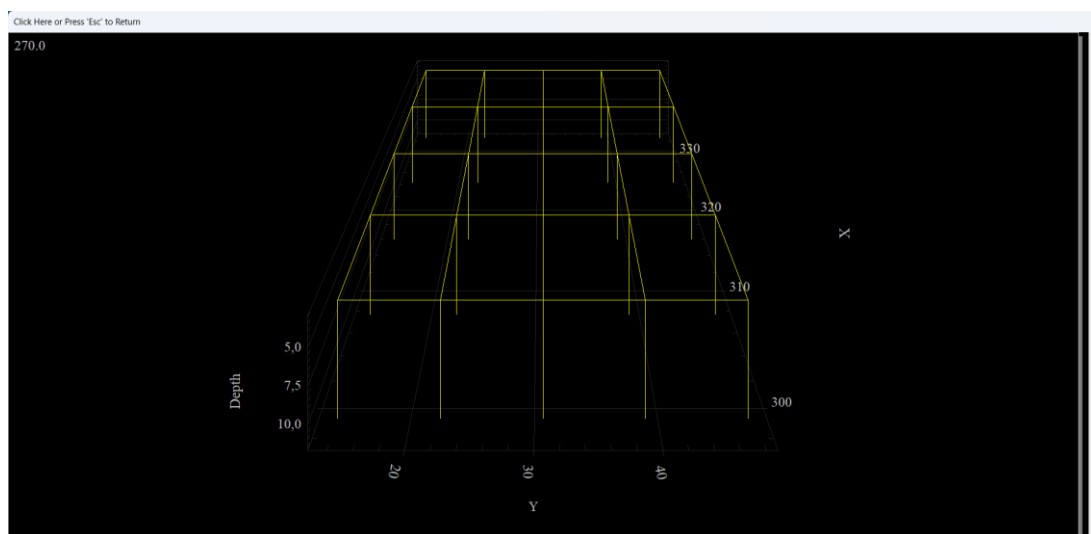


Figura 5.25 Vista tridimensional de la malla de puesta a tierra propuesta.



Figura 5.26 Resultados de simulación en ETAP para la validación de Rg y GPR.

La comparación entre los resultados analíticos y los obtenidos en ETAP se resume en la Tabla 5.24, donde se observa una coincidencia prácticamente total entre ambos métodos.

Tabla 5.24 Comparación de resultados entre cálculo analítico y simulación en ETAP.

Parámetro	Cálculo analítico	ETAP	Observación
Resistencia global de malla, R_g	9.599 Ω	9.595 Ω	Valores prácticamente coincidentes
Elevación del potencial de tierra, GPR	1970.1 V	1969.2 V	Diferencia mínima
Tensión de toque calculada	187.6 V	187.5 V	Cumple
Tensión de paso calculada	176.3 V	176.2 V	Cumple
Tensión de toque tolerable	1428.4 V	1428.4 V	Referencia de verificación
Tensión de paso tolerable	4771.6 V	4771.6 V	Referencia de verificación

Los resultados obtenidos muestran que la propuesta cumple con los criterios de seguridad establecidos por la IEEE 80, tanto desde el punto de vista analítico como en la simulación. En particular, la resistencia global del sistema se redujo desde 171 Ω hasta un valor cercano a 9,6 Ω , mientras que las tensiones reales de toque y paso se mantuvieron muy por debajo de los valores tolerables. En consecuencia, la malla propuesta constituye una solución técnicamente viable para mejorar la referencia a tierra y las condiciones de seguridad eléctrica de la planta.

5.5.2. Solución 2: Reconfiguración topológica para la mitigación de la cargabilidad en el PAC-B

El análisis de cargabilidad desarrollado para el PAC-B evidenció que el transformador de 45 kVA opera próximo a su capacidad nominal durante condiciones de elevada demanda. En el caso operativo utilizado como referencia para la verificación del modelo, el flujo de potencia determinó una demanda aparente de 44,70 kVA, equivalente a una cargabilidad aproximada del 99,33 %. Esta condición, juntamente con los antecedentes históricos de demanda analizados previamente, evidencia la necesidad de disminuir la exigencia eléctrica sobre este transformador.

En contraste, el sistema asociado al PAC-A dispone de un transformador de mayor capacidad nominal, correspondiente a 75 kVA. A partir de esta diferencia en la distribución de capacidad instalada se evaluó una alternativa de reconfiguración topológica orientada a transferir una carga de elevada demanda desde el TP-B hacia el TP-A.

La carga seleccionada correspondió a la soldadora de arco sumergible, debido a su participación significativa dentro del sistema asociado al PAC-B y a la viabilidad física de modificar su punto de alimentación hacia el TP-A, localizado a una distancia que permite plantear técnicamente la transferencia sin modificar la ubicación funcional del proceso productivo.

La propuesta consiste exclusivamente en modificar el punto de alimentación de la carga; por tanto, se conservaron en ETAP sus características eléctricas nominales y el comportamiento de carga definido para los escenarios analizados. A partir de esta modificación se ejecutaron nuevos flujos de potencia con el propósito de determinar, por una parte, la reducción de cargabilidad obtenida en el PAC-B y, por otra, comprobar que la incorporación de la carga no produzca una condición superior a la capacidad nominal del transformador de 75 kVA asociado al PAC-A.

Para evaluar el efecto de la propuesta se desconectó la soldadora de arco sumergible del sistema asociado al TP-B, manteniendo sin modificación las condiciones operativas de las restantes cargas.

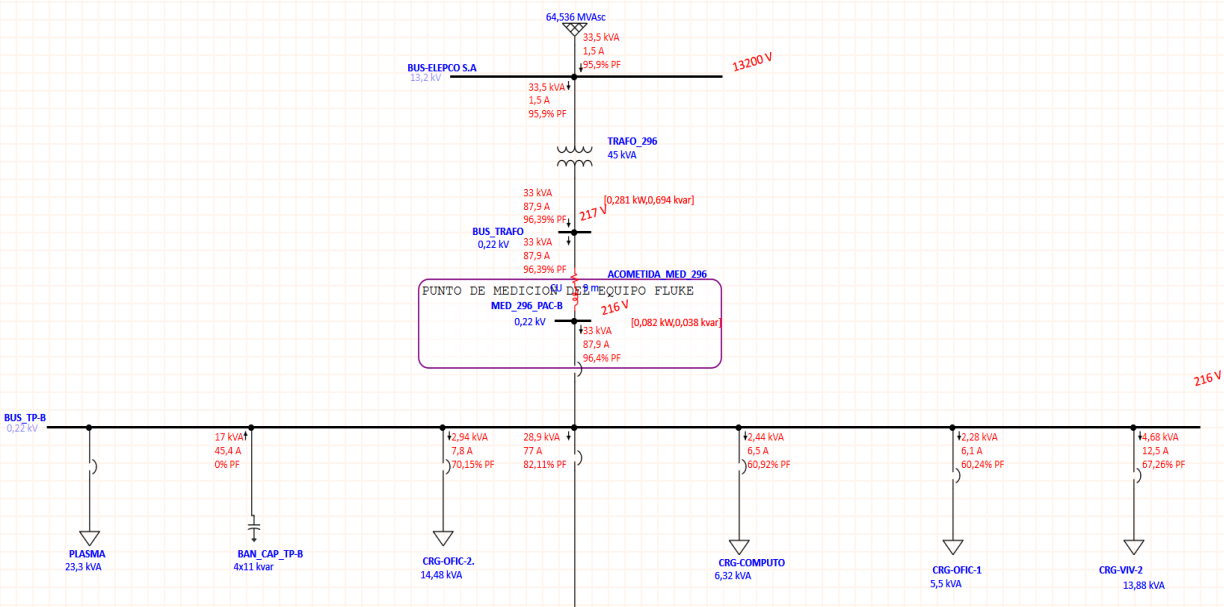


Figura 5.27 Flujo de potencia del PAC-B después de la transferencia de la soldadora de arco sumergible.

Como se observa en la Figura 5.27, la remoción de la soldadora produjo una disminución de la potencia aparente total desde 44,70 kVA hasta 33,00 kVA. De manera simultánea, la corriente del alimentador principal disminuyó de 120,40 A a 87,90 A, mientras que la tensión en la barra aumentó de aproximadamente 214 V a 216 V. El factor de potencia calculado mediante ETAP pasó de 0,9015 a 0,9639. El escenario posterior a la transferencia presenta precisamente alrededor de 33,0 kVA y 87,9 A en el PAC-B.

La cargabilidad inicial del transformador fue de 99,33% mientras que después de retirar la carga se obtuvo 73,33%.

Por tanto, la reconfiguración permitió reducir la utilización del transformador en aproximadamente 26% y recuperar un margen de capacidad aparente de 12 kVA.

Estos resultados muestran que la transferencia de la soldadora disminuye de manera significativa la exigencia sobre el transformador de 45 kVA.

Tabla 5.25 Efecto de la transferencia de carga sobre las variables operativas del PAC-B.

Parámetro	Caso base	Después de la transferencia	Variación
-----------	-----------	-----------------------------	-----------

Como se observa en la Figura 5.28, bajo la condición crítica simulada la potencia aparente total en el PAC-A alcanzó 71,80 kVA, con una corriente aproximada de 194,70 A, una tensión línea–línea de 213 V y un factor de potencia de 0,8186.

La cargabilidad correspondiente al transformador de 75 kVA fue de 95,73%. Por consiguiente, aun considerando la condición de utilización del 100 % definida para la carga transferida, la potencia aparente calculada mediante ETAP permaneció por debajo de la capacidad nominal del transformador y el margen restante fue de 3,2 kVA o equivalente al 4,27% de la capacidad nominal.

No obstante, este resultado también evidencia que el escenario crítico aproxima al transformador a su límite nominal, por lo que no debe interpretarse como una disponibilidad amplia de capacidad. La solución permite absorber la carga transferida bajo las condiciones analizadas, pero la incorporación posterior de nuevas cargas de magnitud significativa requeriría una evaluación adicional.

Se puede recalcar que el voltaje en el escenario crítico se analiza que la relación a la tensión nominal de 220 V, el valor de 213 V obtenido en el escenario crítico representa un porcentaje de variación del 3,18%.

Por tanto, además del incremento de cargabilidad, la mayor participación de la carga transferida genera una reducción de la tensión en la barra principal. Este comportamiento debe considerarse conjuntamente con la cargabilidad al evaluar el desempeño del escenario propuesto.

Tabla 5.26 Comparación de los escenarios evaluados para la reconfiguración de carga

Escenario	PAC	Capacidad del transformador (kVA)	S (kVA)	I (A)	V L-L (V)	FP	Cargabilidad (%)
Caso base verificado	PAC-B	45	44,70	120,40	214	0,9015	99,33
Después de retirar la soldadora	PAC-B	45	33,00	87,90	216	0,9639	73,33
Escenario crítico con carga transferida	PAC-A	75	71,80	194,70	213	0,8186	95,73

La Tabla 5.26 evidencia que la transferencia de la soldadora permite disminuir la cargabilidad del transformador asociado al PAC-B desde 99,33 % hasta 73,33 %. Por otra parte, la evaluación crítica realizada en el PAC-A demuestra que, aun incrementando la utilización intermitente de la carga transferida hasta el 100 %, la potencia aparente resultante alcanza 71,80 kVA, equivalente al 95,73 % de la capacidad nominal del transformador de 75 kVA.

5.5.3. Solución 3: Reconfiguración topológica para la mitigación del desequilibrio de voltaje

Del análisis del inventario de cargas presentado en los Anexos E y F se observa que los equipos de mayor potencia corresponden principalmente a cargas trifásicas industriales, tales como soldadoras, rebordeadoras, puentes grúa, motores, plegadoras y equipos de corte CNC. Por su naturaleza constructiva, estas cargas demandan corriente simultáneamente en las tres fases y, por tanto, no constituyen una fuente significativa de desequilibrio de corriente. En contraste, las cargas monofásicas y bifásicas asociadas a iluminación, tomacorrientes y herramientas portátiles presentan condiciones de conexión variables según las necesidades operativas de la planta, generando fluctuaciones continuas en la distribución de corriente entre fases.

Debido a que una parte importante de las cargas monofásicas y bifásicas corresponde a tomacorrientes de servicio, herramientas portátiles y equipos auxiliares cuya utilización depende de los requerimientos operativos de cada proceso, no existe una condición permanente de funcionamiento que pueda representarse de manera única en el modelo. Por esta razón, no resulta técnicamente justificable desarrollar una simulación específica de mitigación en ETAP, ya que cualquier escenario modelado correspondería únicamente a una condición particular de operación y no reflejaría el comportamiento habitual de la instalación.

Finalmente, considerando que el desequilibrio de voltaje registrado en ambos PAC se mantuvo dentro de los límites establecidos por la Regulación ARCONEL 009/24 (1,18 % en el PAC-A y 0,98 % en el PAC-B), el fenómeno identificado corresponde principalmente a un desequilibrio de corriente asociado a la utilización no coincidente de cargas de uso operativo, sin evidenciar actualmente afectaciones significativas sobre el nivel de voltaje del sistema. Por tal motivo, se recomienda adoptar medidas de gestión operativa antes que intervenciones de carácter físico o inversiones en infraestructura.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- La evaluación de calidad de energía realizada en los puntos de acoplamiento común de la planta matriz de INDUACERO Cía. Ltda. permitió determinar que los parámetros asociados al nivel de voltaje, distorsión armónica de voltaje y corriente, factor de potencia y perturbaciones rápidas de voltaje (flicker) cumplen los límites establecidos en la Regulación ARCONEL 009/24, el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica e IEEE 519-2022. En consecuencia, no se identificaron incumplimientos normativos relacionados con estos aspectos.
- En el PAC-A, asociado al transformador de 75 kVA, se identificaron dos hallazgos relevantes: i) un elevado desequilibrio de corriente entre fases, alcanzando un percentil 95 de 95,61 %, evidenciando una distribución no uniforme de las cargas; y ii) una tensión neutro-tierra promedio de 29,57 V, asociada principalmente a la elevada resistencia del sistema de puesta a tierra existente, medida en 171 Ω . Aunque estas condiciones no generaron incumplimientos en los parámetros normativos evaluados, constituyen oportunidades de mejora para incrementar la confiabilidad operativa de la instalación.
- En el PAC-B, asociado al transformador de 45 kVA, se identificaron tres hallazgos principales: i) la operación recurrente del transformador en condición de sobrecarga durante varios períodos del año; ii) una tensión neutro-tierra elevada, con comportamiento similar al observado en el PAC-A y relacionada con las deficiencias del sistema de puesta a tierra; y iii) la presencia de desequilibrio de corriente entre fases, reflejada por un valor de percentil 95 de 11,23 %. Si bien este resultado evidencia una distribución no uniforme de las cargas conectadas al sistema, su magnitud es considerablemente menor a la observada en el PAC-A.
- La verificación del sistema de puesta a tierra evidenció que la resistencia medida de 171 Ω es considerablemente superior a los valores recomendados para instalaciones industriales. Adicionalmente, la resistividad promedio del terreno de 219,10 $\Omega \cdot m$ condiciona negativamente el desempeño de la referencia equipotencial, justificando técnicamente la necesidad de un rediseño del sistema de puesta a tierra.
- El modelo desarrollado en ETAP reprodujo de manera satisfactoria las características eléctricas principales de las instalaciones evaluadas. Debido a la imposibilidad práctica

de conocer el estado operativo exacto de todas las cargas durante un periodo específico de medición, la validación se realizó mediante la comparación de variables globales representativas, obteniéndose concordancia suficiente para emplear el modelo como herramienta de análisis de ingeniería.

- A partir de los resultados obtenidos, las medidas de mejora técnicamente justificadas corresponden al rediseño del sistema de puesta a tierra y a la reconfiguración parcial de cargas para reducir la sobrecarga observada en el transformador de 45 kVA.
- No se considera necesaria la implementación de medidas de mitigación de armónicos ni de compensación adicional de potencia reactiva, debido al cumplimiento de los límites normativos aplicables.

6.2. RECOMENDACIONES

- Implementar el rediseño del sistema de puesta a tierra propuesto en esta investigación, con el objetivo de reducir la resistencia global de puesta a tierra, disminuir los niveles de tensión neutro-tierra observados en ambos PAC y mejorar las condiciones de seguridad eléctrica de la instalación.
- Ejecutar la reconfiguración de cargas propuesta para el PAC-B, mediante la redistribución de parte de la demanda hacia el sistema asociado al transformador de 75 kVA, con la finalidad de reducir los periodos de sobrecarga observados en el transformador de 45 kVA y aumentar la confiabilidad operativa del sistema.
- Realizar inspecciones periódicas de los circuitos monofásicos y bifásicos conectados a tomacorrientes industriales y equipos auxiliares, con el propósito de identificar posibles oportunidades de balanceo de cargas que contribuyan a reducir el desequilibrio de corriente observado, principalmente en el PAC-A.
- Mantener actualizado el inventario de cargas eléctricas de la planta, registrando las incorporaciones, retiros o cambios de ubicación de maquinaria, con el fin de facilitar futuros análisis de capacidad instalada, calidad de energía y gestión de cargas.
- Considerar como línea futura de estudio la evaluación de calidad de energía en barras secundarias o centros de carga específicos de la planta, con el fin de identificar fenómenos locales que podrían no evidenciarse en los puntos de acoplamiento común analizados en esta investigación.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Resolución Nro. ARCONEL-016/2024, «Regulación Nro. ARCONEL 009/2024». Accedido: 12 de octubre de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://arconel.gob.ec/regulaciones-2024/>
- [2] J. C. G. Arispe y A. Y. M. Yucra, «Análisis de armónicos en sistemas eléctricos de potencia y normas regulatorias: impacto del horno de arco eléctrico de acerías», *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, vol. 32, pp. 0-0, 2024, doi: 10.4067/S0718-33052024000100201.
- [3] L. H. P. da S. José Oliveira Dantas y J. C. da S. B. Maniçoba, «Power quality analysis, case study with welding equipment », *American Journal of Engineering Research (AJER)* , 21 de junio de 2024. Accedido: 10 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/385627078_Power_quality_analysis_case_study_with_welding_equipment
- [4] L. A. Vargas-Tocte, O. L. Supe-Sailema, C. F. Pacheco-Mena, y J. A. Porras-Reyes, «Calidad de energía eléctrica en cámara de transformación II de la Universidad Técnica de Cotopaxi Quality of electricity in transformer chamber II of the Technical University of Cotopaxi», *Revista Multidisciplinaria Perspectivas Investigativas*, vol. 5, n.º Tecnología, pp. 1-15, feb. 2025, doi: 10.62574/rmpi.v5i1.264.
- [5] M. R. Juan Guzmán y O. B. Hernán, «Caracterización de la calidad de la energía de un sistema eléctrico industrial con cargas eléctricas variables no lineales», Universidad de la Costa CUC, 2020. Accedido: 10 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://hdl.handle.net/11323/7495>
- [6] K. M. Alawasa y A. H. Al-Badi, «Investigation and Analysis of the Power Quality in an Academic Institution's Electrical Distribution System», *Energies 2024, Vol. 17, Page 3998*, vol. 17, n.º 16, p. 3998, ago. 2024, doi: 10.3390/EN17163998.
- [7] A. Mullo, J. Reinoso, M. Chamba, y C. Lozada, «Análisis y Caracterización de la Calidad de Energía utilizando Minería de Datos», *Revista Técnica «energía»*, vol. 22, n.º 1, pp. 33-45, jul. 2025, doi: 10.37116/REVISTAENERGIA.V22.N1.2025.702.
- [8] Fluke Corporation, «MDA-550/MDA-510 Motor Drive Analyzer Users Manual», 2018, Accedido: 30 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en:

https://media.fluke.com/a1620e6c-d855-415a-bfd5-b10800c05821_original%20file.pdf#page=17.09

- [9] N. Electrical Manufacturers Association, *ANSI NEMA MG 1-200*. Accedido: 30 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/005/nema.mg-1.2009.pdf>
- [10] N. I. Cordero Pinto, «Estudio de calidad de energía eléctrica utilizando analizador de redes trifásicas: caso de estudio UOH campus Rancagua», Universidad de O'Higgins, Rancagua, 2021. Accedido: 30 de septiembre de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.uoh.cl/handle/611/74>
- [11] K. D. HERNÁNDEZ PANTOJA, «Diagnóstico y evaluación de las instalaciones eléctricas en la empresa de servicios en tecnología y telecomunicaciones WODEN Ecuador S.A. con criterios de eficiencia energética», ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, Quito, 2021. Accedido: 23 de septiembre de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21616>
- [12] C. A. Achilie Lastre y C. N. Molina Aviles, «Análisis de calidad de la energía orientado a distorsiones armónicas en el Bloque E de la Universidad Politécnica Salesiana», Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, 2024. Accedido: 28 de septiembre de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/27451>
- [13] Collaguazo Chipantiza Pedro Javier, «Análisis del sistema eléctrico en baja tensión (BT) de la Universidad Politécnica Salesiana Campus Sur usando la captura de datos en campo para mejorar la eficiencia energética», Universidad Politécnica Salesiana, Quito, 2020. Accedido: 10 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19249>
- [14] M. De Pinto, «Metodología para el análisis de la calidad de la energía eléctrica en empresas», *Ingeniería, Innovación, Tecnología y ciencia (INNOVATEC)*, vol. 2, n.º 2, pp. 98-114, feb. 2023, doi: 10.4018/978-1-5225-8030-0.CH011.
- [15] ARCONEL, «Resolución Nro. ARCONEL-006/25». Accedido: 8 de diciembre de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/07/Resolucion-06-25-Pliego-tarifario-SPEEE-2025.pdf>

- [16] IEEE, «IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems», jun. 2022, doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8796486.
- [17] IEEE, *81-2025 - IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System*. IEEE, 2025. Accedido: 2 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.calameo.com/books/004484430af22be11e220>
- [18] D. R. Hincapie, «Diseño e instalación de redes internas, iluminación, sistemas de puesta a tierra y apantallamiento en instalaciones eléctricas de media y baja tensión», Universidad de Antioquia, Medellín, 2023. Accedido: 10 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://hdl.handle.net/10495/34809>
- [19] IEEE, *IEEE Std 1159-1995(R2001)-IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2001.
- [20] C. Á. Anthony Patricio y J. A. Ana Isabel, «Análisis de fallas armónicas y su mejoramiento por medio de filtros activos y pasivos en un sistema de 14 barras de la IEEE», Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, 2024. Accedido: 28 de septiembre de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/27294>
- [21] A. Mohanty *et al.*, «Enhancing power quality in contemporary utility systems: A comprehensive analysis of active power filters and control strategies», *Energy Reports*, vol. 11, pp. 5575-5592, jun. 2024, doi: 10.1016/J.EGYR.2024.05.033.
- [22] E. D. Ramos Ramos y S. E. Riveros Arcaya, «Análisis de la eficiencia energética y calidad de la energía eléctrica en la planta industrial de procesamiento de alimentos agroindustrias CIRNMA S.R.L. en la región Puno», Universidad Nacional del Altiplano, Puno - Perú, 2018. Accedido: 23 de septiembre de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.unap.edu.pe/handle/20.500.14082/8910>
- [23] B. A. Merino Coca y G. R. Tarco Guamushig, «Evaluación de los criterios de calidad de energía eléctrica en la Empresa Induce del Ecuador», UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI, LATACUNGA, 2023. Accedido: 28 de septiembre de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/10373>
- [24] Fluke Corporation, «Analizadores de calidad eléctrica y energía eléctrica Fluke 434-II/435-II/437-II». Accedido: 18 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en:

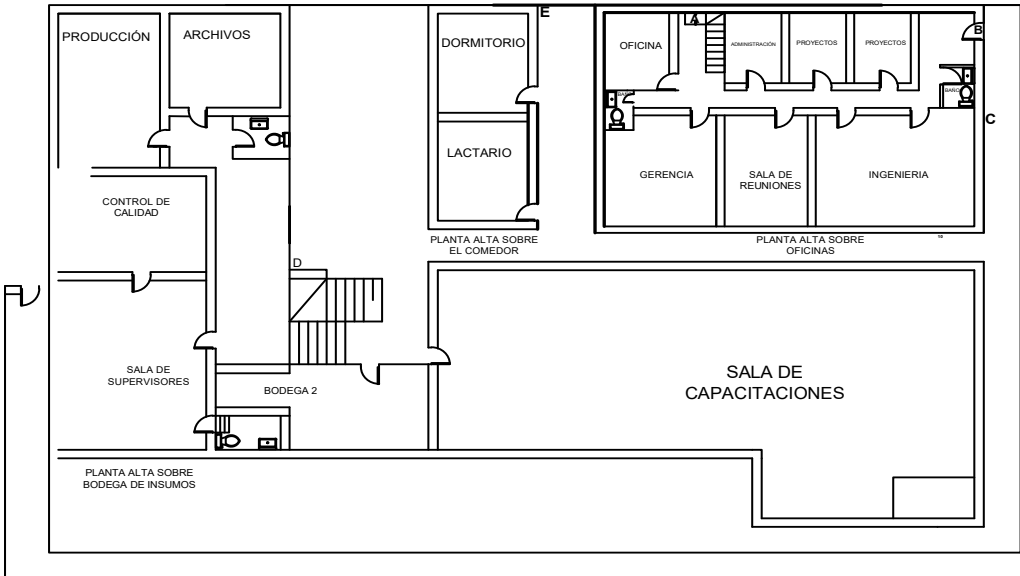
<https://www.fluke.com/es-ec/producto/comprobacion-electrica/calidad-electrica/434-435>

- [25] Fluke Corporation, «RMS Fluke 323/324/325 Clamp Meter: Manual de uso». Accedido: 18 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.fluke.com/es-ec/producto/comprobacion-electrica/pinzas-amperimetricas/fluke-325#>
- [26] «Manual de allsun EM480D». Accedido: 11 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en:
<https://device.report/m/6e5c0044277f18a1169898f32b4027ddd5c2581f562d3d215e9ad26a926bd152>
- [27] Fluke, «Manual del Medidor de resistencia de tierra Fluke 1623-2 GEO». Accedido: 11 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.fluke.com/es-cr/producto/comprobacion-electrica/conexion-a-tierra/fluke-1623-2>

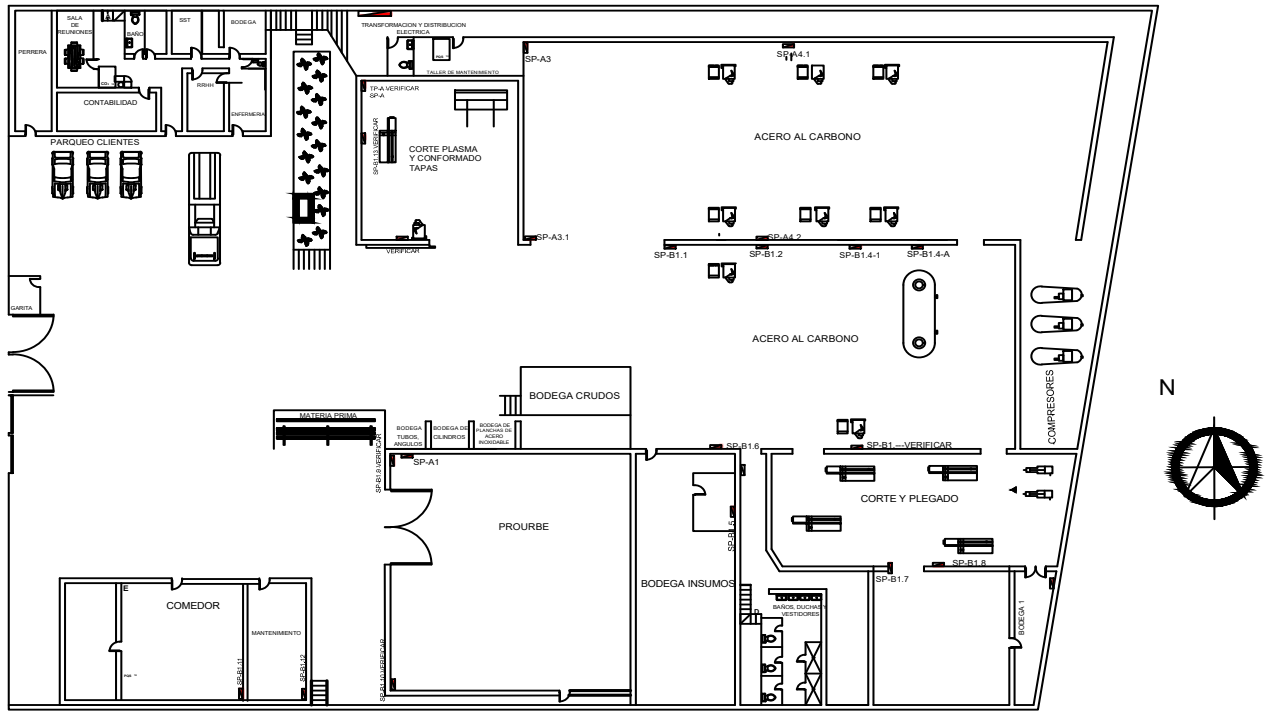
8. ANEXOS

PLANO ELECTRICO DE INDUACERO CIA. LTDA.

PLANTA ALTA

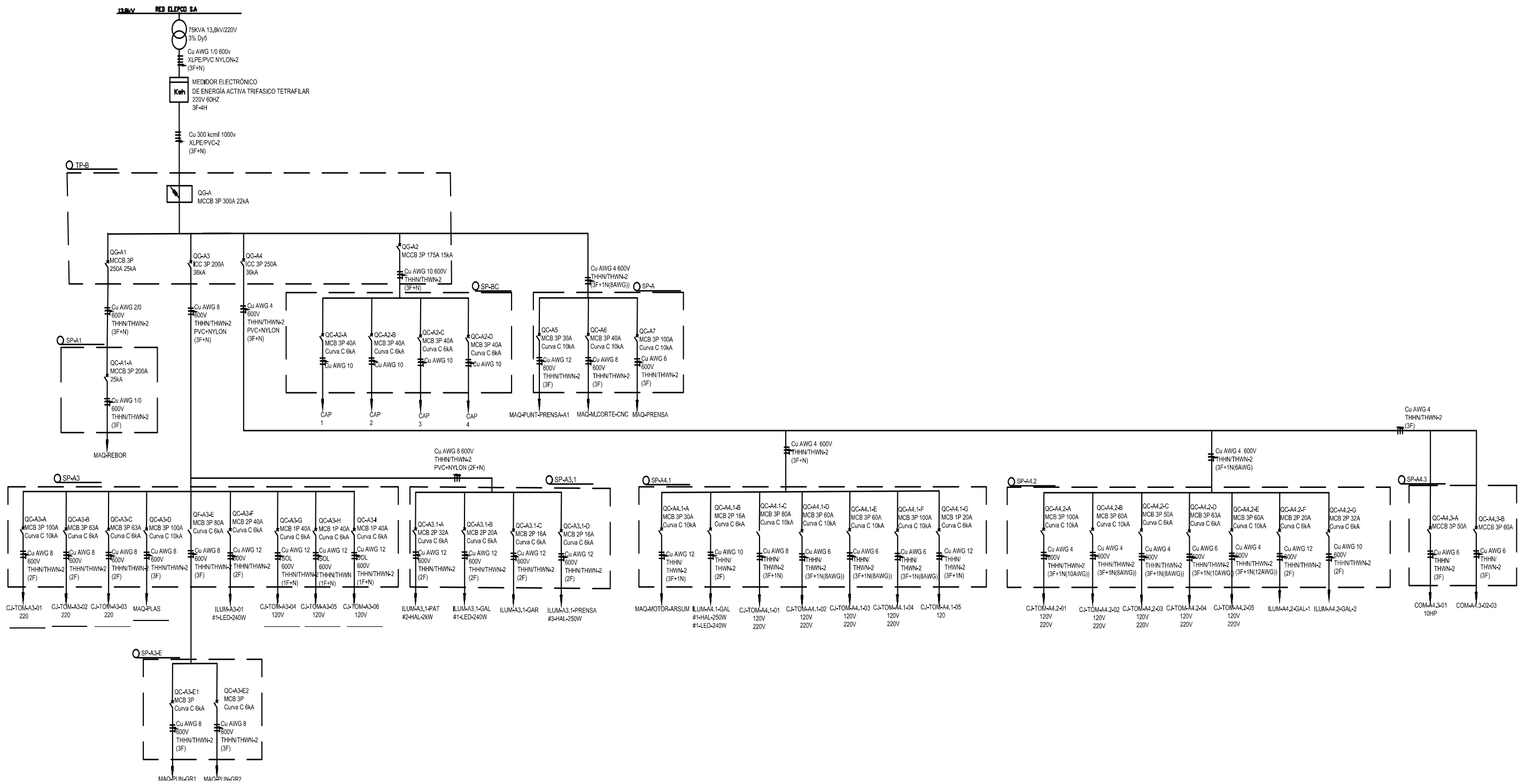


PLANTA BAJA

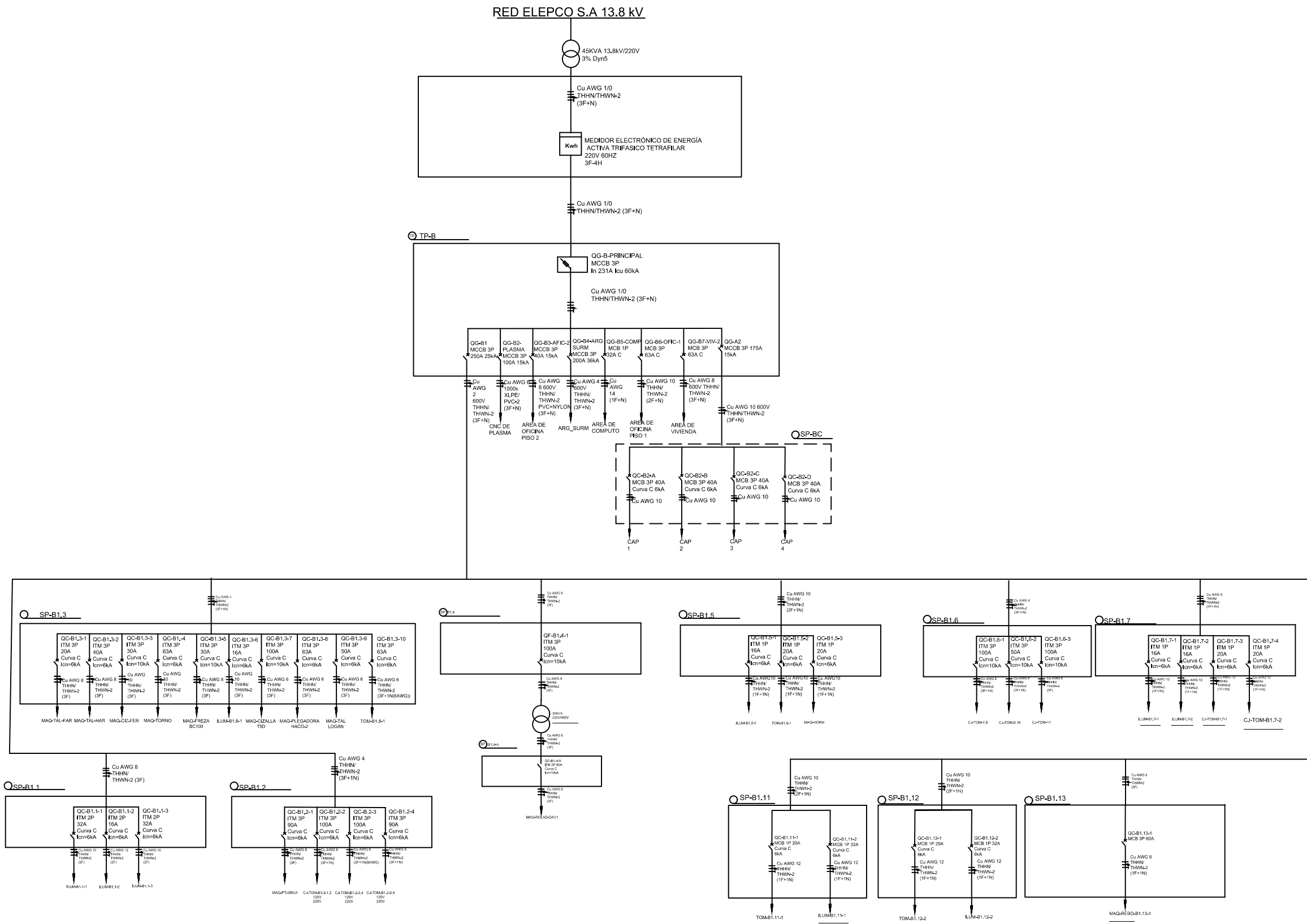


	PLANO ARQUITECTÓNICO DE INDUACERO CIA. LTDA.			COD: 001
ESCALA: 1:1				EDICIÓN: 01
LOCALIZACIÓN: PROVINCIA DE COTOPAXI-BARRIO SUR- SECTOR EL NIAGARA- PANAMERICANA SUR KM 4				FECHA:
ELABORADO POR: WIDYNSON CHARIGUAMAN		REVISADO POR:	APROBADO POR: ING JAVIER ESTRELLA	12/03/2026

ANEXO. B Diagrama Unifilar General: Tablero de Distribución del PAC-A de la Planta INDUACERO.



ANEXO. C Diagrama Unifilar General: Tablero de Distribución del PAC-B de la Planta INDUACERO.



ANEXO. D Registro Histórico de Facturación Eléctrica del consumo y demanda: Medidores 139 y 296 del
Periodo 2023-2025

CONSOLIDADO 2023–2025									
Año	Mes	kWh 139	kW 139	FP 139	kWh 296	kW 296	FP 296	Demanda 139 kVA	Demanda 296 kVA
2023	Abril	4132,02	42,84	0,9509	5402,94	41,82	0,9915	45,05	42,18
2023	Mayo	3088,56	45,9	0,9171	5720,16	55,08	0,9905	50,05	55,61
2023	Junio	4183,02	45,9	0,9499	6428,04	42,84	0,9943	48,32	43,09
2023	Julio	4327,86	43,86	0,9724	7234,86	47,94	0,9992	45,10	47,98
2023	Agosto	2344,98	30,6	0,9236	5901,72	41,82	0,9919	33,13	42,16
2023	Septiembre	3113,04	41,82	0,9341	6417,84	37,74	0,9961	44,77	37,89
2023	Octubre	2215,44	36,72	0,9484	5976,18	43,86	0,9924	38,72	44,20
2023	Noviembre	2309,28	36,72	0,9436	5712	51	0,9996	38,91	51,02
2023	Diciembre	2683,62	43,86	0,9567	5714,04	38,76	0,9991	45,85	38,79
2024	Enero	3321,12	39,78	0,9567	5203,02	33,05	0,9982	41,58	33,11
2024	Febrero	2660,16	43,86	0,9719	6390,3	58,14	0,9971	45,13	58,31
2024	Marzo	2457,18	36,72	0,965	6318,9	63,24	0,9966	38,05	63,46
2024	Abril	3357,84	49,98	0,9719	6739,14	55,08	0,998	51,43	55,19
2024	Mayo	1892,1	35,7	0,9808	5260,14	44,88	0,9968	36,40	45,02
2024	Junio	1925,76	41,82	0,9763	5323,38	43,86	0,9989	42,84	43,91
2024	Julio	2574,48	39,78	0,9495	5132,64	43,86	0,9993	41,90	43,89
2024	Agosto	2609,16	39,78	0,9595	5820,12	39,78	0,9988	41,46	39,83
2024	Septiembre	3003,9	41,82	0,9199	5463,12	41,82	0,9962	45,46	41,98
2024	Octubre	2242,98	36,72	0,9767	4394,16	37,94	0,9997	37,60	37,95
2024	Noviembre	1133,22	29,99	0,9855	3260,94	37,94	0,9982	30,43	38,01
2024	Diciembre	2096,1	40,8	0,9946	4087,14	38,76	0,9651	41,02	40,16
2025	Enero	2348,04	36,72	0,9962	5015,34	38,76	0,9682	36,86	40,03
2025	Febrero	3016,14	39,78	0,9979	5673,24	61,2	0,9862	39,86	62,06
2025	Marzo	2026,74	37,74	0,9985	4347,24	38,76	0,9939	37,80	39,00
2025	Abril	1945,14	25,5	0,993	5154,06	39,78	0,9966	25,68	39,92
2025	Mayo	1450,44	25,09	0,9968	5194,86	40,8	0,9983	25,17	40,87
2025	Junio	1269,9	30,6	0,9949	4573,68	38,76	0,9983	30,76	38,83
2025	Julio	2258,28	34,68	0,9933	5669,16	40,8	0,9979	34,91	40,89
2025	Agosto	2166,48	39,78	0,9958	5787,48	44,88	0,9962	39,95	45,05
2025	Septiembre	2106,3	26,52	0,9955	5253	42,84	0,998	26,64	42,93
2025	Octubre	2358,24	34,68	0,9923	6033,3	46,92	0,997	34,95	47,06
2025	Noviembre	1892,1	24,48	0,9962	5509,02	46,92	0,9994	24,57	46,95
2025	Diciembre	1229,1	23,87	0,9971	4434,96	36,72	1	23,94	36,72

ANEXO. E :Cuadro general de cargas y parámetros nominales del sistema eléctrico correspondiente al PAC-A.

Grupo de protecciones	ID Protección	Cargas_ID	Área	Tipo de Equipo	Modelo	Cantidad	Tensión Nominal (Vn) [V]	Corriente Nominal (In) [A]	Nº Fases	Factor de Potencia (cos φ)	Frecuencia [Hz]		Eficiencia (η)	Horas de Operación	RPM	Potencia Activa (kW)	Potencia (Hp)	Potencia Aparente (kVA)
Prot_SP1_139	QC-A1-A	MAQ-REBOR-A1	Área de PROURBE	Rebordeadora		1	440,00	13,38	3	0,86	60		0,76		1770	8,769	11,755	10,197
Prot_SP1_139	QC-A3-A	CJ-TOM-A3-01	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Soldadoras Eléctricas Multiprocesos	INVERTEC V350-PRO	10	220,00	370,00	3	0,94	60					132,530	177,654	140,989
Prot_SP1_139	QF-A3-E	MT-VERTICAL-GRUA-1	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Motor de puente grua	Siemens	1	440,00	9,61	3	0,85	60		0,74	No aplica		6,225	8,345	7,324
Prot_SP1_139	QF-A3-E	MT-AD-ATR-GRUA-1	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Motor de puente grua	Metalcorte	1	440,00	8,82	3	0,81	60		0,82	No aplica	1710	5,445	7,298	6,722
Prot_SP1_139	QF-A3-E	MAQ-PUN-GR1	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Motor de puente grua	Transmisiones Ltda.	1	440,00	1,21	3	0,80			60		2850	0,738	0,989	0,922
Prot_SP1_139	QF-A3-E	MT-VERTICAL-GRUA-2	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Motor de puente grua	Siemens	1	440,00	11,13	3	0,86	60		0,74	No aplica	3250	7,295	9,778	8,482
Prot_SP1_139	QF-A3-E	MT-AD-ATR-GRUA-2	PROURBE	Motor de puente grua	Metalcorte	1	440,00	4,37	3	0,85	60		0,79	No aplica	1700	2,831	3,795	3,330
Prot_SP1_139	QF-A3-E	MAQ-PUN-GR2	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Motor de puente grua	Transmisiones Ltda.	1	440,00	1,21	3	0,80	60		0,6	No aplica		0,738	0,989	0,922
Prot_SP1_139	QC-A3-F	ILUM-A3-01	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Iluminación- (Led)		1	220,00	1,19	2	0,91	60			No aplica		0,238	0,319	0,262
Prot_SP1_139	QC-A3-G	CJ-TOM-A3-04	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Amoladora	BOSCH	5	127,00	31,50	1	0,95	60		No aplica	No aplica		3,800	5,094	4,001
Prot_SP1_139	QC-A3-H	CJ-TOM-A3-05	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Taladro de Mano	DEWALT	6	127,00	54,00	1	0,80	60		No aplica	No aplica		5,486	7,354	6,858
Prot_SP1_139	QC-A3.1-A	ILUM- A3.1-PAT	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Iluminación- (Halogeno ó sodio)		1	220,00	18,18	2	0,90	60		No aplica	No aplica		3,600	4,825	4,000
Prot_SP1_139	QC-A3.1-B	ILUM- A3.1-GAL	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Iluminación- (Led)		1	220,00	1,19	2	0,90	60		No aplica	No aplica		0,236	0,316	0,262
Prot_SP1_139	QC-A3.1-C	ILUM- A3.1-GAR	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Iluminación- (Led)		1	220,00	1,21	2	0,90	60		No aplica	No aplica		0,240	0,321	0,266
Prot_SP1_139	QC-A3.1-D	ILUM- A3.1-PRENZA	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Iluminación- (Halogeno ó sodio)		1	220,00	3,79	2	0,90	60		No aplica	No aplica		0,750	1,006	0,834
Prot_SP1_139	QC-A3.1-D	ILUM- A3.1-PRENZA	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Iluminación- (Halogeno ó sodio)		1	220,00	3,79	2	0,90	60		No aplica	No aplica	No aplica	0,750	1,006	0,834
Prot_SP1_139	QC-A4.1-A	MT1-ARSUM	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Motor X	Siemens	1	220,00	3,53	3	0,88	60		0,63	No aplica		1,184	1,587	1,345
Prot_SP1_139	QC-A4.1-A	MT2-ARSUM	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Motor X	Siemens	1	220,00	5,45	3	0,82	60		0,65	No aplica		1,703	2,283	2,077
Prot_SP1_139	QC-A4.1-A	MT3-ARSUM	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Motor X	Siemens	1	220,00	5,45	3	0,82	60		0,65	No aplica	1715	1,703	2,283	2,077
Prot_SP1_139	QC-A4.1-A	MT4-ARSUM	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Motor X	Siemens	1	220,00	3,53	3	0,88	60		0,63	No aplica		1,184	1,587	1,345
Prot_SP1_139	QC-A4.1-B	ILUM-A4.1-GAL	Área de Procesos Metálicos – Acero al Carbono	Iluminación- (Halogeno ó sodio)		1	220,00	2,53	2	0,90	60		No aplica	No aplica		0,501	0,672	0,557
Prot_SP1_139	QC-A4.3-A	COM-A4.3-01	Área de Compresores	Motor X	U.S. ELECTRICAL MOTORS	1	220,00	26,44	3	0,83	60		0,89	No aplica		8,332	11,169	10,075

Prot_SP1_139	QC-A4.3-B	COM-A4.3-02-03	Área de Compresores	Motor X	U.S. ELECTRICAL MOTORS	1	220,00	26,44	3	0,83	60		0,89	No aplica	8,332	11,169	10,075
Prot_SP1_139	QC-A4.3-B	COM-A4.3-02-03	Área de Compresores	Motor X	WAG	1	220,00	26,49	3	0,83	60		0,89	No aplica	8,378	11,231	10,094
Prot_TP_139	QG-A5	MAQ-PUNT-PRENSA-A1	Área de Corte CNC y conformado de tapas	Motor de puente grua	Siemens	1	220,00	7,09	3	0,82	60		0,7	No aplica	2,215	2,970	2,702
Prot_TP_139	QG-A6	MAQ-PRENSA	Área de Corte CNC y conformado de tapas	Prensa	Siemens	1	220,00	71,09	3	0,88	60		0,78	No aplica	23,838	31,955	27,089
TOTAL DE POTENCIA INSTALADA ESTIMADA																317,749	263,639

ANEXO. F :Cuadro general de cargas y parámetros nominales del sistema eléctrico correspondiente al PAC-B.

Grupo de protecciones	ID Protección	Cargas_ID	Área	Tipo de Equipo	Modelo	Cantidad	Tensión Nominal (Vn) [V]	Corriente Nominal (In) [A]	Nº Fases	Factor de Potencia (cos φ)	Frecuencia [Hz]	Eficiencia (η)	Horas de Operación	RPM	Potencia Activa (kW)	Potencia (Hp)	Potencia Aparente (kVA)
Prot_TP_296	QG-B2	MAQ-PLASMA	Área de Corte CNC y conformado de tapas	Corte de Plasma CNC	PLASMA ARC-VOLT HEIGHT CONTROL PTHC-100/50	1	220,00	61,00	3	0,65	60	No aplica	No aplica	No aplica	15,109	20,253	23,244
Prot_TP_296	QG-B4-ARG_SURM	CJ-TOM-A3-05	Área de Rectificado y Acabados— Acero al Carbono	Soldadora de Arco Sumergible	LINCOLN ELECTRIC-IDEALARC DC-1000	1	220,00	190,40	3	0,70	60	No aplica	No aplica		50,787	68,078	72,552
Prot_TP_296	QG-B5-COMP	CRG-COMPUTO	Oficinas Administrativas	Computadora		13	220,00	28,73	2	0,75	60	No aplica	No aplica		4,740	6,354	6,321
Prot_SP1_296	QC-B1.1-1	ILUM-B1.1-1	Área de Rectificado y Acabados – Acero al Carbono	Iluminación-(Halogeno ó sodio)		1	220,00	1,19	2	0,91	60	No aplica	No aplica	No aplica	0,238	0,319	0,262
Prot_SP1_296	QC-B1.1-2	ILUM-B1.1-2	Área de Rectificado y Acabados – Acero al Carbono	Iluminación-(Led)		1	220,00	2,43	2	0,90	60	No aplica	No aplica		0,481	0,645	0,535
Prot_SP1_296	QC-B1.1-3	ILUM-B1.1-3	Área de Rectificado y Acabados – Acero al Carbono	Iluminación-(Halogeno ó sodio)		1	220,00	2,43	2	0,90	60	No aplica	No aplica		0,481	0,645	0,535
Prot_SP1_296	QC-B1.2-1	MT-VERTICAL-GRUA-1	Área de Rectificado y Acabados – Acero al Carbono	Motor de puente grua	Siemens	1	440,00	11,13	3	0,86	60	0,74	No aplica	3250	7,295	9,778	8,482
Prot_SP1_296	QC-B1.2-1	MT-AD-ATR-GRUA-1	Área de Rectificado y Acabados – Acero al Carbono	Motor de puente grua	Metalcorte	1	440,00	10,85	3	0,85	60	0,73	No aplica		7,028	9,422	8,269
Prot_SP1_296	QC-B1.2-1	MAQ-PUN-GR1	Área de Rectificado y Acabados – Acero al Carbono	Motor de puente grua	Transmisiones Ltda.	1	440,00	1,41	3	0,80	60	0,6	No aplica		0,860	1,152	1,075

Prot_SP1_296	QC-B1.2-1	MT-VERTICAL-GRUA-2	Área de Rectificado y Acabados – Acero al Carbono	Motor de puente grua	Siemens	1	440,00	12,89	3	0,86	60		0,74	No aplica	3250	8,448	11,325	9,823
Prot_SP1_296	QC-B1.2-1	MT-AD-ATR-GRUA-2	Área de Rectificado y Acabados – Acero al Carbono	Motor de puente grua	Metalcorte	1	440,00	5,79	3	0,83	60		0,7	No aplica		3,662	4,909	4,413
Prot_SP1_296	QC-B1.2-1	MAQ-PUN-GR2	Área de Rectificado y Acabados – Acero al Carbono	Motor de puente grua	Transmisiones Ltda.	1	440,00	1,41	3	0,80	60		0,6	No aplica		0,860	1,152	1,075
Prot_SP1_296	QC-B1.3-1	MAQ-TAL-FAR	Área de Mecanizado (Maquinas y herramientas)	Taladro Industrial	FORADIA	1	220,00	13,02	3	0,85	60		0,71	No aplica	3565	4,217	5,653	4,961
Prot_SP1_296	QC-B1.3-2	MAQ-TAL-HAR	Área de Mecanizado (Maquinas y herramientas)	Taladro Industrial	HARVEY	1	220,00	22,65	3	0,85	60		0,75	No aplica		7,336	9,834	8,631
Prot_SP1_296	QC-B1.3-3	MAQ-CIZ-FER	Área de Mecanizado (Maquinas y herramientas)	Cizalla	FERRY (b.b.b)	1	220,00	8,55	3	0,83	60		0,68	No aplica		2,704	3,625	3,258
Prot_SP1_296	QC-B1.3-4	MAQ-TORNO	Área de Mecanizado (Maquinas y herramientas)	Torno	LOGAN	1	220,00	7,12	3	0,82	60		0,66	No aplica	3564	2,225	2,982	2,713
Prot_SP1_296	QC-B1.3-5	MAQ-FREZA-BC100	Área de Mecanizado (Maquinas y herramientas)	Fresa	BC100	1	220,00	7,09	3	0,82	60		0,66	No aplica	1415	2,215	2,970	2,702
Prot_SP1_296	QC-B1.3-6	ILUM-B1.3-1	Área de Mecanizado (Maquinas y herramientas)	Iluminación- (Halogeno ó sodio)		1	220,00	8,00	2	0,90	60		No aplica	No aplica		1,584	2,123	1,760
Prot_SP1_296	QC-B1.3-7	MAQ-PLEGADORA-HACO1	Área de Mecanizado (Maquinas y herramientas)	Plegadora	HACO	1	220,00	41,22	3	0,87	60		0,76	No aplica		13,665	18,318	15,707
Prot_SP1_296	QC-B1.3-8	MAQ-PLEGADORA-HACO-2	Área de Mecanizado (Maquinas y herramientas)	Plegadora	HACO	1	440,00	38,45	3	0,88	60		0,78	No aplica	1470	25,786	34,566	29,303
Prot_SP1_296	QC-B1.3-9	MAQ-TAL-LOGAN	Área de Mecanizado (Maquinas y herramientas)	Torno	LOGAN	1	220,00	9,08	3	0,80	60		0,72	No aplica		2,768	3,710	3,460
Prot_SP1_296	QC-B1.3-10	TOM-B1.3-1	Área de Mecanizado (Maquinas y herramientas)	Amoladora	BOSCH	5	127,00	31,50	1	0,95	60		No aplica	No aplica		3,800	5,094	4,001
Prot_SP1_296	QC-B1.3-10	TOM-B1.3-1	Área de Mecanizado (Maquinas y herramientas)	Taladro de Mano	DEWALT	5	127,00	40,00	1	0,80	60		No aplica	No aplica	850	4,064	5,448	5,080

Prot_SP1_296	QC-B1.3-10	TOM-B1.3-1	Área de Mecanizado (Maquinas y herramientas)	Cierra	LOGAN	1	220,00	39,10	2	0,80	60	0,7	No aplica	6,882	9,225	8,602
Prot_SP1_296	QF-B1.4-1	MAQ-ROLAD-DAV1	Área de Rectificado y Acabados – Acero al Carbono	Rebordeadora	DAV1	1	440,00	35,55	3	0,71	60	0,96		19,236	25,785	27,093
Prot_SP1_296	QC-B1.5-1	ILUM-B1.5-1	Bodega de Mantenimiento	Iluminación-(Led)		1	127,00	0,95	1	0,90	60	0,7	No aplica	0,109	0,146	0,121
Prot_SP1_296	QC-B1.5-3	MAQ-HORN	Bodega de Mantenimiento	Horno		1	220,00	13,55	2	1,00	60	No aplica	No aplica	2,981	3,996	2,981
Prot_SP1_296	QC-B1.13-1	MAQ-REBO-B1.13-1	Área de Corte CNC y conformado de tapas	Rebordeadora		1	220,00	71,09	2	0,88	60	0,77	1770	13,763	18,449	15,640
TOTAL DE POTENCIA INSTALADA ESTIMADA														285,959	272,596	

ANEXO. G: Cálculo analítico del rediseño del sistema de puesta a tierra

1. Datos de entrada usados en el cálculo

Parámetros del suelo

- Resistividad del suelo natural:

$$\rho = 219.10 \, \Omega \cdot m$$

- Material superficial: **grava**
- Resistividad de la capa superficial:

$$\rho_s = 3000 \, \Omega \cdot m$$

- Espesor de la grava:

$$h_s = 0.5 \, \text{ft} = 0.1524 \, m$$

Como en ETAP el Top Layer y Lower Layer fueron configurados con el mismo valor de resistividad del suelo natural, para el cálculo de R_g el terreno se comporta como suelo uniforme con:

$$\rho = 219.10 \, \Omega \cdot m$$

2. Geometría de la malla

- Largo de la malla:

$$L_x = 33 \, \text{ft} = 10.0584 \, m$$

- Ancho de la malla:

$$L_y = 33 \, \text{ft} = 10.0584 \, m$$

- Profundidad de enterramiento del conductor horizontal:

$$h = 3.28 \, \text{ft} = 0.9997 \, m$$

- Número de conductores en dirección X :

$$N_x = 5$$

- Número de conductores en dirección Y :

$$N_y = 5$$

Como existen 5 conductores por dirección, entonces hay 4 espaciamentos por lado. Por tanto:

$$D = \frac{33}{5 - 1} = 8.25 \, \text{ft} = 2.5146 \, m$$

3. Conductores

- Calibre del conductor: 2/0 AWG

- Área aproximada del conductor:

$$A_c = 67.43 \text{ mm}^2$$

Para las ecuaciones geométricas de IEEE 80 se requiere el diámetro equivalente del conductor horizontal, que se obtiene de:

$$d_c = \sqrt{\frac{4A_c}{\pi}}$$

Convirtiendo A_c a m^2 :

$$A_c = 67.43 \times 10^{-6} \text{ m}^2$$

Entonces:

$$d_c = \sqrt{\frac{4(67.43 \times 10^{-6})}{\pi}} = 0.009266 \text{ m}$$

4. Varillas

- Número de varillas:

$$n_r = 25$$

- Longitud individual de cada varilla:

$$l_r = 8 \text{ ft} = 2.4384 \text{ m}$$

- Diámetro de la varilla:

$$d_r = \frac{5}{8}'' = 0.625'' = 0.015875 \text{ m}$$

- Distribución: una varilla en cada intersección de la malla.

5. Datos eléctricos de falla

- Corriente de falla aplicada en ETAP:

$$I_f = 2 \text{ kA} = 2000 \text{ A}$$

- Tiempo de despeje:

$$t = 0.25 \text{ s}$$

- Factor de división de corriente:

$$S_f = 10\% = 0.10$$

- Relación:

$$X/R = 5$$

- Frecuencia:

$$f = 60 \text{ Hz}$$

- Peso corporal:

$$70 \text{ kg}$$

6. Verificación del tamaño del conductor

Para verificar que el conductor seleccionado soporta térmicamente la falla, se utiliza el criterio adiabático:

$$S \geq \frac{I\sqrt{t}}{k}$$

Tomando conservadoramente para cobre:

$$k = 115$$

Entonces:

$$S_{min} \geq \frac{2000\sqrt{0.25}}{115}$$

$$S_{min} \geq \frac{2000(0.5)}{115}$$

$$S_{min} \geq 8.70 \text{ mm}^2$$

El conductor seleccionado es:

$$S_{sel} = 67.43 \text{ mm}^2$$

Como:

$$67.43 \text{ mm}^2 > 8.70 \text{ mm}^2$$

se concluye que el conductor 2/0 AWG cumple térmicamente con amplio margen.

7. Cálculo del factor de reducción de la capa superficial C_s

IEEE 80 defines:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09}$$

Sustituyendo:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{219.10}{3000}\right)}{2(0.1524) + 0.09}$$

$$\frac{219.10}{3000} = 0.07303$$

$$1 - \frac{219.10}{3000} = 0.92697$$

$$0.09(0.92697) = 0.08343$$

$$2(0.1524) + 0.09 = 0.3948$$

$$\frac{0.08343}{0.3948} = 0.21131$$

$$C_s = 1 - 0.21131 = 0.78869$$

Por tanto:

$$C_s = 0.7887$$

8. Tensiones tolerables de toque y paso para 70 kg

Para una persona de 70 kg, IEEE 80 utiliza la constante 0.157.

Voltaje tolerable de toque:

$$E_{touch70} = (1000 + 1.5C_s\rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t}}$$

Sustituyendo:

$$E_{touch70} = (1000 + 1.5(0.78869)(3000)) \frac{0.157}{\sqrt{0.25}}$$

$$1.5(0.78869)(3000) = 3549.08$$

$$1000 + 3549.08 = 4549.08$$

$$\sqrt{0.25} = 0.5$$

$$\frac{0.157}{0.5} = 0.314$$

$$E_{touch70} = 4549.08(0.314) = 1428.41 \text{ V}$$

Entonces:

$$E_{touch70} = 1428.4 \text{ V}$$

Voltaje tolerable de paso:

$$E_{step70} = (1000 + 6C_s\rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t}}$$

Sustituyendo:

$$E_{step70} = (1000 + 6(0.78869)(3000)) \frac{0.157}{0.5}$$

$$6(0.78869)(3000) = 14196.34$$

$$1000 + 14196.34 = 15196.34$$

$$E_{step70} = 15196.34(0.314) = 4771.65 \text{ V}$$

Entonces:

$$E_{step70} = 4771.6 \text{ V}$$

Estos valores coinciden con ETAP.

Parámetros geométricos de la malla:

Área de la malla

$$A = L_x L_y$$

$$A = 10.0584 \times 10.0584 = 101.1714 \text{ m}^2$$

Longitud total de conductores horizontales L_c

Para una malla rectangular:

$$L_c = N_y L_x + N_x L_y$$

$$L_c = 5(10.0584) + 5(10.0584)$$

$$L_c = 50.292 + 50.292$$

$$L_c = 100.584 \text{ m}$$

Longitud total de varillas L_R :

$$L_R = n_r \cdot l_r$$

$$L_R = 25(2.4384)$$

$$L_R = 60.96 \text{ m}$$

Longitud total enterrada:

$$L = L_c + L_R$$

$$L = 100.584 + 60.96$$

$$L = 161.544 \text{ m}$$

Perímetro de la malla:

$$L_p = 2L_x + 2L_y$$

$$L_p = 2(10.0584) + 2(10.0584)$$

$$L_p = 40.2336 \text{ m}$$

9. Resistencia global de la malla R_g

Se utiliza la formulación de Sverak:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Sustituyendo:

$$R_g = 219.10 \left[\frac{1}{161.544} + \frac{1}{\sqrt{20(101.1714)}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.9997 \sqrt{\frac{20}{101.1714}}} \right) \right]$$

Primer término

$$\frac{1}{161.544} = 0.006190$$

Segundo término

$$20A = 20(101.1714) = 2023.428$$

$$\sqrt{20A} = \sqrt{2023.428} = 44.9825$$

$$\frac{1}{\sqrt{20A}} = 0.022231$$

Término interno

$$\sqrt{\frac{20}{101.1714}} = 0.44462$$

$$1 + 0.9997(0.44462) = 1.44449$$

$$\frac{1}{1.44449} = 0.69229$$

$$1 + 0.69229 = 1.69229$$

$$0.022231(1.69229) = 0.037616$$

Sumando términos

$$0.006190 + 0.037616 = 0.043806$$

Resultado de R_g

$$R_g = 219.10(0.043806) = 9.599 \, \Omega$$

Por tanto:

$$R_g = 9.599 \, \Omega$$

Comparación con ETAP

$$R_{g, ETAP} = 9.595 \, \Omega$$

La diferencia es:

$$\% error = \frac{|9.599 - 9.595|}{9.595} \times 100 = 0.04\%$$

10. Factor de decremento D_f

En IEEE 80, el factor de decremento puede obtenerse a partir de X/R , tiempo de falla y frecuencia.

Primero se calcula la constante de tiempo:

$$T_a = \frac{X/R}{2\pi f}$$

$$T_a = \frac{5}{2\pi(60)}$$

$$T_a = \frac{5}{376.991}$$

$$T_a = 0.013263 \text{ s}$$

Luego:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t}(1 - e^{-2t/T_a})}$$

Sustituyendo:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0.013263}{0.25}(1 - e^{-2(0.25)/0.013263})}$$

Como el término exponencial es prácticamente nulo:

$$e^{-37.7} \approx 0$$

entonces:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0.013263}{0.25}}$$

$$D_f = \sqrt{1 + 0.05305}$$

$$D_f = \sqrt{1.05305} = 1.02618$$

Por tanto:

$$D_f = 1.026$$

11. Corriente máxima disipada en la malla I_G

$$I_G = D_f \cdot S_f \cdot I_f$$

$$I_G = 1.02618 \times 0.10 \times 2000$$

$$I_G = 205.24 \text{ A}$$

Por tanto:

$$I_G = 205.24 \text{ A}$$

12. Elevación del potencial de tierra (GPR)

$$GPR = I_G \cdot R_g$$

$$GPR = 205.24 \times 9.599$$

$$GPR = 1970.08 \text{ V}$$

Por tanto:

$$GPR = 1970.1 \text{ V}$$

Comparación con ETAP

$$GPR_{ETAP} = 1969.2 \text{ V}$$

$$\% \text{ error} = \frac{|1970.08 - 1969.2|}{1969.2} \times 100 = 0.04\%$$

13. Factores geométricos para el cálculo de tensiones reales

Parámetro n_a

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p}$$

$$n_a = \frac{2(100.584)}{40.2336}$$

$$n_a = 5.000$$

Parámetro n_b

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{40.2336}{4\sqrt{101.1714}}}$$

$$\sqrt{101.1714} = 10.0584$$

$$4\sqrt{A} = 40.2336$$

$$n_b = \sqrt{1} = 1.000$$

Parámetro total n

Tomando:

$$n_c = n_d = 1$$

entonces:

$$n = n_a n_b n_c n_d$$

$$n = 5.000(1.000)(1)(1) = 5.000$$

Factor de irregularidad K_i

$$K_i = 0.644 + 0.148n$$

$$K_i = 0.644 + 0.148(5)$$

$$K_i = 0.644 + 0.740$$

$$K_i = 1.384$$

Factor K_h

$$K_h = \sqrt{1 + h}$$

$$K_h = \sqrt{1 + 0.9997}$$

$$K_h = \sqrt{1.9997} = 1.4141$$

Factor de malla K_m

Se usa:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd_c} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd_c} - \frac{h}{4d_c} \right) + \frac{1}{K_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n - 1)} \right) \right]$$

Sustituyendo:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{2.5146^2}{16(0.9997)(0.009266)} + \frac{(2.5146 + 2(0.9997))^2}{8(2.5146)(0.009266)} - \frac{0.9997}{4(0.009266)} \right) + \frac{1}{1.4141} \ln \left(\frac{8}{\pi(2(5) - 1)} \right) \right]$$

Términos internos

$$\frac{2.5146^2}{16(0.9997)(0.009266)} = 42.6645$$

$$\frac{(2.5146 + 1.9994)^2}{8(2.5146)(0.009266)} = 109.3157$$

$$\frac{0.9997}{4(0.009266)} = 26.9729$$

Entonces:

$$42.6645 + 109.3157 - 26.9729 = 125.0073$$

$$\ln(125.0073) = 4.82837$$

Además:

$$\frac{8}{\pi(2(5) - 1)} = \frac{8}{9\pi} = 0.28294$$

$$\ln(0.28294) = -1.26242$$

$$\frac{1}{1.4141}(-1.26242) = -0.89280$$

Por tanto:

$$K_m = \frac{1}{2\pi}(4.82837 - 0.89280)$$

$$K_m = \frac{3.93557}{6.28318} = 0.62637$$

Entonces:

$$K_m = 0.6264$$

Factor de paso K_s

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

Sustituyendo:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2(0.9997)} + \frac{1}{2.5146 + 0.9997} + \frac{1}{2.5146} (1 - 0.5^{5-2}) \right]$$

Términos internos

$$\frac{1}{2(0.9997)} = 0.50015$$

$$\frac{1}{3.5143} = 0.28455$$

$$0.5^3 = 0.125$$

$$1 - 0.125 = 0.875$$

$$\frac{0.875}{2.5146} = 0.34797$$

$$0.50015 + 0.28455 + 0.34797 = 1.13267$$

$$K_s = \frac{1.13267}{\pi} = 0.36054$$

Entonces:

$$K_s = 0.3605$$

14. Voltaje real de malla E_m

Primero se calcula la longitud efectiva para malla:

$$L_M = L_c + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{l_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R$$

Calculando:

$$\sqrt{L_x^2 + L_y^2} = \sqrt{10.0584^2 + 10.0584^2} = 14.224 \text{ m}$$

$$\frac{l_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} = \frac{2.4384}{14.224} = 0.17142$$

$$1.22(0.17142) = 0.20913$$

$$1.55 + 0.20913 = 1.75913$$

$$L_M = 100.584 + (1.75913)(60.96)$$

$$L_M = 100.584 + 107.2367$$

$$L_M = 207.8207 \text{ m}$$

Ahora:

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_M}$$

$$E_m = \frac{(219.10)(205.24)(0.62637)(1.384)}{207.8207}$$

$$(219.10)(205.24) = 44961.34$$

$$44961.34(0.62637) = 28160.77$$

$$28160.77(1.384) = 38974.50$$

$$E_m = \frac{38974.50}{207.8207} = 187.57 \text{ V}$$

Por tanto:

$$E_m = 187.6 \text{ V}$$

Comparación con ETAP

$$E_{touch,ETAP} = 187.5 \text{ V}$$

$$\% \text{ error} = \frac{|187.57 - 187.5|}{187.5} \times 100 = 0.04\%$$

15. Voltaje real de paso E_s

Se calcula mediante:

$$E_s = \frac{\rho I_G K_s K_i}{0.75 L_c + 0.85 L_R}$$

Primero el denominador:

$$\begin{aligned}0.75L_c + 0.85L_R &= 0.75(100.584) + 0.85(60.96) \\&= 75.438 + 51.816 \\&= 127.254 \text{ m}\end{aligned}$$

Ahora:

$$\begin{aligned}E_s &= \frac{(219.10)(205.24)(0.36054)(1.384)}{127.254} \\(219.10)(205.24) &= 44961.34 \\44961.34(0.36054) &= 16209.78 \\16209.78(1.384) &= 22434.34 \\E_s &= \frac{22434.34}{127.254} = 176.33 \text{ V}\end{aligned}$$

Por tanto:

$$E_s = 176.3 \text{ V}$$

Comparación con ETAP

$$\begin{aligned}E_{step,ETAP} &= 176.2 \text{ V} \\\% error &= \frac{|176.33 - 176.2|}{176.2} \times 100 = 0.07\%\end{aligned}$$

16. Verificación final de seguridad

Toque

$$E_m = 187.6 \text{ V} < E_{touch70} = 1428.4 \text{ V}$$

Cumple.

Paso

$$E_s = 176.3 \text{ V} < E_{step70} = 4771.6 \text{ V}$$

Cumple.

17. Comparación final entre cálculo analítico y ETAP

Resistencia de malla

$$\begin{aligned}R_{g, analitico} &= 9.599 \Omega \\R_{g, ETAP} &= 9.595 \Omega \\\% error &= 0.04\%\end{aligned}$$

GPR

$$GPR_{analitico} = 1970.1 \text{ V}$$

$$GPR_{ETAP} = 1969.2 \text{ V}$$

$$\% \text{ error} = 0.04\%$$

Voltaje de toque

$$E_{m, analitico} = 187.6 \text{ V}$$

$$E_{touch, ETAP} = 187.5 \text{ V}$$

$$\% \text{ error} = 0.04\%$$

Voltaje de paso

$$E_{s, analitico} = 176.3 \text{ V}$$

$$E_{step, ETAP} = 176.2 \text{ V}$$

$$\% \text{ error} = 0.07\%$$



Av. Gil Ramírez Dávalos 4-14 y Alcabalas

e-mail: info@metro-in.com Telf.: 0992698615 0992661763 www.metro-in.com

Hoja 1 de 4

INFORME DE CALIBRACIÓN N° NLC24.1-01

Fecha de Calibración: 2024-08-20

IDENTIFICACIÓN DEL CLIENTE

Empresa: Salazar Defaz Michael Paulina (INELEC)
 RUC: 0503648701001
 Dirección: García Moreno y González Suarez
 Ciudad: Latacunga
 Teléfono: 0992546829
 Contacto: Ing. Paula Salazar michu-500@hotmail.com

IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO

Equipo:	Analizado de Calidad de Energía	Modelo:	435 Series II
Marca:	FLUKE	Serie:	SS
Ubicación:	Instalaciones del cliente	División de escala:	0,01 V, 0,1 A
Alcance de medida:	1000 V, 6000 A (sonda), 51-69 Hz		0,001 Hz

EQUIPAMIENTO UTILIZADOS

Equipo1:	Multímetro 6 1/2 dígitos	Serie:	4432072
Marca:	KEITHLEY		
Modelo:	DMM6500		
Equipo2:	Calibrador multifunción	Serie:	SS
Marca:	FLUKE	Intervalos de medida:	1000 V, 500 A, 10 kHz
Modelo:	5101B		

TRAZABILIDAD

El multímetro patrón utilizado fue calibrado por laboratorio de Tektronix mediante certificado N° PC7K11GHBQ3, y es trazable al Sistema Internacional de Unidades, a través de PRC National Institute of Metrology y NIST (National Institute Standards and Technology) de USA

METODOLOGÍA UTILIZADA

La metodología utilizada para la calibración y para la estimación de la incertidumbre está basada en el procedimiento EL-005 para la calibración de Medidores de energía eléctrica del CEM (Centro Español de Metrología).

La Incertidumbre expandida reportada, se establece como la incertidumbre estandar multiplicada por el factor de cobertura K=2 con una probabilidad de cobertura del 95%

CONDICIONES AMBIENTALES

Temperatura inicial:	19,2	Temperatura final:	19,2
Humedad Relativa inicial:	57.5 %	Humedad Relativa final:	57.5 %

RESULTADOS DE LA CALIBRACIÓN:

RESULTADOS VOLTAJE RMS FASE A			
Valor de Referencia (V rms)	Valor Indicado (V rms)	Error de medición (V rms)	Incertidumbre (V rms)
110	98,92	-11,083	0,15
220	197,83	-22,17	0,19
440	395,85	-44,15	0,27

RESULTADOS VOLTAJE RMS FASE B			
Valor de Referencia (V rms)	Valor Indicado (V rms)	Error de medición (V rms)	Incertidumbre (V rms)
110	98,63	-11,367	0,15
220	197,08	-22,92	0,19
440	395,85	-44,15	0,27

RESULTADOS VOLTAJE RMS FASE C			
Valor de Referencia (V rms)	Valor Indicado (V rms)	Error de medición (V rms)	Incertidumbre (V rms)
110	98,96	-11,040	0,15
220	197,86	-22,14	0,19
440	395,82	-44,18	0,27

RESULTADOS CORRIENTE RMS FASE A Sonda Negra			
Valor de Referencia (A rms)	Valor Indicado (A rms)	Error de medición (A rms)	Incertidumbre (A rms)
1	1,1	0,1	0,029
100	100,2	0,2	0,087
200	200,3	0,3	0,163

RESULTADOS CORRIENTE RMS FASE B Sonda Roja

Valor de Referencia (A rms)	Valor Indicado (A rms)	Error de medición (A rms)	Incertidumbre (A rms)
1	1,1	0,1	0,04
100	100,3	0,3	0,10
200	200,4	0,4	0,16

RESULTADOS CORRIENTE RMS FASE C Sonda Azul

Valor de Referencia (A rms)	Valor Indicado (A rms)	Error de medición (A rms)	Incertidumbre (A rms)
1	1,1	0,1	0,029
100	100,3	0,3	0,087
200	200,3	0,3	0,163

RESULTADOS FRECUENCIA FASE A

Valor de Referencia (Hz)	Valor Indicado (Hz)	Error de medición (Hz)	Incertidumbre (Hz)
59	59,002	0,002	0,03
60	60,002	0,002	0,03
61	61,002	0,002	0,03

RESULTADOS FRECUENCIA FASE B

Valor de Referencia (Hz)	Valor Indicado (Hz)	Error de medición (Hz)	Incertidumbre (Hz)
59	59,002	0,002	0,03
60	60,002	0,002	0,03
61	61,002	0,002	0,03

RESULTADOS FRECUENCIA FASE C			
Valor de Referencia (Hz)	Valor Indicado (Hz)	Error de medición (Hz)	Incertidumbre (Hz)
59	59,002	0,002	0,03
60	60,003	0,003	0,03
61	61,002	0,002	0,03

OBSERVACIONES:

Los resultados contenidos en el presente informe, se refieren al momento y condiciones en que se realizaron las calibraciones. Metroin no se responsabiliza de los perjuicios que puedan derivarse del uso inadecuado de los equipos calibrados ni de la incorrecta interpretación del presente documento.

Este documento no podrá ser reproducido parcialmente sin la autorización de METROIN Metrología Integral

Fecha: 2024-08-20

Elaboró: 
Pablo Avilés



Aprobó: 
Carlos Terán

ANEXO. I: Determinación de relación I_{sc}/I_L para la selección de límites de distorsión armónica de corriente según IEEE 519

Determinación de relación I_{sc}/I_L del PAC-A del transformador 75 kVA

Para aplicar correctamente los límites de distorsión de corriente establecidos en la IEEE 519 en el punto de acoplamiento común (PAC), el parámetro de evaluación no es el THD de corriente (THDi), sino la Distorsión Total de Demanda (TDD). La norma define el TDD en función de la corriente de demanda máxima del sistema, denominada I_L , y establece que los límites admisibles dependen de la relación entre la corriente de cortocircuito disponible en el PAC (I_{sc}) y dicha corriente de demanda máxima.

En consecuencia, el procedimiento metodológico consiste en:

a) Corriente nominal del transformador (corriente base)

Para el transformador de 75 kVA, 220 V (fase-fase), la corriente nominal trifásica en el secundario se determina mediante:

$$I_{base} = \frac{S}{V_{LL} \cdot \sqrt{3}} = \frac{75000VA}{220 \cdot \sqrt{3}} = 196,82 \text{ A} \quad (8.1)$$

b) Corriente de cortocircuito disponible I_{sc}

Considerando la impedancia porcentual de placa del transformador:

$$Z_{pu} \approx X_{pu} = 3\% = 0,03 \quad (8.2)$$

Y la corriente de cortocircuito en por unidad es:

$$I_{sc,pu} = \frac{1}{Z_{pu}} = \frac{1}{0,03} = 33,33 \text{ pu} \quad (8.3)$$

Ese valor no está en amperios para pasarlo a amperios se aplica las siguientes ecuaciones:

$$I_{sc} = I_{sc,pu} \cdot I_{base} = 33,33 \cdot 196,82 = 6560,14 \text{ A} \quad (8.4)$$

Este valor corresponde a la aproximación de la corriente de cortocircuito en bornes del secundario del transformador ya que no se obtuvo este valor de la empresa ELEPCO S.A. Dado que el PAC se encuentra inmediatamente aguas abajo del secundario, la diferencia por impedancia de conductores es despreciable para esta estimación preliminar.

c) Corriente de demanda máxima I_L (medida, componente fundamental).

De acuerdo con IEEE 519, I_L debe corresponder a la corriente máxima de operación en condiciones normales, considerando únicamente la componente fundamental. En este sentido, los valores máximos medidos fueron:

- $I_{L,max}$ fase L1: 48,60 A
- $I_{L,max}$ fase L2: 40,2 A
- $I_{L,max}$ fase L3: 40,2 A

d) Cálculo de la relación I_{sc}/I_L y selección de la fila de límites.

La razón se calcula por cada fase del sistema eléctrico:

$$\left(\frac{I_{sc}}{I_{max}}\right)_{L1} = \frac{6560,14 \text{ A}}{48,60} = 134,98 \quad (8.5)$$

$$\left(\frac{I_{sc}}{I_{max}}\right)_{L2} = \frac{6560,14 \text{ A}}{40,2} = 163,18 \quad (8.6)$$

$$\left(\frac{I_{sc}}{I_{max}}\right)_{L3} = \frac{6560,14 \text{ A}}{40,2} = 163,18 \quad (8.7)$$

Para evitar subestimar la severidad de los límites, se adopta el caso más exigente, es decir, el menor valor de la relación (134,98), aunque todos los valores se encuentran dentro del mismo rango normativo. Con valores comprendidos entre 134 y 163, la relación I_{sc}/I_L se ubica dentro del rango:

$$100 < \frac{I_{sc}}{I_L} < 1000$$

Determinación de I_L e I_{sc}/I_L del PAC-B del transformador 45 kVA

Para aplicar correctamente los límites de distorsión de corriente establecidos en la IEEE 519 en el punto de acoplamiento común (PAC), se sigue el siguiente procedimiento metodológico consiste en:

a) Corriente nominal del transformador (corriente base)

Para el transformador de 45 kVA, 220 V (fase–fase), la corriente nominal trifásica en el secundario se determina mediante:

$$I_{base} = \frac{S}{V_{LL} * \sqrt{3}} = \frac{45000VA}{220 * \sqrt{3}} = 118,1 A \quad (8.8)$$

b) Corriente de cortocircuito disponible I_{sc}

Considerando la impedancia porcentual de placa del transformador

$$Z_{pu} \approx X_{pu} = 3\% = 0,03 \quad (8.9)$$

Y la corriente de cortocircuito en por unidad es:

$$I_{sc,pu} = \frac{1}{Z_{pu}} = \frac{1}{0,03} = 33,33 \text{ pu} \quad (8.10)$$

Ese valor no está en amperios para pasarlo a amperios se aplica las siguientes ecuaciones:

$$I_{sc} = I_{sc,pu} \cdot I_{base} = 33,33 \cdot 118,1 = 3\,936,47 A \quad (8.11)$$

Este valor corresponde a la aproximación de la corriente de cortocircuito en bornes del secundario del transformador ya que no se obtuvo este valor de la empresa ELEPCO S.A. Dado que el PAC se encuentra inmediatamente aguas abajo del secundario, la diferencia por impedancia de conductores es despreciable para esta estimación preliminar.

c) Corriente de demanda máxima I_L (medida, componente fundamental).

De acuerdo con IEEE 519, I_L debe corresponder a la corriente máxima de operación en condiciones normales, considerando únicamente la componente fundamental. Según la Tabla 5.14, los valores máximos medidos fueron:

- $I_{L,max}$ fase L1: 128,8A
- $I_{L,max}$ fase L2: 129,2A
- $I_{L,max}$ fase L3: 140,2 A

d) Cálculo de la relación I_{sc}/I_L y selección de la fila de límites.

La razón se calcula por cada fase del sistema eléctrico:

$$\left(\frac{I_{sc}}{I_L}\right)_{L1} = \frac{3\,936,7}{128,8} = 30,56 \quad (8.12)$$

$$\left(\frac{I_{sc}}{I_L}\right)_{L2} = \frac{3\,936,7}{129,2} = 30,46 \quad (8.13)$$

$$\left(\frac{I_{sc}}{I_L}\right)_{L3} = \frac{3\,936,7}{140,2} = 28,07 \quad (8.14)$$

Para evitar subestimar la severidad de los límites, se adopta el caso más exigente, es decir, el menor valor de la relación (28,07), aunque todos los valores se encuentran dentro del mismo rango normativo. Con valores comprendidos entre 28 y 31, la relación I_{sc}/I_L se ubica dentro del rango:

$$20 < \frac{I_{sc}}{I_L} < 50$$

ANEXO. J Parametrización y construcción de los modelos eléctricos en etap 20.0.0

El presente anexo complementa la modelación desarrollada en el apartado 5.4 y presenta los principales criterios empleados para la construcción y parametrización de los sistemas eléctricos asociados al PAC-A y PAC-B en el software ETAP 20.0.0. Se incluyen los procedimientos relacionados con la elaboración de los modelos unifilares, la configuración de los transformadores, la selección de conductores y la representación de las cargas eléctricas.

Los resultados obtenidos mediante los modelos, así como la comparación entre las variables medidas con el analizador Fluke 435-II y las obtenidas mediante simulación, se presentan en el Capítulo 5. En consecuencia, este anexo se limita a documentar el procedimiento de implementación de los modelos y los parámetros considerados para su construcción.

J.1. Construcción de los modelos unifilares

La construcción de los modelos eléctricos se fundamentó en la información recopilada durante el levantamiento técnico realizado en la planta matriz de INDUACERO Cía. Ltda. Para ello se consideraron la configuración de los transformadores, conductores, barras de distribución, elementos de protección y principales cargas conectadas a cada sistema.

Como base para la representación topológica se utilizaron los diagramas unifilares actualizados correspondientes al PAC-A y PAC-B, presentados en los Anexos B y C. A partir de estos planos se reprodujeron de manera independiente en ETAP 20.0.0 las instalaciones asociadas a cada transformador, manteniendo la correspondencia entre la estructura física identificada en campo y su representación computacional.

La parametrización de los componentes se realizó utilizando los datos disponibles en placas de características, información técnica recopilada durante el levantamiento, características de los conductores e inventario de cargas. De esta manera, los modelos incorporaron los principales

elementos eléctricos necesarios para posteriormente ejecutar los estudios de flujo de potencia y construir los casos operativos utilizados para la verificación de consistencia.

Los parámetros nominales de los componentes permanecieron constantes durante el análisis. Para representar las diferentes condiciones de operación se modificaron únicamente los estados de funcionamiento y factores de utilización de las cargas variables e intermitentes, sin alterar las características constructivas de transformadores, conductores y demás elementos de la instalación.

J.2. Parametrización de transformadores y condiciones de alimentación

Los transformadores asociados al PAC-A y PAC-B fueron configurados mediante la interfaz de edición de ETAP 20.0.0, utilizando la información nominal obtenida durante el levantamiento de campo. Entre los principales parámetros considerados se incluyeron la potencia nominal, tensiones primaria y secundaria, frecuencia, tipo de conexión e impedancia porcentual.

La incorporación de estos datos permitió representar las condiciones de transformación de cada instalación y establecer los parámetros eléctricos requeridos para los estudios de flujo de potencia. La Figura 8.1 muestra la interfaz utilizada para la parametrización de los transformadores.

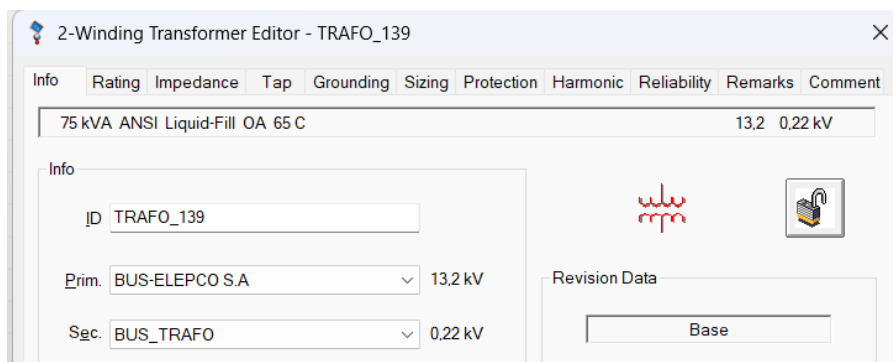


Figura 8.1 Pestaña de edición del transformador.

En el modelo correspondiente al PAC-A se representó el transformador de 75 kVA, mientras que para el PAC-B se configuró el transformador de 45 kVA, conservando en ambos casos las características nominales identificadas durante el levantamiento técnico de la instalación.

La información ingresada permitió definir las condiciones eléctricas de alimentación necesarias para calcular las magnitudes de tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente y factor de potencia correspondientes a los escenarios analizados.

J.3. Parametrización de conductores

Los conductores de las instalaciones fueron representados utilizando la base de datos Quick Pick Cable Library disponible en ETAP 20.0.0. Para cada tramo se consideraron las características identificadas durante el levantamiento del sistema eléctrico, principalmente material conductor, calibre, tipo de aislamiento, longitud y cantidad de conductores por fase.

La correcta incorporación de estos parámetros permite considerar la impedancia propia de los alimentadores dentro del flujo de potencia y, por tanto, su influencia sobre las corrientes y caídas de tensión obtenidas mediante la simulación.

La Figura 8.2 presenta la interfaz de la librería de conductores utilizada durante la construcción de los modelos.

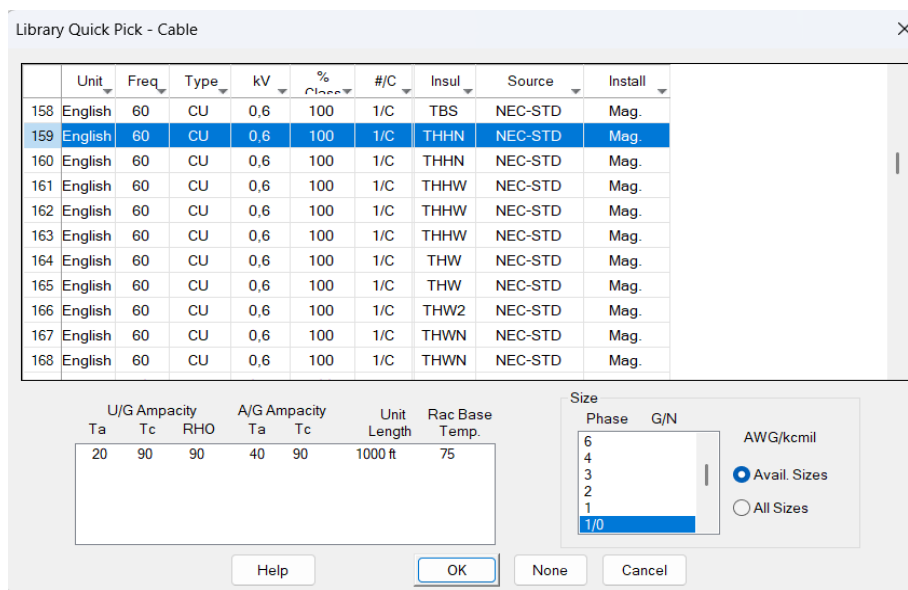


Figura 8.2 Pestaña de la librería de conductores eléctricos.

Los calibres y configuraciones utilizados para cada alimentador se establecieron a partir de la información recopilada en campo y de los diagramas unifilares actualizados, evitando modificar las características físicas de los conductores con el propósito de ajustar artificialmente los resultados de simulación.

J.4. Representación de las cargas eléctricas

Las cargas identificadas durante el levantamiento fueron representadas en ETAP de acuerdo con su naturaleza eléctrica y principio de funcionamiento. Para ello se utilizaron los elementos equivalentes disponibles en el software, manteniendo como referencia la información del inventario de cargas presentado en los ANEXO. E y ANEXO. F.

Las cargas generales correspondientes a iluminación, tomacorrientes y equipos de menor potencia fueron representadas mediante elementos de carga estática (Static Load). La maquinaria rotativa fue modelada mediante elementos de máquina de inducción (Induction Machine) cuando su configuración lo requería, mientras que los sistemas accionados mediante variadores de frecuencia fueron representados considerando el conjunto variador–motor.

Para los equipos que operan a niveles de tensión diferentes a los 220/127 V del sistema principal se incorporaron los elementos de transformación necesarios para representar su condición de alimentación. De igual manera, las cargas asociadas a soldadura y otros equipos con electrónica de potencia fueron consideradas de acuerdo con sus características nominales y su comportamiento eléctrico identificado durante el estudio.

Los criterios generales utilizados para la representación de las diferentes categorías de carga se encuentran resumidos en la Tabla 8.1 del apartado 5.4.1, por lo que no se reproducen nuevamente en este anexo.

Debido al carácter variable e intermitente de determinados procesos productivos, no se asumió la operación simultánea de la totalidad de las cargas inventariadas. Los valores nominales de los equipos se conservaron como parámetros propios del modelo y las condiciones de funcionamiento fueron representadas mediante los correspondientes estados operativos y factores de utilización definidos para cada caso de estudio.

Este procedimiento permitió construir escenarios equivalentes compatibles con las condiciones globales observadas durante la campaña de monitoreo, sin modificar los parámetros físicos nominales de los componentes de la instalación.

Tabla 8.1 Criterios de modelado de cargas y armónicos en ETAP

Tipo de carga	Elemento asignado en ETAP	Fuente de datos / criterio
Iluminación, tomas, cargas menores	Static Load	Potencia nominal equivalente (kW/kVAr)

Soldadoras inverter / electrónica	Static Load + espectro / Harmonic Source	Espectro armónico medido por Fluke 435-II
Motores pequeños	Induction Machine	Régimen estacionario (sin aporte armónico)
Motores con variador de frecuencia	VFD + Motor	Asignación de espectro armónico (Ih)
Equipos a 380/440 V	Autotransformador + carga	Relación de transformación verificada en campo

J.5. Alcance de los modelos desarrollados

Los modelos construidos mediante el procedimiento descrito constituyeron la base para la ejecución de los estudios de flujo de potencia correspondientes al PAC-A y PAC-B. Su finalidad fue representar las principales variables operativas de los sistemas y disponer de una herramienta computacional para evaluar posteriormente los escenarios de mitigación planteados en la investigación.

La verificación de consistencia no se realizó a partir de la coincidencia individual de cada carga del inventario, debido a que durante la campaña de monitoreo no se dispuso del estado simultáneo de funcionamiento de todos los equipos. En consecuencia, se utilizaron casos operativos equivalentes construidos a partir de las magnitudes globales registradas en los PAC.

La comparación entre los resultados obtenidos mediante ETAP y las mediciones efectuadas con el analizador Fluke 435-II, así como los errores relativos correspondientes, se presenta en el apartado 5.4.2, donde se establece la consistencia de los casos operativos utilizados posteriormente para la evaluación de las medidas de mitigación.