

**LEVANTAMIENTO DE LAS REDES ELÉCTRICAS EXTERNAS DE MEDIA
TENSIÓN DEL CAMPUS CENTRAL DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE
SANTANDER**

SERGIO ANDREI RAMÍREZ APONTE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2007**

**LEVANTAMIENTO DE LAS REDES ELÉCTRICAS EXTERNAS DE MEDIA
TENSIÓN DEL CAMPUS CENTRAL DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE
SANTANDER**

SERGIO ANDREI RAMÍREZ APONTE

Proyecto de grado presentado como requisito para optar
al título de Ingeniero Electricista

Director

Ing. CIRO JURADO JEREZ

Codirector

Ing. EUCLIDES ALFONSO RUEDA DÍAZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2007**

*A Dios
A mis padres y hermanas*

El autor expresa sus más sinceros agradecimientos a:

A Dios, por todo lo que me ha dado en la vida

A mis padres, por todo su amor, apoyo y comprensión durante todos estos años

A mis hermanas, por su compañía e invaluable amistad

A mi familia, en especial a mi primo Oscar por ser el hermano que no tengo

A los Ingenieros Ciro Jurado y Alfonso Rueda, por la gran colaboración y orientación en este proyecto, y demás

A mis profesores, por sus valiosos aportes y enseñanzas para mi vida profesional

A mis amigos (Beerpool), por los cuales la UIS más que la Universidad fue el lugar de los mejores momentos. En especial a Jorge, Lennís y Andrés (boyaco), por su desinteresada colaboración en la realización de este proyecto.

Al Departamento de Planta Física, por su colaboración para la realización del levantamiento y luego hacer realidad la gran mayoría de las recomendaciones hechas

TÍTULO: LEVANTAMIENTO DE LAS REDES ELÉCTRICAS EXTERNAS DE MEDIA TENSIÓN DEL CAMPUS CENTRAL DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER*

AUTOR: Sergio Andrei Ramírez Aponte**

PALABRAS CLAVES: Levantamiento, diagnóstico, recomendaciones, subestaciones, redes eléctricas, media tensión.

DESCRIPCIÓN

Con la realización de este proyecto se busca antes que nada garantizar la seguridad humana, una alta eficiencia y confiabilidad de las subestaciones y redes eléctricas externas de media tensión del campus central de la Universidad Industrial de Santander, para cumplir con este propósito fue necesario realizar un levantamiento o recopilación técnica de información, la ejecución de un diagnóstico, el planteamiento de recomendaciones, rediseños y la posterior elaboración de las cantidades de obra y presupuesto de las mismas. El proyecto se concibe debido a la falta de conocimiento sobre el estado actual de las subestaciones, redes eléctricas y a la falta de información técnica de las mismas (planos eléctricos).

La Universidad en su campus central cuenta con un total de 20 subestaciones las cuales dan una capacidad instalada de 5155 kVA, la demanda máxima actual es de 2000 kVA aproximadamente; mediante el diagnóstico se detectaron varias falencias en cuanto a mantenimiento y diseño; en el desarrollo del proyecto se realizó un mantenimiento correctivo a los transformadores que lo requerían, así como la corrección de algunas fallas de diseño. Además, se recomienda el diseño y montaje de una subestación de 2,5 MVA a 34500/(13800/7967) V, con la cual la Universidad ahorraría 27 millones de pesos mensuales, este proyecto tendría un retorno de inversión en doce meses.

La Universidad cuenta en su campus central con una red subterránea de media tensión a 13200 V la cual es muy variada en sus características en los diferentes tramos que la componen, encontrándose cables monopolares y tripolares, tuberías de PVC y eternit, cárcamos y cajas de inspección muy variadas en sus dimensiones y tipos. Durante el diagnóstico se detectó que todos

los cables tripolares y algunos monopolares se encuentran en grave estado de aislamiento los cuales requieren un cambio urgente.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Fisicomecánicas. Ingeniería Eléctrica. Ciro Jurado Jerez

TITLE: MEDIUM VOLTAGE ELECTRICAL NETS DATA GATHERING OF THE CENTRAL CAMPUS UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER*

AUTHOR: Sergio Andrei Ramírez Aponte**

KEY WORDS: recompilation, diagnostic, recommendations, substations, electrical nets, medium voltage.

ABSTRACT

This project was principally created to look for human beings security, a high quality and reliability of the substations and the external medium voltage nets of the central campus in the Universidad Industrial de Santander. For achieving the purpose, it was necessary to search for technical information, to carry out a diagnostic, to set recommendations, redesign and the post creation of hand-working amounts and their budget. The project was born due to the lack of knowledge about the current state of the substations, electrical nets and the lack of technical information about them. (Electrical plans).

The university central campus has 20 substations which have a capacity of 5155 kVA, the current maximum demand is 2000 kVA approximately: through the diagnostic it is possible to detect several fails related to maintenance and design. In this project a corrective maintenance to the transformers was done as well as design fails corrections. Besides it is recommended the design and installation of a new 2.5 MVA to 34500/(13800/7967) V substation, in which the university would save 27 million pesos a month. This project would have an investment earning in twelve months.

The university has an underground medium electrical net of 13200 V which has a lot of variabilities in each of its characteristics in the different parts that compound the net, finding monopolar and tripolar cables, PVC and eternit tubes, different dimensions and types of the checking boxes. During the diagnostic was detected that all the tripolar and some monopolar cables are in a critical state of insulation, which need an urgent change.

*Graduation Project

** Physicomechanical Faculty. Electrical Engineering. Ciro Jurado Jerez

ABREVIATURAS

ACIEM:	Asociación Colombiana de Ingenieros Electricistas, Mecánicos y Afines
ANSI:	Instituto Nacional Americano de Estandarización (<i>American National Standards Institute</i>)
ASTM:	Sociedad Americana de Pruebas y Normas de Materiales (<i>American Society for Testing and Materials Standards</i>)
AT:	Alta Tensión
AWG:	<i>American Wire Gage</i> (Galga Americana)
BT:	Baja Tensión
c.a:	Corriente alterna
c.c:	Corriente continua
CEI:	Comisión Electrotécnica Internacional (<i>International Electrotechnical Comision</i>)
ESSA:	Electrificadora de Santander S.A.
f.p:	Factor de Potencia
Hz:	<i>Hertz</i> (Unidad de medida de frecuencia)
I:	Intensidad de la corriente eléctrica
ICONTEC:	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación

IEEE:	Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (<i>Institute Engineer Electrical Electronic</i>)
MT:	Media Tensión
NETA:	Asociación internacional de pruebas eléctricas (<i>InterNational Electrical Testing Association</i>)
NTC 2050:	Norma Técnica Colombiana 2050
Ohm:	Ohmios
R:	Resistencia en Ohmios
ρ :	Resistividad
RETIE:	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
SI:	Sistema Internacional de Unidades
SIG:	Sistema de Información Geográfica
SPT:	Sistema de Puesta a Tierra
TGBT:	Tablero General de Baja Tensión
V:	Tensión
VA:	Voltios-Amperios (Unidad de medida de potencia aparente)
°C:	Grados <i>Celsius</i>

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	29
1. GENERALIDADES	1
1.1. OBJETIVOS	1
1.1.1. Objetivo general	1
1.1.2. Objetivos específicos	1
1.2. IMPACTO ESPERADO	2
1.3. USUARIOS DIRECTOS E INDIRECTOS POTENCIALES	3
2. MARCO TEÓRICO	3
2.1. DEFINICIONES	3
2.2. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	7
2.2.1. Medición de la resistencia de aislamiento	8
2.2.2. Valores mínimos de resistencia de aislamiento	12
2.3. PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE	15
2.4. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA	16
2.4.1. Medición de la resistividad del terreno	16
2.4.2. Medición de la resistencia de tierra por el método de la caída de potencial	18
2.4.3. Cálculo de la resistencia de una malla a tierra con jabalinas	19

2.5. ABSORCIÓN DE ENERGÍA REACTIVA EN TRANSFORMADORES	21
2.6. SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA	23
2.6.1. Funciones de un SIG	24
2.7. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO	24
2.7.1. Analizador de redes eléctricas	24
2.7.2. Medidor de aislamiento	25
2.7.3. Telurómetro	26
3. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	27
3.1. ELÉCTRICA ANTIGUA	29
3.1.1. Atributos	30
3.1.2. Diagnóstico	31
3.1.3. Recomendaciones	38
3.1.4. Cantidades de obra y presupuesto	41
3.2. INGENIERÍA CIVIL	42
3.2.1. Atributos	42
3.2.2. Diagnóstico	43
3.2.3. Recomendaciones	49
3.2.4. Cantidades de obra y presupuesto	50
3.3. INGENIERÍA QUÍMICA	51
3.3.1. Atributos	51
3.3.2. Diagnóstico	52
3.3.3. Recomendaciones	57
3.3.4. Cantidades de obra y presupuesto	57
3.4. JORGE BAUTISTA VESGA	58
3.4.1. Atributos	58
3.4.2. Diagnóstico	59
3.5. PLANTA DE ACEROS	64
3.5.1. Atributos	64
3.5.2. Diagnóstico	65
3.5.3. Recomendaciones	71
3.6. LABORATORIOS LIVIANOS	72
3.6.1. Atributos	73
3.6.2. Diagnóstico	74

3.6.3. Recomendaciones	80
3.6.4. Cantidades de obra y presupuesto	81
3.7. INGENIERÍA MECÁNICA	82
3.7.1. Atributos	82
3.7.2. Diagnóstico	83
3.7.3. Recomendaciones	88
3.8. LUÍS A. CALVO	88
3.8.1. Atributos	89
3.8.2. Diagnóstico	90
3.8.3. Recomendaciones	100
3.8.4. Cantidades de obra y presupuesto	101
3.9. BIBLIOTECA	103
3.9.1. Atributos	103
3.9.2. Diagnóstico	104
3.9.3. Recomendaciones	114
3.9.4. Cantidades de obra y presupuesto	116
3.10. CENTIC	118
3.10.1. Atributos	118
3.10.2. Diagnóstico	119
3.10.3. Recomendaciones	129
3.10.4. Cantidades de obra y presupuesto	130
3.11. ADMINISTRACIÓN	131
3.11.1. Atributos	132
3.11.2. Diagnóstico	133
3.11.3. Recomendaciones	143
3.11.4. Cantidades de obra y presupuesto	146
3.12. INSED	147
3.12.1. Atributos	147
3.12.2. Diagnóstico	148
3.12.3. Recomendaciones	153
3.13. LABORATORIOS DE CARACTERIZACIÓN	153
3.13.1. Atributos	154
3.13.2. Diagnóstico	154

3.13.3. Recomendaciones	156
3.14. CIENCIAS HUMANAS	156
3.14.1. Atributos	157
3.14.2. Diagnóstico	157
3.14.3. Recomendaciones	162
3.14.4. Cantidades de obra y presupuesto	163
3.15. COLISEO	163
3.15.1. Atributos	164
3.15.2. Diagnóstico	164
3.15.3. Recomendaciones	169
3.16. SECCIONADOR PRINCIPAL DE MT	170
3.16.1. Recomendaciones	173
4. RED DE MEDIA TENSIÓN	178
4.1. ELÉCTRICA ANTIGUA – LABORATORIOS DE CARACTERIZACIÓN	179
4.1.1. Diagnóstico	179
4.1.2. Recomendaciones	181
4.2. ELÉCTRICA ANTIGUA – JORGE BAUTISTA VESGA	182
4.2.1. Diagnóstico	182
4.3. ELÉCTRICA ANTIGUA – INGENIERÍA CIVIL	183
4.3.1. Diagnóstico	184
4.3.2. Recomendaciones	186
4.3.3. Cantidades de obra y presupuesto	186
4.4. INGENIERÍA CIVIL – INGENIERÍA QUÍMICA	187
4.4.1. Diagnóstico	187
4.4.2. Recomendaciones	188
4.5. INGENIERÍA CIVIL – PLANTA DE ACEROS	189
4.5.1. Diagnóstico	189
4.5.2. Recomendaciones	190
4.5.3. Cantidades de obra y presupuesto	191
4.6. PLANTA DE ACEROS – LABORATORIOS LIVIANOS	191
4.6.1. Diagnóstico	191
4.6.2. Recomendaciones	193
4.6.3. Cantidades de obra y presupuesto	193

4.7. LABORATORIOS LIVIANOS – INGENIERÍA MECÁNICA	194
4.7.1. Diagnóstico	194
4.7.2. Recomendaciones	196
4.7.3. Cantidades de obra y presupuesto	196
4.8. INGENIERÍA MECÁNICA – LUÍS A. CALVO	197
4.8.1. Diagnóstico	197
4.8.2. Recomendaciones	199
4.8.3. Cantidades de obra y presupuesto	199
4.9. ELÉCTRICA ANTIGUA – BIBLIOTECA	200
4.9.1. Diagnóstico	200
4.9.2. Recomendaciones	202
4.10. BIBLIOTECA - CENTIC	202
4.10.1. Diagnóstico	202
4.11. BIBLIOTECA – SÓTANO ADMINISTRACIÓN	203
4.11.1. Diagnóstico	204
4.11.2. Recomendaciones	205
4.11.3. Cantidades de obra y presupuesto	206
4.12. SÓTANO ADMINISTRACIÓN – SUBESTACIÓN ADMINISTRACIÓN	206
4.12.1. Diagnóstico	206
4.12.2. Recomendaciones	208
4.12.3. Cantidades de obra y presupuesto	208
4.13. SÓTANO ADMINISTRACIÓN – INSED	209
4.13.1. Diagnóstico	209
4.13.2. Recomendaciones	211
4.13.3. Cantidades de obra y presupuesto	211
4.14. POSTE CALLE NOVENA – CIENCIAS HUMANAS	211
4.14.1. Diagnóstico	211
4.15. POSTE CARRERA 30 – COLISEO	213
4.15.1. Diagnóstico	213
4.15.2. Recomendaciones	215
5. CONCLUSIONES	216
BIBLIOGRAFÍA	219

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1. Conexión del probador de aislamiento a un cable de potencia blindado	10
Figura 2.2. Conexión del probador de aislamiento a un transformador de potencia	10
Figura 2.3. Gráfica de prueba tiempo – resistencia	12
Figura 2.4. Esquema para la medición de resistividad del terreno por el método de Wenner, con un telurómetro clásico de cuatro terminales	18
Figura 2.5. Método de caída de potencial	18
Figura 2.6. Curva de resistencia vs distancia toma de tierra – electrodo de potencial	19
Figura 2.7. Constantes K_1 y K_2	21
Figura 2.8. Esquema equivalente de un transformador	22
Figura 2.9. Absorción de potencia inductiva por la reactancia serie	23
Figura 2.10. Circuito básico de un telurómetro	27
Figura 3.1. Barraje premoldeado de media tensión	30
Figura 3.2. Subestación Eléctrica Antigua	32
Figura 3.3. Perfil de tensiones de fase, transformador Eléctrica Antigua	33
Figura 3.4. Perfil de corrientes de fase, transformador Eléctrica Antigua	33
Figura 3.5. Perfil de potencias, transformador Eléctrica Antigua	34
Figura 3.6. Perfil del factor de potencia, transformador Eléctrica Antigua	34
Figura 3.7. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Eléctrica Antigua	37

Figura 3.8. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 10,8 kVAr, transformador Eléctrica Antigua	39
Figura 3.9. Subestación Ingeniería Civil	44
Figura 3.10. Perfil de tensiones de fase, transformador Ingeniería Civil	45
Figura 3.11. Perfil de corrientes de fase, transformador Ingeniería Civil	45
Figura 3.12. Perfil de potencias, transformador Ingeniería Civil	46
Figura 3.13. Perfil del factor de potencia, transformador Ingeniería Civil	46
Figura 3.14. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Ingeniería Civil	49
Figura 3.15. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 10,8 kVAr, transformador Ingeniería Civil	50
Figura 3.16. Perfil de tensiones de fase, transformador Ingeniería Química	53
Figura 3.17. Perfil de corrientes de fase, transformador Ingeniería Química	53
Figura 3.18. Perfil de potencias, transformador Ingeniería Química	54
Figura 3.19. Perfil del factor de potencia, transformador Ingeniería Química	54
Figura 3.20. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Ingeniería Química	57
Figura 3.21. Perfil de tensiones de fase, transformador edificio Jorge Bautista Vesga	60
Figura 3.22. Perfil de corrientes de fase, transformador edificio Jorge Bautista Vesga	60
Figura 3.23. Perfil de potencias, transformador edificio Jorge Bautista Vesga	61
Figura 3.24. Perfil del factor de potencia, transformador edificio Jorge Bautista Vesga	61
Figura 3.25. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Jorge Bautista V.	63
Figura 3.26. Subestación Planta de Aceros	66
Figura 3.27. Perfil de tensiones de fase, transformador Planta de Aceros	67
Figura 3.28. Perfil de corrientes de fase, transformador Planta de Aceros	68
Figura 3.29. Perfil de potencias, transformador Planta de Aceros	68
Figura 3.30. Perfil del factor de potencia, transformador Planta de Aceros	69
Figura 3.31. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Planta de Aceros	71
Figura 3.32. Cajas cortacircuitos, subestación Laboratorios Livianos	73
Figura 3.33. Esquema acometidas TGBT, subestación Laboratorios Livianos	73
Figura 3.34. Cárcamo, subestación Laboratorios Livianos	75
Figura 3.35. Perfil de tensiones de fase, transformador Laboratorios Livianos	76
Figura 3.36. Perfil de corrientes de fase, transformador Laboratorios Livianos	76
Figura 3.37. Perfil de potencias, transformador Laboratorios Livianos	77

Figura 3.38. Perfil del factor de potencia, transformador Laboratorios Livianos	77
Figura 3.39. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Laboratorios Livianos	80
Figura 3.40. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 19,4 kVAr, transformador Laboratorios Livianos	81
Figura 3.41. Subestación Ingeniería Mecánica	83
Figura 3.42. Perfil de tensiones de fase, transformador Ingeniería Mecánica	84
Figura 3.43. Perfil de corrientes de fase, transformador Ingeniería Mecánica	84
Figura 3.44. Perfil de potencias, transformador Ingeniería Mecánica	85
Figura 3.45. Perfil del factor de potencia, transformador Ingeniería Mecánica	85
Figura 3.46. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Ingeniería Mecánica	88
Figura 3.47. Perfil de tensiones de fase, transformador (a) auditorio Luís A. Calvo	92
Figura 3.48. Perfil de corrientes de fase, transformador (a) auditorio Luís A. Calvo	92
Figura 3.49. Perfil de potencias, transformador (a) auditorio Luís A. Calvo	93
Figura 3.50. Perfil del factor de potencia, transformador (a) auditorio Luís A. Calvo	93
Figura 3.51. Perfil de tensiones de fase, transformador (b) auditorio Luís A. Calvo	95
Figura 3.52. Perfil de corrientes de fase, transformador (b) auditorio Luís A. Calvo	95
Figura 3.53. Perfil de potencias, transformador (b) auditorio Luís A. Calvo	96
Figura 3.54. Perfil del factor de potencia, transformador (b) auditorio Luís A. Calvo	96
Figura 3.55. Resistencia sistema de puesta a tierra, subestación auditorio Luís A. Calvo	99
Figura 3.56. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 25 kVAr, transformador (b) auditorio Luís A. Calvo	101
Figura 3.57. Perfil de tensiones de fase, transformador (a) Biblioteca	106
Figura 3.58. Perfil de corrientes de fase, transformador (a) Biblioteca	106
Figura 3.59. Perfil de potencias, transformador (a) Biblioteca	107
Figura 3.60. Perfil del factor de potencia, transformador (a) Biblioteca	107
Figura 3.61. Perfil de tensiones de fase, transformador (b) Biblioteca	109
Figura 3.62. Perfil de corrientes de fase, transformador (b) Biblioteca	109
Figura 3.63. Perfil de potencias, transformador (b) Biblioteca	110

Figura 3.64. Perfil del factor de potencia, transformador (b) Biblioteca	110
Figura 3.65. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Biblioteca	113
Figura 3.66. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 8,6 kVAr, transformador (a) Biblioteca	114
Figura 3.67. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 60 kVAr, transformador (b) Biblioteca	115
Figura 3.68. Conexión errónea del banco de condensadores del CENTIC	120
Figura 3.69. Perfil de tensiones de fase, transformador (a) CENTIC	121
Figura 3.70. Perfil de corrientes de fase, transformador (a) CENTIC	122
Figura 3.71. Perfil de potencias, transformador (a) CENTIC	122
Figura 3.72. Perfil del factor de potencia, transformador (a) CENTIC	123
Figura 3.73. Perfil de tensiones de fase, transformador (b) CENTIC	124
Figura 3.74. Perfil de corrientes de fase, transformador (b) CENTIC	125
Figura 3.75. Perfil de potencias, transformador (b) CENTIC	125
Figura 3.76. Perfil del factor de potencia, transformador (b) CENTIC	126
Figura 3.77. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación CENTIC	128
Figura 3.78. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 8,6 kVAr, transformador (a) CENTIC	129
Figura 3.79. Caja cortacircuitos, Sótano Administración	131
Figura 3.80. Perfil de tensiones de fase, transformador (a) edificio Administración	134
Figura 3.81. Perfil de corrientes de fase, transformador (a) edificio Administración	135
Figura 3.82. Perfil de potencias, transformador (a) edificio Administración	135
Figura 3.83. Perfil del factor de potencia, transformador (a) edificio Administración	136
Figura 3.84. Perfil de tensiones de fase, transformador (b) edificio Administración	137
Figura 3.85. Perfil de corrientes de fase, transformador (b) edificio Administración	138
Figura 3.86. Perfil de potencias, transformador (b) edificio Administración	138
Figura 3.87. Perfil del factor de potencia, transformador (b) edificio Administración	139
Figura 3.88. Perfil de potencias, planta de emergencia subestación Administración	140
Figura 3.89. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Administración	143
Figura 3.90. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 5,4 kVAr, transformador (a) edificio Administración	144
Figura 3.91. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un	

banco de condensadores de 8,6 kVAr, transformador (b) edificio Administración	145
Figura 3.92. Perfil de tensiones de fase, transformador INSEM	149
Figura 3.93. Perfil de corrientes de fase, transformador INSEM	149
Figura 3.94. Perfil de potencias, transformador INSEM	150
Figura 3.95. Perfil del factor de potencia, transformador INSEM	150
Figura 3.96. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación INSEM	153
Figura 3.97. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Laboratorios de Caracterización	156
Figura 3.98. Perfil de tensiones de fase, transformador Ciencias Humanas	158
Figura 3.99. Perfil de corrientes de fase, transformador Ciencias Humanas	159
Figura 3.100. Perfil de potencias, transformador Ciencias Humanas	159
Figura 3.101. Perfil del factor de potencia, transformador Ciencias Humanas	160
Figura 3.102. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Ciencias Humanas	162
Figura 3.103. Perfil de tensiones de fase, transformador Coliseo	165
Figura 3.104. Perfil de corrientes de fase, transformador Coliseo	166
Figura 3.105. Perfil de potencias, transformador Coliseo	166
Figura 3.106. Perfil del factor de potencia, transformador Coliseo	167
Figura 3.107. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Coliseo	169
Figura 3.108. Potencia total vista en el seccionador principal de la Universidad	171
Figura 3.109. Corriente total vista en el seccionador principal de la Universidad	171
Figura 3.110. Factor de potencia visto en el seccionador principal de la Universidad	172
Figura 3.111. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de los bancos de condensadores en las respectivas subestaciones	173
Figura 4.1. Caja de inspección 1, tramo Eléctrica Antigua – Laboratorios de Caracterización	180
Figura 4.2. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Laboratorios de Caracterización	181
Figura 4.3. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Jorge Bautista Vesga	183
Figura 4.4. Cárcamo de la acometida Eléctrica Antigua – Ingeniería Civil	184
Figura 4.5. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Ingeniería Civil	185
Figura 4.6. Resistencia de aislamiento, cable Ingeniería Civil – Ingeniería Química	188

Figura 4.7. Resistencia de aislamiento, cable Ingeniería Civil – Planta de Aceros	190
Figura 4.8. Resistencia de aislamiento, cable Planta de Aceros – Lab. Livianos	192
Figura 4.9. Resistencia de aislamiento, cable Lab. Livianos – Ingeniería Mecánica	195
Figura 4.10. Resistencia de aislamiento, cable Ingeniería Mecánica – Luís A. Calvo	198
Figura 4.11. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Biblioteca	201
Figura 4.12. Resistencia de aislamiento, cable Biblioteca – CENTIC	203
Figura 4.13. Cárcamo de la acometida Biblioteca – Sótano Administración	204
Figura 4.14. Resistencia de aislamiento, cable Biblioteca – Sótano Administración	205
Figura 4.15. Resistencia de aislamiento, cable Sótano Administración – Subestación Administración	207
Figura 4.16. Resistencia de aislamiento, cable Sótano Administración – INSED	210
Figura 4.17. Resistencia de aislamiento, cable Poste Calle Novena – Ciencias Humanas	212
Figura 4.18. Caja de inspección 1, tramo Poste Carrera 30 – Coliseo	213
Figura 4.19. Resistencia de aislamiento, cable Poste Carrera 30 – Coliseo	214

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1. Tensiones de prueba de aislamiento según las tensiones nominales de los equipos	11
Tabla 2.2. Condiciones de aislamiento indicadas por las relaciones de absorción dieléctrica e índice de polarización	12
Tabla 2.3. Valores mínimos de K a 20 °C	14
Tabla 2.4. Valores de C a 20 °C	16
Tabla 3.1. Resumen de atributos de las subestaciones eléctricas del campus central	29
Tabla 3.2. Atributos subestación Eléctrica Antigua	30
Tabla 3.3. Atributos TGBT, subestación Eléctrica Antigua	31
Tabla 3.4. Tensiones según posición tap, transformador Eléctrica Antigua	35
Tabla 3.5. Resistencia de aislamiento, transformador Eléctrica Antigua	36
Tabla 3.6. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador Eléctrica Antigua	36
Tabla 3.7. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Eléctrica Antigua	37
Tabla 3.8. Resistividad del terreno, subestación Eléctrica Antigua	39
Tabla 3.9. Atributos subestación Ingeniería Civil	43
Tabla 3.10. Atributos TGBT(a), subestación Ingeniería Civil	43
Tabla 3.11. Atributos TGBT (b), subestación Ingeniería Civil	43
Tabla 3.12. Tensiones según posición tap, transformador Ingeniería Civil	47

Tabla 3.13. Resistencia de aislamiento, transformador Ingeniería Civil	48
Tabla 3.14. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador Ingeniería Civil	48
Tabla 3.15. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Ingeniería Civil	49
Tabla 3.16. Atributos subestación Ingeniería Química	51
Tabla 3.17. Atributos TGBT, subestación Ingeniería Química	52
Tabla 3.18. Tensiones según posición tap, transformador Ingeniería Química	55
Tabla 3.19. Resistencia de aislamiento, transformador Ingeniería Química	56
Tabla 3.20. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador Ingeniería Química	56
Tabla 3.21. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Ingeniería Química	57
Tabla 3.22. Atributos subestación Jorge Bautista Vesga	58
Tabla 3.23. Atributos TGBT, subestación Jorge Bautista Vesga	59
Tabla 3.24. Tensiones según posición tap, transformador edificio Jorge Bautista Vesga	62
Tabla 3.25. Resistencia de aislamiento, transformador edificio Jorge Bautista Vesga	62
Tabla 3.26. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Jorge Bautista Vesga	63
Tabla 3.27. Atributos subestación Planta de Aceros	64
Tabla 3.28. Atributos TGBT (a), subestación Planta de Aceros	65
Tabla 3.29. Atributos TGBT (b), subestación Planta de Aceros	65
Tabla 3.30. Tensiones según posición tap, transformador Planta de Aceros	69
Tabla 3.31. Resistencia de aislamiento, transformador Planta de Aceros	70
Tabla 3.32. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador Planta de Aceros	70
Tabla 3.33. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Planta de Aceros	71
Tabla 3.34. Atributos subestación Laboratorios Livianos	74
Tabla 3.35. Atributos TGBT (a), subestación Laboratorios Livianos	74
Tabla 3.36. Atributos TGBT (b), subestación Laboratorios Livianos	74
Tabla 3.37. Tensiones según posición tap, transformador Laboratorios Livianos	78
Tabla 3.38. Resistencia de aislamiento, transformador Laboratorios Livianos	78
Tabla 3.39. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador Laboratorios Livianos	79
Tabla 3.40. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Laboratorios Livianos	79
Tabla 3.41. Atributos subestación Ingeniería Mecánica	82
Tabla 3.42. Atributos TGBT, subestación Ingeniería Mecánica	83
Tabla 3.43. Tensiones según posición tap, transformador Ingeniería Mecánica	86
Tabla 3.44. Resistencia de aislamiento, transformador Ingeniería Mecánica	86
Tabla 3.45. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador Ingeniería Mecánica	87

Tabla 3.46. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Ingeniería Mecánica	87
Tabla 3.47. Atributos subestación auditorio Luís A. Calvo, transformador (a)	89
Tabla 3.48. Atributos TGBT (a), subestación auditorio Luís A. Calvo	89
Tabla 3.49. Atributos subestación auditorio Luís A. Calvo, transformador (b)	90
Tabla 3.50. Atributos TGBT (b), subestación auditorio Luís A. Calvo	90
Tabla 3.51. Tensiones según posición tap, transformador (a) auditorio Luís A. Calvo	94
Tabla 3.52. Tensiones según posición tap, transformador (b) auditorio Luís A. Calvo	97
Tabla 3.53. Resistencia de aislamiento, transformador (a) auditorio Luís A Calvo	97
Tabla 3.54. Resistencia de aislamiento, transformador (b) auditorio Luís A Calvo	98
Tabla 3.55. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador (a) auditorio Luís A Calvo	98
Tabla 3.56. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador (b) auditorio Luís A Calvo	99
Tabla 3.57. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación auditorio Luís A. Calvo	99
Tabla 3.58. Atributos subestación Biblioteca, transformador (a)	103
Tabla 3.59. Atributos TGBT (a), subestación Biblioteca	104
Tabla 3.60. Atributos subestación Biblioteca, transformador (b)	104
Tabla 3.61. Atributos TGBT (b), subestación Biblioteca	104
Tabla 3.62. Tensiones según posición tap, transformador (a) Biblioteca	108
Tabla 3.63. Tensiones según posición tap, transformador (b) Biblioteca	111
Tabla 3.64. Resistencia de aislamiento, transformador (a) Biblioteca	111
Tabla 3.65. Resistencia de aislamiento, transformador (b) Biblioteca	112
Tabla 3.66. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador (a) Biblioteca	112
Tabla 3.67. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador (b) Biblioteca	112
Tabla 3.68. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Biblioteca	113
Tabla 3.69. Atributos subestación CENTIC, transformador (a)	118
Tabla 3.70. Atributos TGBT (a), subestación CENTIC	119
Tabla 3.71. Atributos subestación CENTIC, transformador (b)	119
Tabla 3.72. Atributos TGBT (b), subestación CENTIC	119
Tabla 3.73. Tensiones según posición tap, transformador (a) CENTIC	123
Tabla 3.74. Tensiones según posición tap, transformador (b) CENTIC	126
Tabla 3.75. Resistencia de aislamiento, transformador (a) CENTIC	127
Tabla 3.76. Resistencia de aislamiento, transformador (b) CENTIC	127
Tabla 3.77. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación CENTIC	128

Tabla 3.78. Atributos subestación edificio Administración, transformador (a)	132
Tabla 3.79. Atributos TGBT (a), subestación edificio Administración	132
Tabla 3.80. Atributos subestación edificio Administración, transformador (b)	132
Tabla 3.81. Atributos TGBT (b), subestación edificio Administración	133
Tabla 3.82. Tensiones según posición tap, transformador (a) edificio Administración	136
Tabla 3.83. Tensiones según posición tap, transformador (b) edificio Administración	139
Tabla 3.84. Resistencia de aislamiento, transformador (a) edificio Administración	141
Tabla 3.85. Resistencia de aislamiento, transformador (b) edificio Administración	141
Tabla 3.86. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador (a) Administración	142
Tabla 3.87. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador (b) Administración	142
Tabla 3.88. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación edificio Administración	143
Tabla 3.89. Atributos subestación INSED	147
Tabla 3.90. Atributos TGBT, subestación INSED	148
Tabla 3.91. Tensiones según posición tap, transformador INSED	151
Tabla 3.92. Resistencia de aislamiento, transformador INSED	151
Tabla 3.93. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador INSED	152
Tabla 3.94. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación INSED	152
Tabla 3.95. Atributos subestación Laboratorios de Caracterización	154
Tabla 3.96. Atributos TGBT, subestación Laboratorios de Caracterización	154
Tabla 3.97. Resistencia de aislamiento, transformador Laboratorios de Caracterización	155
Tabla 3.98. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Laboratorios de Caracterización	155
Tabla 3.99. Atributos subestación Ciencias Humanas	157
Tabla 3.100. Atributos TGBT, subestación Ciencias Humanas	157
Tabla 3.101. Tensiones según posición tap, transformador Ciencias Humanas	160
Tabla 3.102. Resistencia de aislamiento, transformador Ciencias Humanas	161
Tabla 3.103. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Ciencias Humanas	162
Tabla 3.104. Atributos subestación Coliseo	164
Tabla 3.105. Atributos TGBT, subestación Coliseo	164
Tabla 3.106. Tensiones según posición tap, transformador Coliseo	167
Tabla 3.107. Resistencia de aislamiento, transformador Coliseo	168
Tabla 3.108. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Coliseo	169

Tabla 4.1. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Laboratorios de Caracterización	180
Tabla 4.2. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Eléctrica Antigua – Laboratorios de Caracterización	181
Tabla 4.3. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Jorge Bautista Vesga	182
Tabla 4.4. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Eléctrica Antigua – Jorge Bautista Vesga	183
Tabla 4.5. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Ingeniería Civil	185
Tabla 4.6. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Eléctrica Antigua – Ingeniería Civil	185
Tabla 4.7. Resistencia de aislamiento, cable Ingeniería Civil – Ingeniería Química	187
Tabla 4.8. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Ingeniería Civil – Ingeniería Química	188
Tabla 4.9. Resistencia de aislamiento, cable Ingeniería Civil – Planta de Aceros	189
Tabla 4.10. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Ingeniería Civil – Planta de Aceros	190
Tabla 4.11. Resistencia de aislamiento, cable Planta de Aceros – Lab. Livianos	192
Tabla 4.12. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Planta de Aceros – Lab. Livianos	192
Tabla 4.13. Resistencia de aislamiento, cable Lab. Livianos – Ingeniería Mecánica	195
Tabla 4.14. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Lab. Livianos – Ingeniería Mecánica	195
Tabla 4.15. Resistencia de aislamiento, cable Ingeniería Mecánica – Luís A. Calvo	198
Tabla 4.16. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Ingeniería Mecánica – Luís A. Calvo	198
Tabla 4.17. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Biblioteca	201
Tabla 4.18. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Eléctrica Antigua – Biblioteca	201
Tabla 4.19. Resistencia de aislamiento, cable Biblioteca – CENTIC	202
Tabla 4.20. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Biblioteca – CENTIC	203
Tabla 4.21. Resistencia de aislamiento, cable Biblioteca – Sótano Administración	204
Tabla 4.22. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Biblioteca – Sótano Administración	205
Tabla 4.23. Resistencia de aislamiento, cable Sótano Administración – Subestación	

Administración	207
Tabla 4.24. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Sótano Administración – Subestación Administración	208
Tabla 4.25. Resistencia de aislamiento, cable Sótano Administración – INSED	210
Tabla 4.26. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Sótano Administración – INSED	210
Tabla 4.27. Resistencia de aislamiento, cable Poste Calle Novena – Ciencias Humanas	212
Tabla 4.28. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Poste Calle Novena – Ciencias Humanas	212
Tabla 4.29. Resistencia de aislamiento, cable Poste Carrera 30 – Coliseo	214
Tabla 4.30. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Poste Carrera 30 – Coliseo	214

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo 1. Impedancias de puesta a tierra	220
Anexo 2. Utilización de conductores	220
Anexo 3. Capacidades de corriente [A] permisibles para conductores sencillos aislados para 0-2000 V nominales al aire libre y temperatura ambiente de 30°C	221
Anexo 4. Capacidades de corriente [A] permisibles para conductores aislados para 0-2000 V nominales, para no más de 3 conductores en canalización, cable o directamente enterrados, temperatura ambiente de 30°C	222
Anexo 5. Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de c.a.	223
Anexo 6. Conductor de continuidad de puesta a tierra en ductos y equipos en baja tensión	223

LISTA DE PLANOS

INSTALACIONES ACTUALES

	Plano
Diagrama unifilar de la red de media tensión existente del campus central de la Universidad	1 de 8
Red de media tensión existente del campus central de la Universidad (Sector A)	2 de 8
Red de media tensión existente del campus central de la Universidad (Sector B)	3 de 8
Red de media tensión existente del campus central de la Universidad (Sector C)	4 de 8

REDISEÑO DE LAS INSTALACIONES

Diagrama unifilar, rediseño de la red de media tensión del campus central de la Universidad	5 de 8
Rediseño de la red de media tensión del campus central de la Universidad (Sector A)	6 de 8

Rediseño de la red de media tensión del campus central de la Universidad
(Sector B)

7 de 8

Rediseño de la red de media tensión del campus central de la Universidad
(Sector C)

8 de 8

INTRODUCCIÓN

Tomando conciencia de la importancia que constituye para cualquier centro de consumo de energía eléctrica el establecer una fuente de información de sus redes, con el fin de mejorar su gestión ante cualquier cambio o mantenimiento en ellas, la Universidad Industrial de Santander inició un programa con el propósito de elaborar y/o actualizar los planos de sus redes eléctricas e ingresarlos con una respectiva base de datos al proyecto del Sistema de Información Geográfica de la Universidad a cargo de la Oficina de Planeación.

El presente proyecto cubre las subestaciones y las redes eléctricas externas de media tensión del campus central de la Universidad.

El proyecto se inicia con los procesos de recolección y estudio de planos, verificación y actualización de la estructura arquitectónica, rastreo de circuitos y posterior señalización de sus características en los planos y en el Sistema de Información Geográfica. Se continúa con la elaboración de un diagnóstico general a las subestaciones y redes eléctricas externas de media tensión con el fin de determinar mediante pruebas eléctricas

de cargabilidad, verificación de tensiones, resistencia de aislamiento y medida de los sistemas de puesta a tierra, estado actual de estas redes y de los diferentes equipos de las subestaciones. Acorde con los resultados arrojados por el diagnóstico general y viendo la viabilidad en su posterior ejecución por parte de la Universidad se finaliza planteando algunas recomendaciones en cuanto a mantenimiento y rediseños, teniendo en cuenta las sugerencias del RETIE y la Norma ESSA 2005. Posteriormente se obtuvieron las cantidades de obra y se elaboró un presupuesto de acuerdo con las recomendaciones planteadas.

1. GENERALIDADES

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. Objetivo general

Registrar y almacenar la información de las redes eléctricas externas de media tensión con sus diferentes atributos para su empleo en el Sistema de Información Geográfica (SIG).

1.1.2. Objetivos específicos

- Recopilar información técnica de las redes eléctricas externas de media tensión.
- Digitalizar la información recolectada de las redes eléctricas externas de media tensión en Autocad® según las normas y estándares de cartografía digital de la Universidad.
- Almacenar en una base de datos los diferentes atributos de las redes eléctricas externas de media tensión.

- Crear las topologías que permitan analizar espacialmente la información recolectada de las redes en el Sistema de Información Geográfica (SIG).
- Elaborar un diagnóstico general del estado actual de las redes eléctricas externas de media tensión.
- Plantear recomendaciones en cuanto a mantenimiento y rediseños de las redes eléctricas externas de media tensión teniendo en cuenta las recomendaciones del RETIE y la Norma ESSA 2005, en caso de ser necesario de acuerdo al diagnóstico general y sobre todo viendo la viabilidad en su posterior ejecución por parte de la Universidad.
- Obtener las cantidades de obra y elaborar el presupuesto acorde con las recomendaciones planteadas.

1.2. IMPACTO ESPERADO

Debido a los problemas actuales presentes en las subestaciones y en las redes eléctricas externas de media tensión, asociadas al mal diseño y la falta de mantenimiento de las mismas, se ha tomado conciencia de la importancia de desarrollar proyectos con criterio de calidad, basados en el acatamiento a normas y especificaciones, que contribuyan con un alto grado de seguridad, eficiencia, flexibilidad y confiabilidad en la ejecución de cualquier instalación eléctrica.

Con la realización de este proyecto se busca antes que nada garantizar la seguridad humana buscando un mejor desempeño y bienestar de las personas que están directamente involucradas, además procurando una alta eficiencia y confiabilidad de las instalaciones eléctricas. Por tal motivo el impacto de este proyecto es de enorme importancia teniendo en cuenta que se están evitando al máximo pérdidas económicas y lo más importante, se reduce la posibilidad de accidentes que involucren vidas humanas.

Para poder obtener resultados favorables, se hace necesario implementar las recomendaciones planteadas en el presente proyecto, además de un mantenimiento periódico de las instalaciones, buscando conseguir una mayor seguridad y beneficio.

1.3. USUARIOS DIRECTOS E INDIRECTOS POTENCIALES

El desarrollo del siguiente proyecto, será de gran valor para la Universidad especialmente para las dependencias de Planeación y Planta Física. El proyecto permite conocer el estado actual de las subestaciones y de las redes eléctricas externas de media tensión de la Universidad y presentar las respectivas recomendaciones, indicándose los correctivos a seguir así como el presupuesto necesario para la ejecución de los mismos.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. DEFINICIONES [1] [2] [3]

El análisis de una red busca crear las condiciones técnicas apropiadas para que el sistema eléctrico funcione correctamente, brindando seguridad a las personas y equipos, además de ofrecer ahorros económicos notables. Para el análisis de una red es necesario considerar conceptos tales como acometida, capacidad de corriente, electrodo de puesta a tierra, interruptor automático, entre otros.

Acometida: derivación de la red local del servicio público domiciliario de energía eléctrica, que llega hasta el registro de corte del inmueble.

Alimentador: todos los conductores de un circuito entre el equipo de acometida, la fuente de un sistema derivado independiente u otra fuente de suministro de energía eléctrica y el dispositivo de protección contra sobrecorriente del circuito ramal final.

Baja tensión: nivel de tensión menor o igual a 1000 V.

Barraje de puesta a tierra (equipotencial): conductor de tierra colectiva, usualmente una barra de cobre o un cable de diámetro equivalente.

Bóveda: estructura sólida, resistente al fuego, ubicada sobre o bajo el nivel del suelo, con acceso limitado a personal calificado, para instalar, mantener, operar o inspeccionar equipos o cables. La bóveda puede tener aberturas para ventilación, ingreso de personal y entrada de cables.

Canalización: canal cerrado de materiales metálicos o no metálicos, expresamente diseñado para contener alambres, cables o barras.

Capacidad de corriente: corriente máxima en amperios que puede transportar continuamente un conductor en condiciones de uso sin superar su temperatura nominal de servicio.

Capacidad de interrupción nominal: la mayor corriente a tensión nominal, que un dispositivo eléctrico tiene previsto interrumpir, bajo unas condiciones normales de prueba.

Conductor aislado: conductor dentro de un material de composición y espesor reconocido como aislamiento eléctrico.

Conductor de puesta a tierra (*Grounding conductor*): conductor utilizado para conectar los equipos o el circuito puesto a tierra de una instalación, al electrodo o electrodos de tierra de la instalación.

Conduit: tubo rígido metálico o no metálico, destinado para alojar conductores eléctricos.

Descargador de sobretensiones: dispositivo para protección de equipos eléctricos, el cual limita el nivel de la sobretensión, mediante la absorción de la mayor parte de la energía transitoria, minimizando la transmitida a los equipos y reflejando la otra parte hacia la red (se le conoce erróneamente como pararrayos).

DPS: sigla del dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias o descargador de sobretensiones.

Electrodo de puesta a tierra: elemento o conjunto metálico conductor que se pone en contacto con la tierra física o suelo, ubicado lo más cerca posible del área de conexión del conductor de puesta a tierra al sistema.

Equipo: término general que incluye los materiales, accesorios, dispositivos, artefactos, utensilios, herrajes y similares utilizados como parte de o en relación con una instalación eléctrica.

Factor de potencia: relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA) del mismo sistema eléctrico o parte de él.

Fase: designación de un conductor, un grupo de conductores, un terminal, un devanado o cualquier otro elemento de un sistema polifásico que va a estar energizado durante el servicio normal.

Fusible: aparato cuya función es abrir, por la fusión de uno o varios de sus componentes, el circuito en el cual está insertado.

Interruptor automático (*Circuit Breaker*): dispositivo diseñado para que abra y cierre un circuito de manera no automática y para que abra el circuito automáticamente cuando se produzca una sobrecorriente predeterminada sin daños para el mismo cuando se aplique adecuadamente dentro de sus valores nominales.

Media tensión: nivel de tensión comprendido mayor a 1 kV y menor a 57,5 kV.

Neutro: conductor activo equipotencializado con respecto a varias fases normalmente puesto a tierra, bien sólidamente o a través de un impedancia limitadora.

Pararrayos: elemento metálico resistente a la corrosión, cuya función es interceptar los rayos que podrían impactar directamente sobre la instalación a proteger (se denomina terminal de captación).

Plano: representación a escala de una superficie.

Potencia activa: valor promedio de la potencia instantánea en un número entero de periodos. Es la componente de la potencia aparente para la cual la tensión se encuentra en fase con la corriente.

Potencia aparente: Producto entre los valores eficaces de tensión y de corriente por fase.

Potencia reactiva: componente en cuadratura, de la potencia aparente. Se obtiene como la raíz cuadrada de la diferencia de los cuadrados de la potencia aparente y la potencia activa.

Puesta a tierra: grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa.

Red de distribución: conjunto de conductores que llevan energía desde una subestación a toda el área de consumo.

Resistencia de puesta a tierra: razón entre la diferencia de potencial del sistema de puesta a tierra a medir con respecto a una tierra remota, y la corriente que fluye entre estos puntos.

Sistema de distribución: conjunto de las instalaciones cuyo propósito es el transporte de electricidad a usuarios situados en un área, a niveles de media y/o baja tensión.

Sistema de puesta a tierra (SPT): conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interruptores ni fusibles, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica.

Subestación: conjunto de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia.

Subestación aérea: subestación que se instala a la intemperie y en la cual la base del transformador está a una altura de seis metros o más sobre el nivel del piso.

Subestación capsulada: subestación en la que los equipos, conexiones y barraje se encuentran localizados dentro de celdas o gabinetes.

Subestación de pedestal: subestación que se instala a la intemperie y en la cual el transformador se monta sobre una fundación en concreto.

Subestación tipo jardín: subestación en la que los equipos, conexiones y barrajes se encuentran localizados dentro de celdas o gabinetes herméticos, para instalación a la intemperie.

Tablero general de acometida: conjunto de medida y protección, barrajes y cableado que recibe la acometida general en baja tensión y del cual se derivan las subacometidas.

Tensión: diferencia de potencial eléctrico entre dos conductores, que hace que fluyan electrones por una resistencia. Tensión es una magnitud, cuya unidad es el voltio; un error frecuente es hablar de “voltaje”.

Tensión nominal: valor convencional de la tensión con el cual se designa un sistema, instalación o equipo y para el que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para el caso de sistemas trifásicos, se considera como tal la tensión entre fases.

Topología: diagrama sin escala de una red, que indica la configuración gráfica del sistema.

2.2. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO [5] [6] [7]

El equipo eléctrico de una instalación debe estar aislado entre sí y con respecto a tierra. Esta característica de aislamiento no es constante y puede deteriorarse con el paso del tiempo, existen cinco causas básicas para la degradación del aislamiento:

- Fatiga eléctrica
- Fatiga mecánica
- Ataque químico
- Fatiga térmica
- Contaminación ambiental

Por esta razón se hace aconsejable el estudio del aislamiento a lo largo de la vida de los equipos, para poder prevenir su envejecimiento prematuro y sus averías.

2.2.1. Medición de la resistencia de aislamiento

La medida de la resistencia de aislamiento tiene como fin dar una útil información sobre el estado actual de los equipos, con objeto de poner al descubierto posibles defectos de aislamiento y determinar por medio de mediciones periódicas la probable degeneración del mismo.

2.2.1.1. Probador de resistencia de aislamiento

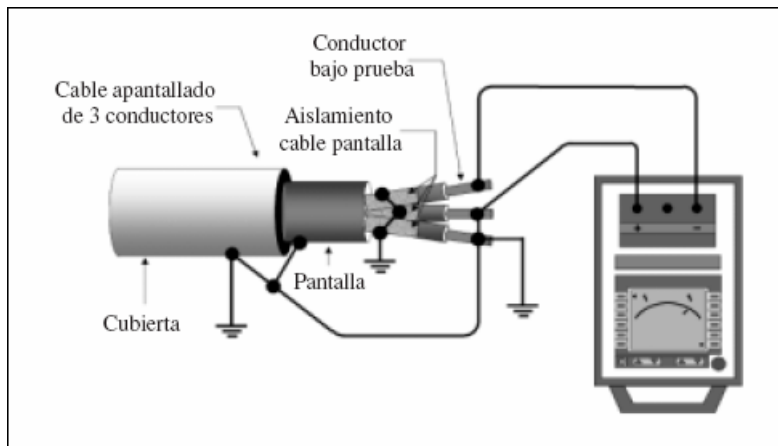
El probador de aislamiento es un instrumento portátil que proporciona una lectura directa de la resistencia de aislamiento en ohms, megaohms o teraohms (según el modelo seleccionado) independientemente de la tensión seleccionada. Para un buen aislamiento, la resistencia generalmente da lectura en el rango de megaohms o más alto. El probador de aislamiento es esencialmente un medidor de resistencia de rango alto (óhmmetro) con un generador de cd incorporado.

El generador del instrumento, que puede operarse por manivela manualmente, batería o por línea, desarrolla una tensión de cd alto que ocasiona varias corrientes pequeñas a través y sobre la superficie del aislamiento que se prueba. La corriente total la mide el óhmmetro que lleva una escala de indicación analógica, lectura digital o ambas.

2.2.1.2. Conexión del probador de resistencia de aislamiento

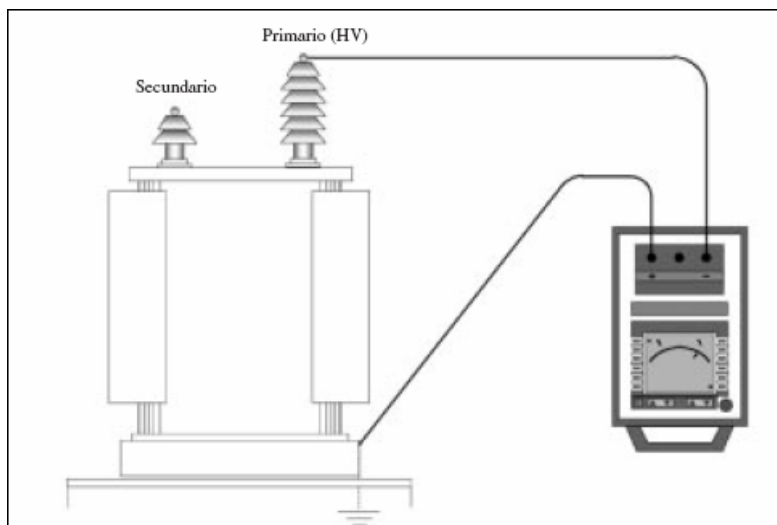
Las siguientes figuras muestran cómo conectar un probador de aislamiento a distintos tipos de equipo eléctrico. Estas ilustraciones son típicas y servirán como guías para probar la resistencia de aislamiento de prácticamente todos los tipos de aparatos y conductores.

Figura 2.1. Conexión del probador de aislamiento a un cable de potencia blindado. [7]



El cable debe estar totalmente desconectado en sus dos extremos.

Figura 2.2. Conexión del probador de aislamiento a un transformador de potencia. [7]



El transformador debe estar totalmente desconectado y para mejores resultados primero se debe realizar una limpieza a la carcasa y a los bujes de este.

2.2.1.3. Tipos de pruebas de resistencia de aislamiento

Las pruebas de resistencia de aislamiento ofrecen una importante información sobre el estado actual y futuro de los conductores, y de los devanados de los generadores, motores y transformadores. La clave para su eficacia radica en la periodicidad de los ensayos y en tener un histórico de los datos obtenidos. Estos datos servirán de ayuda para programar el diagnóstico y los trabajos de reparación, con la reducción consiguiente del tiempo de parada debido a fallos inesperados. Se indican seguidamente las tensiones continuas de ensayo empleadas en las pruebas de resistencia de aislamiento y las distintas pruebas que se llevan a cabo con mayor frecuencia:

Tabla 2.1. Tensiones de prueba de aislamiento según las tensiones nominales de los equipos. [6]

Tensión nominal del equipo [V]	Tensión de prueba [V]
< 1000	500
1000 – 2500	500 – 1000
2501 – 5000	1000 – 2500
5001 – 12000	2500 – 5000

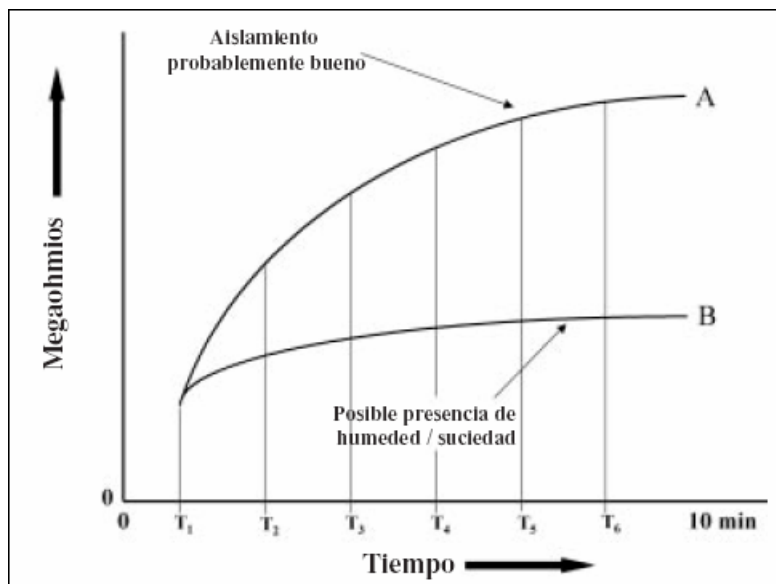
> 12000

5000 – 10000

Lectura puntual (spot): La prueba de lectura puntual (spot) es la más simple de todas las pruebas de aislamiento y la más asociada con los probadores de aislamiento de tensión más bajo; la tensión de prueba se aplica por un periodo corto específico de tiempo (generalmente 60 segundos puesto que usualmente cualquier corriente de carga capacitiva decaerá en este tiempo) y luego se toma una lectura. La lectura se puede comparar con las especificaciones mínimas de la instalación. La temperatura y la humedad, así como la condición de su aislamiento afectan su lectura.

Tiempo vs. Resistencia: Este método está basado en el hecho de que el aislamiento en buenas condiciones, relativamente seco y libre de humedad, muestra con la aplicación de la tensión de prueba, un aumento en su resistencia de aislamiento. Por lo tanto se deduce que si existe un aumento apreciable de la resistencia de aislamiento durante el tiempo de aplicación de la prueba, el aislamiento estará en buenas condiciones, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 2.3. Gráfica de prueba tiempo – resistencia. [7]



La aplicación práctica de este método, consiste en determinar la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento hechas a intervalos de tiempo diferentes durante la misma prueba. Las condiciones del aislamiento en función de la relación de absorción las podemos ver en la siguiente tabla:

Tabla 2.2. Condiciones de aislamiento indicadas por las relaciones de absorción dieléctrica e índice de polarización. [6]

Absorción dieléctrica Relación 60s/30s	Índice de polarización Relación 10min/1min	Condición del aislamiento
----	< 1	Peligroso
< 1,1	< 1,5	Pobre
1,1 – 1,25	1,5 – 2,0	Dudoso
1,25 – 1,4	2,0 – 3,0	Aceptable
1,4 – 1,6	3,0 – 4,0	Bueno
> 1,6	> 4,0	Excelente

Cuando las lecturas de los aislamientos se toman a 30 s y 60 s se denomina a esta modalidad, método de tiempo corto (se aplica a equipos de pequeña potencia). La relación de absorción está determinada por el cociente que resulta de dividir la lectura tomada a 60 s y a 30 s. La relación a 10 min y 1 min se conoce como índice de polarización (se aplica a equipos de gran potencia). El índice de polarización puede ser una guía muy útil del estado de sequedad y limpieza de los equipos.

Los beneficios de la prueba de tiempo-resistencia son que es relativamente independiente de la temperatura y del tamaño del equipo y puede dar información concluyente sin los registros de pruebas pasadas.

2.2.2. Valores mínimos de resistencia de aislamiento

La resistencia de aislamiento del equipo eléctrico se afecta por muchas variables tales como el diseño; el tipo de material aislante utilizado, incluidos las ataduras y los compuestos de impregnación; el espesor del aislamiento y su área; la limpieza, la humedad y la temperatura. Para que las lecturas de resistencia de aislamiento sean una

medición concluyente de las condiciones del equipo que se prueba, deben tomarse en consideración estas variables.

Estudios más recientes del problema, han dado lugar a fórmulas para los valores de resistencia de aislamiento que se basan en la clase de material aislante utilizado y en las dimensiones eléctricas y físicas de los tipos de equipo en consideración.

2.2.2.1. Cables y conductores

Las instalaciones de cables y conductores presentan una amplia variación de condiciones desde el punto de vista de la resistencia de aislamiento. Estas condiciones resultan de las distintas clases de materiales aislantes utilizados, la capacidad de tensión, del espesor del aislamiento, y la longitud del circuito involucrado en la medición. Además, tales circuitos generalmente se extienden sobre grandes distancias, y pueden estar sujetos a amplias variaciones de temperatura, que pueden tener un efecto en los valores de resistencia de aislamiento obtenidos. Los terminales de los cables y conductores también tendrán un efecto en los valores de prueba a menos que estén limpios y secos, o protegidos.

La Insulated Power Cable Engineers Association (IPCEA) da valores mínimos de resistencia de aislamiento en sus especificaciones para distintos tipos de cables y conductores. Estos valores mínimos son para alambres y cables nuevos basada en una prueba de potencial de cd 5000 V durante un minuto a una temperatura de 20 °C.

Esos valores mínimos normales (para cables de un solo conductor) se basan en la fórmula siguiente:

$$R = K \log_{10}(D/d)$$

R = megaohms

K = constante del material aislante

D = diámetro exterior del aislamiento del conductor

d = diámetro del conductor

Tabla 2.3. Valores mínimos de K a 20 °C. [7]

Tipo de aislamiento	K
Papel impregnado	2640
Cámbrico barnizado	2460
Polietileno termoplástico	5000
Polietileno compuesto	3000
Polivinilo termoplástico:	
Cloruro de polivinilo 60 °C	500
Cloruro de polivinilo 75 °C	2000

La resistencia de aislamiento de un conductor de un cable multiconductor con respecto a todos los otros y a la cubierta es:

$$R = K \log_{10}(D/d)$$

D = diámetro sobre el aislamiento de un cable equivalente de un solo conductor = $d+2c+2b$

d = diámetro del conductor (para cables sectoriales d es igual al diámetro del conductor redondo de la misma sección)

c = espesor del aislamiento del conductor

b = espesor de la cubierta del aislamiento

2.2.2.2. Transformadores

Los valores de resistencia de aislamiento aceptables para transformadores secos y en compuesto deben ser comparables con los de la maquinaria rotatoria, aunque no hay disponibles valores mínimos normales.

Los transformadores en aceite o los reguladores de tensión presentan un problema especial en que las condiciones del aceite tienen una influencia marcada en la resistencia de aislamiento de los embobinados.

En ausencia de datos más confiables, el comité de revisión de la norma NETA recomienda el uso de la siguiente fórmula:

$$R = CE / (kVA)^{1/2}$$

Donde:

R = resistencia mínima de aislamiento en megaohms bajo un minuto de prueba

C = una constante para mediciones a 20 °C

E = Tensión del embobinado bajo prueba

kVA = capacidad nominal del embobinado bajo prueba

Para pruebas del embobinado a tierra con el otro embobinado o embobinados a tierra, los valores serán mucho menores que los dados por la fórmula. R en esta fórmula se basa en aceite seco, libre de ácidos y sedimentos, y boquillas y terminales en buenas condiciones.

Esta fórmula es para transformadores monofásicos. Si el transformador bajo prueba es trifásico, y los tres embobinados individuales se prueban como uno, entonces:

E = Tensión de los embobinados monofásicos (fase a fase para unidades conectadas en delta y fase a neutro para unidades conectadas en estrella)

kVA = capacidad nominal del embobinado completo bajo prueba

Tabla 2.4. Valores de C a 20 °C. [5]

	60 Hertz	25 Hertz
Sumergido en aceite	1,5	1,0
Tipo seco o en compuesto	30	20

2.3. PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE [8]

Esta prueba permite comprobar que el aceite usado como líquido aislante de un transformador cumpla con las especificaciones eléctricas necesarias para ser usado.

El aceite de un transformador cumple con dos funciones elementales como lo son el enfriado y aislamiento de los devanados eléctricos para su mejor eficacia y correcto funcionamiento. Como el aceite estará sometido a grandes tensiones de operación es

necesario que cumpla con una prueba de tensión disruptiva mínima que se pudiera presentar y de este modo prevenir percances que pudieran ser más costosos.

Para un probador de rigidez dieléctrica de electrodos planos con una separación de 2,54 mm, el promedio de 5 muestras de aceite deberá soportar favorablemente una tensión de 30 kV como mínimo para que sea considerado como bueno para su uso. Un aceite muy contaminado es aquél que presenta un valor menor o igual a 22 kV con esta separación.

2.4. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA [9] [10]

Un buen sistema de puesta a tierra es necesario para mantener buenos niveles de seguridad del personal, operación de los equipos y desempeño de los mismos.

En sistemas de potencia la puesta a tierra mantiene la referencia necesaria. La forma en que el sistema se conecta a tierra puede tener un gran efecto en la magnitud de las tensiones de línea a tierra que deben ser mantenidos en condiciones normales y bajo condiciones transitorias. En sistemas no puestos a tierra, algunas tensiones pueden provocar fallas en el aislamiento de los equipos y sistemas. La puesta a tierra del neutro del sistema permite la operación de sistemas de protección basados en la detección de corrientes que circulan por la misma, despejándose así el circuito bajo falla.

2.4.1. Medición de la resistividad del terreno

Generalmente la resistividad del terreno se mide por el método universal de cuatro puntos desarrollado por F. Wenner en 1915. El mismo, resulta ser el más confiable en la práctica para medir la resistividad promedio de volúmenes extensos de suelos naturales.

En este método se clavan en el suelo 4 electrodos pequeños dispuestos en línea recta con la misma distancia "a" entre ellos y a una profundidad "b" que no supere 1/10 de "a" (preferentemente 1/20 de "a").

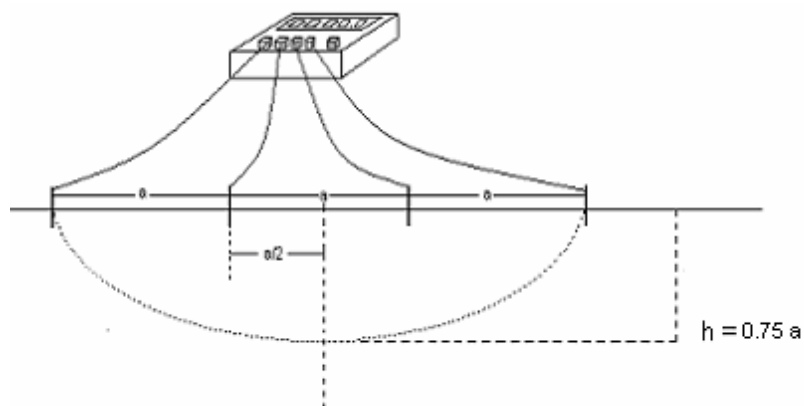
Entonces se inyecta una corriente de medición (I) que pasa por el terreno a través de los dos electrodos extremos y simultáneamente se mide la caída de tensión "U" entre los dos electrodos interiores, utilizando un potenciómetro o un voltímetro de alta impedancia interna.

La teoría indica que la resistividad promedio del suelo " ρ " a una profundidad igual a la distancia "a" vale aproximadamente:

$$\rho = 2\pi aR$$

Si se efectúan una serie de mediciones a diferentes distancias "a" se puede construir un diagrama de resistividades del suelo en función de la profundidad, que permite detectar la existencia de distintas capas geológicas en el terreno. Cabe acotar que en los emplazamientos donde el terreno presenta diferentes valores de resistividad en función de la profundidad, la experiencia indica que el valor mas adecuado para el diseño del dispensor a tierra es el que se obtiene a una profundidad mayor.

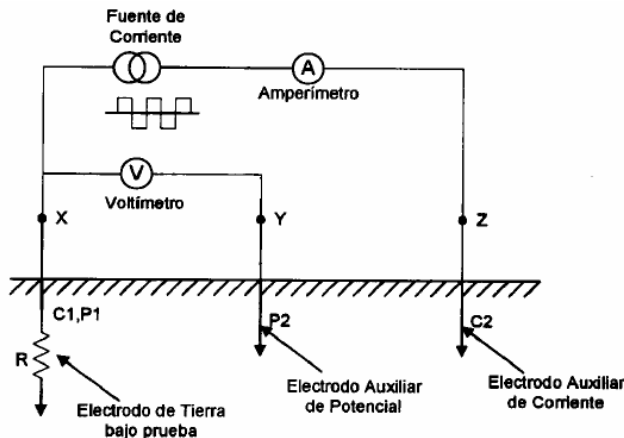
Figura 2.4. Esquema para la medición de resistividad del terreno por el método de Wenner, con un telurómetro clásico de cuatro terminales. [9]



2.4.2. Medición de la resistencia de tierra por el método de la caída de potencial

El método consiste en inyectar corriente a través de un electrodo de prueba denominado de corriente y medir al alza de potencial mediante otro electrodo auxiliar denominado de potencial. Conocido el valor de tensión y el valor de corriente se podrá obtener mediante la ley de Ohm el valor de la resistencia. Los tres electrodos se mantienen en una línea recta y se va corriendo el electrodo de potencial hacia el electrodo de corriente para hacer sucesivas mediciones de resistencia.

Figura 2.5. Método de caída de potencial. [9]



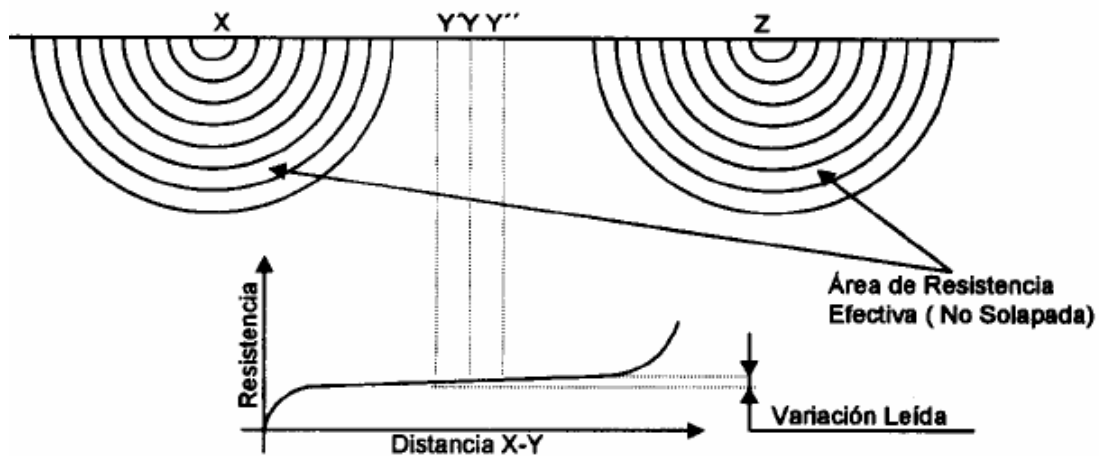
En el proceso de determinar el valor de la resistencia del sistema de tierra es necesario realizar algunas consideraciones: el valor de potencial medido varía con respecto a la separación del electrodo de potencial a la toma de tierra, por lo que se recomienda el realizar una gráfica de R en función de la distancia. En el momento de la medición se deben seguir los siguientes pasos:

- Conectar el equipo de medición a la barra o electrodo en cuestión.
- Colocar el electrodo de corriente a una distancia conocida del electrodo bajo prueba.
- Realizar varias mediciones de resistencia para diferentes ubicaciones del electrodo de potencial, sin mover el electrodo de corriente (el electrodo bajo estudio y los electrodos de prueba deben estar en línea recta).

- Graficar la curva obtenida de resistencia en función de la distancia de separación entre el electrodo bajo estudio y el electrodo de potencial.

En la figura 2.6 se observa que la curva obtenida es asintótica en el origen (toma de tierra) y asintótica a infinito en el final o electrodo de corriente; debido a la proximidad del electrodo de potencial al de tierra y corriente respectivamente. Además, existe una porción de la curva que permanece casi invariable, el cual será más prolongado o corto como la separación de los electrodos de corriente y electrodo bajo prueba. El valor de resistencia asociado a este sector de la gráfica será el correcto valor de la toma del sistema de puesta a tierra. Este punto se conoce como zona de equilibrio.

Figura 2.6. Curva de resistencia vs distancia toma de tierra – electrodo de potencial. [9]



Desafortunadamente no existe un método para determinar con exactitud la distancia requerida entre el electrodo de tierra y el de corriente, esto se debe a que las condiciones del suelo son muy variables. En general, basado en numerosas pruebas se utiliza una distancia entre el electrodo bajo estudio y el electrodo de corriente igual a cuatro o cinco veces la longitud de la máxima dimensión del electrodo bajo prueba.

La profundidad a la cual se entierran los electrodos de prueba (corriente y tensión) no afecta el resultado de la medición. Todo lo que se necesita es que tengan un buen contacto con tierra.

2.4.3. Cálculo de la resistencia de una malla a tierra con jabalinas [10]

Fórmula de Schwartz: La resistencia total de un sistema de puesta a tierra constituido por una combinación de conductores horizontales (malla) y de conductores verticales (jabalinas) es menor que la resistencia de cada componente por separado pero mayor que su paralelo:

$$R_m = \frac{R_1 R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}}$$

R_1 = resistencia total de los conductores de la malla

R_2 = resistencia total de las jabalinas

R_{12} = resistencia mutua entre la malla y las jabalinas

$$R_1 = \left(\frac{\rho_1}{\pi l_1} \right) \left[\text{Ln} \left(\frac{2l_1}{h'} \right) + K_1 \left(\frac{l_1}{\sqrt{A}} \right) - K_2 \right]$$

$$R_2 = \left(\frac{\rho_a}{2n\pi l_2} \right) \left[\text{Ln} \left(\frac{8l_2}{d_2} \right) - 1 + 2K_1 \left(\frac{l_2}{\sqrt{A}} \right) (\sqrt{n} - 1)^2 \right]$$

$$R_{12} = \left(\frac{\rho_a}{\pi l_1} \right) \left[\text{Ln} \left(\frac{2l_1}{l_2} \right) + K_1 \left(\frac{l_1}{\sqrt{A}} \right) - K_2 + 1 \right]$$

ρ_1 = resistividad de la capa superior del suelo en Ωm

ρ_a = resistividad aparente vista por las varillas en Ωm

H = espesor de la capa superior del suelo en m

ρ_2 = resistividad de la capa inferior del suelo en Ωm

l_1 = longitud total de los conductores de la malla en m

l_2 = longitud media de las varillas en m

h = profundidad de enterramiento de la malla en m

$h' = \sqrt{d_1 h}$ para conductores enterrados a profundidad h o $0,5d_1$ para conductores con $h=0$

A = área cubierta por la malla de PAT a.b en m^2

n = cantidad de varillas enterradas en el área A

K_1, K_2 = constantes relacionadas con la geometría del sistema

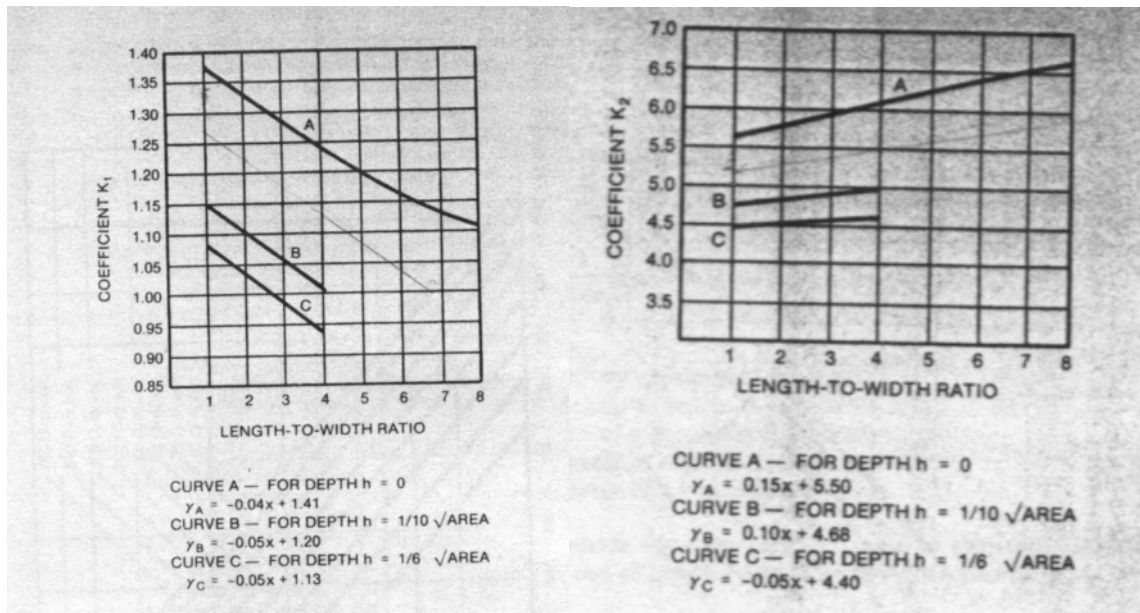
d_1 = diámetro de los conductores de la malla en m

d_2 = diámetro de las varillas en m

a = ancho de la malla en m

b = largo de la malla en m

Figura 2.7. Constantes K_1 y K_2 . [10]



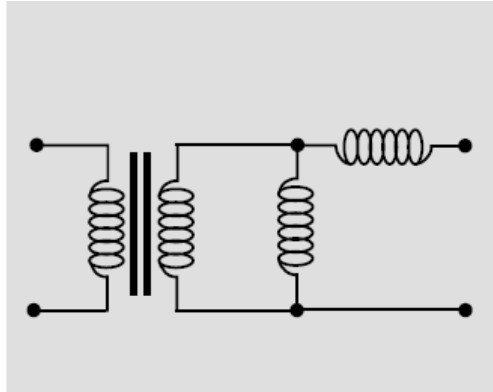
$$\rho_a = \frac{l_2 \rho_1 \rho_2}{(\rho_2 (H - h) + \rho_1 (l_2 + h - H))}$$

2.5. ABSORCIÓN DE ENERGÍA REACTIVA EN TRANSFORMADORES [11]

Para determinar la absorción de energía reactiva se puede representar el esquema equivalente de un transformador ideal como el mostrado en la figura 2.8. La corriente magnetizante tiene un valor prácticamente constante (en torno al 1,8 % de la intensidad a plena carga) desde que el transformador trabaja en vacío hasta que está a plena carga. Por esta razón, y ya que va a existir una absorción prácticamente constante de [Kvar] independientemente de las condiciones de carga, se suele realizar la compensación en vacío de los transformadores.

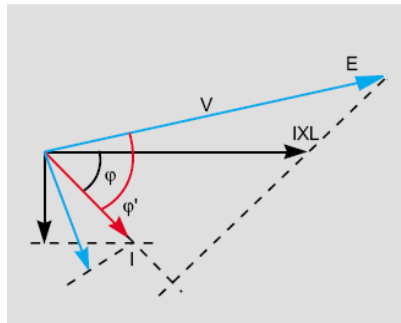
Sin embargo también hay una absorción de reactiva variable con las condiciones de carga del transformador, por lo que está representada en la figura 2.8 una reactancia en serie que daría la absorción por el flujo de corriente.

Figura 2.8. Esquema equivalente de un transformador. [11]



Hasta ahora sólo se ha tenido en cuenta la reactancia paralelo del transformador (magnetizante). Sin embargo la potencia reactiva absorbida por el transformador en funcionamiento no puede despreciarse. Este fenómeno se ilustra en el diagrama vectorial de la figura 2.9. La diferencia entre $E.I.\text{sen}(\varphi')$ y $V.I.\text{sen}(\varphi)$, daría los kVAr absorbidos por la inductancia serie X_L .

Figura 2.9. Absorción de potencia inductiva por la reactancia serie. [11]



Se puede demostrar que este valor es igual a $I^2.X_L$. A partir de esta fórmula se pueden deducir los kVAr absorbidos en función del índice de carga:

Ejemplo:

Transformador de $S_n = 630$ [kVA]

$U_{cc} = 4$ %

- Absorción trifásica a plena carga:

$$\text{kVAr} = I^2.X_L = 630 \times 0,04 = 25,2 \text{ [kVAr]}$$

- Absorción al 50 % de carga:

$$\text{kVAr} = I^2.X_L = 0,5^2 \times 630 \times 0,04 = 6,3 \text{ [kVAr]}$$

Para calcular la absorción total del transformador se deberá adicionar la absorción en vacío (aproximadamente el 1,8 % de la potencia del transformador).

- Absorción en vacío:

$$\text{kVAr} = 1,8 \times 630 / 100 = 11,34 \text{ [kVAr]}$$

- Por lo que la absorción total a plena carga será:

$$\text{kVAr total} = \text{kVAr vacío} + \text{kVAr plena carga} = 11,34 + 25,2 = 36,64 \text{ [kVAr]}$$

2.6. SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA [12]

Un Sistema de Información Geográfica (SIG) es un sistema integrado compuesto por hardware, software, personal, información espacial y procedimientos computarizados, que permite y facilita la recolección, el análisis, gestión o representación de datos espaciales.

El SIG funciona como una base de datos con información geográfica (datos alfanuméricos) que se encuentra asociada por un identificador común a los objetos gráficos de un mapa digital. De esta forma, señalando un objeto se conocen sus atributos e inversamente, preguntando por un registro de la base de datos se puede saber su localización en la cartografía.

El Sistema de Información Geográfica separa la información en diferentes capas temáticas y las almacena independientemente, permitiendo trabajar con ellas de manera

rápida y sencilla, y facilitando al profesional la posibilidad de relacionar la información existente a través de la topología de los objetos, con el fin de generar otra nueva que no podríamos obtener de otra forma.

2.6.1. Funciones de un SIG

Las principales cuestiones que puede resolver un Sistema de Información Geográfica son:

- **Localización:** preguntar por las características de un lugar concreto
- **Condición:** el cumplimiento o no de unas condiciones impuestas al sistema
- **Tendencia:** comparación entre situaciones temporales o espaciales distintas de alguna característica
- **Rutas:** cálculo de rutas óptimas entre dos o más puntos
- **Pautas:** detección de pautas espaciales
- **Modelos:** generación de modelos a partir de fenómenos o actuaciones simuladas

Por ser tan versátiles los sistemas de información geográfica, su campo de aplicación es muy amplio, pudiendo utilizarse en la mayoría de las actividades con un componente espacial.

2.7. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO

Para la elaboración del presente proyecto se utilizaron los siguientes equipos, los cuales fueron facilitados por la Universidad.

2.7.1. Analizador de redes eléctricas [13]

El analizador de redes es un sistema de análisis y medida de la energía eléctrica, que consiste sobre todo en un dispositivo de adquisición de datos, un computador portátil y un software. Los usuarios del analizador de redes pueden realizar las medidas en un ambiente fácil de Windows mientras se va teniendo acceso inmediato a los datos recogidos mediante una base de datos integrada.

El analizador de redes mide mediante tres entradas de tensión a.c. y tres entradas de corriente a.c. a intervalos de tiempo programables, los valores de tensión, corriente, potencia activa y frecuencia de un sistema trifásico, en forma simultánea para las tres fases. Calcula mediante un procesador interno, el factor de potencia, potencias reactivas (inductivas y capacitivas) de las tres fases, así como las energías activa y reactiva (inductiva y capacitiva).

2.7.1.1. Características generales

- Marca: PowerVista/312
- Tensión de alimentación: 120 V ($\pm 10\%$)
- Frecuencia: 50/60 Hz
- Consumo: 25 VA
- Temperatura de trabajo: 0/50 °C
- Circuito de medida: Trifásico
- Rangos de medida de tensión: 0 a 1000 V a.c.(entre fase y neutro)
- Rangos de medida de intensidad: Según pinza
- Precisión: 0,5% de la lectura

2.7.2. Medidor de aislamiento [14]

Es un instrumento también conocido como teraóhmetro, megaóhmetro, megómetro o megger (nombre de un fabricante), que permite medir los altos valores de las resistencias de aislamiento de instalaciones, circuitos, transformadores, motores, etc., aplicando una tensión conocida.

Este proporciona una indicación directa de la resistencia de aislamiento en ohms, megaohms o teraohms independientemente de la tensión seleccionada.

El principio de funcionamiento se basa en la carga de un condensador y su descarga a través de la resistencia a medir, con una tensión aplicada conocida.

2.7.2.1. Características generales

- Marca: BIDDLE INSTRUMENTS
- Modelo: Series I
- Tipo: Análogo
- Rango de medición:

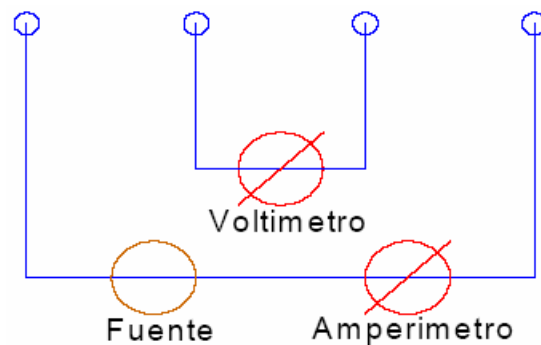
Tensión de prueba [V]	Rango [$G\Omega$]
1000	100
2000	200
3000	300
4000	400
5000	500

- Exactitud: N.E.

2.7.3. Telurómetro [15]

Este instrumento mide de manera práctica los valores de la resistencia de dispersión de una toma de tierra y de la resistividad media de los suelos. Existe una variedad de circuitos del telurómetro para diferentes facilidades de medición pero esencialmente se reducen al esquema de la figura 2.10.

Figura 2.10. Circuito básico de un telurómetro



Entre los bornes exteriores está conectada una fuente de alimentación y un amperímetro que entregan, la primera, la corriente y el segundo la mide. Entre los bornes interiores se encuentra el voltímetro para medir la tensión.

2.7.3.1. Características generales

- Marca: Metrel
- Modelo: MI 2088
- Rango y resolución:

Rango [Ω]	Resolución [Ω]
0,00 – 19,99	0,01
20,0 – 199,99	0,1
200 – 999	1
1000 – 1999	1
2000 – 19999	10

- Tensión de prueba a circuito abierto: 40 V a.c.
- Forma de onda: sinusoidal
- Frecuencia de la tensión de prueba: 125/150 Hz
- Alimentación: 6 V c.c. (pila; 4 x 1,5 V)

3. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

La Universidad Industrial de Santander cuenta en su campus central con un total de 20 transformadores de potencia a 13200 V repartidos en 16 localidades diferentes; las subestaciones son muy diversas en sus características, entre las cuales se encuentran

subestaciones aéreas, tipo jardín, a la vista y encapsuladas, además en un rango de potencias que va desde 75 kVA hasta 500 kVA.

En primera instancia se trabajó en la adquisición de bibliografía, lo cual permitió obtener información sobre los planos eléctricos de algunas subestaciones. Posterior a esta actividad se realizó una inspección visual y recolección de datos de las subestaciones eléctricas con el propósito de conocer el estado actual de operación en cuanto a nivel de salida en baja tensión y a cargabilidad, además se midió la resistencia de aislamiento de cada transformador, la rigidez dieléctrica del aceite, las resistencias de puesta a tierra de las subestaciones y se verificó si la capacidad nominal de los totalizadores, los calibres de los conductores de salida de cada transformador y las dimensiones de los barrajes de B.T. son los adecuados para la capacidad nominal de cada transformador.

Con base en todo esto se plantean algunas recomendaciones cuanto a mantenimiento y rediseños en algunas subestaciones donde la situación actual lo amerite y teniendo en cuenta si estos planteamientos son viables de ejecutar por la Universidad.

En la siguiente tabla se muestra un resumen con los principales atributos de cada una de las subestaciones eléctricas, además de la cargabilidad actual de cada una de ellas. En las subestaciones de Laboratorios de Caracterización y del CENIVAM no fue posible analizar la demanda del transformador, ya que en la primera aun no se encontraba con la carga instalada durante la ejecución de este proyecto y en la segunda el transformador está montado en postería y el TGBT se encuentra por fuera de la edificación.

Tabla 3.1. Resumen de atributos de las subestaciones eléctricas del campus central

Código SIG	Ubicación	Clase	Potencia [kVA]	Relación TRF [V]	Cargabilidad
0101	Lab. de Caracterización	Jardín	225	13200/(214-124)	
0102	Eléctrica Antigua	Encapsulada	300	13200/(216-125)	62,9 %
0103	Ingeniería Civil	A la vista	315	13200/(220-127)	37,0 %
0104	Jorge Bautista Vesga	Jardín	150	13200/(214-124)	54,4 %
0105	Planta de Aceros	A la vista	200	11400/(208-120)	8,8 %
0106	Ingeniería Química	A la vista	225	13200/(228-132)	28,9 %
0107	Laboratorios Livianos	A la vista	400	13200/(208-120)	48,6 %
0108	Ciencias Humanas	Jardín	400	13200/(215-124)	42,4 %

0109	CENTIC	Encapsulada	500	13200/(228-132)	24,8 %
0110	CENTIC	Encapsulada	500	13200/(216-125)	32,8 %
0111	Biblioteca	Encapsulada	315	11400/(208-120)	60,4 %
0112	Biblioteca	Encapsulada	315	11400/(440-254)	67,9 %
0113	Ingeniería Mecánica	A la vista	160	13200/(231-133)	56,4 %
0114	INSED	Encapsulada	150	13200/(220-127)	43,9 %
0115	Administración	A la vista	75	13200/(220-127)	26,1 %
0116	Administración	A la vista	200	11400/(208-120)	74,4 %
0117	Luís A. Calvo	A la vista	100	13200/(220-127)	18,6 %
0118	Luís A. Calvo	A la vista	150	11400/(440-254)	59,6 %
0119	Coliseo	Jardín	400	13200/(214-124)	11,6 %
0120	CENIVAM	Aérea	75	13200/(220-127)	

En las diferentes secciones de este capítulo se encuentran tablas más detalladas con los atributos de cada subestación y los de su respectivo tablero general de baja tensión.

3.1. ELÉCTRICA ANTIGUA

La subestación de Eléctrica Antigua es la mas importante, debido a que a ella llega la acometida principal de media tensión de la Universidad; allí se encuentra el seccionador principal y un barraje premoldeado de media tensión del cual se alimentan subterráneamente todas las demás subestaciones de la Universidad excepto las subestaciones de Ciencias Humanas, Coliseo y CENIVAM.

Figura 3.1. Barraje premoldeado de media tensión



La subestación además de contar con el seccionador principal y el barraje premoldeado de media tensión, también cuenta con un transformador de potencia con su respectivo seccionador y un tablero general de baja tensión.

El seccionador bajo carga para uso interior que cuenta el transformador se alimenta directamente del barraje premoldeado de media tensión mediante cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar.

3.1.1. Atributos

Tabla 3.2. Atributos subestación Eléctrica Antigua

Código SIG:	0102	Clase:	Encapsulada	Potencia TRF:	300 kVA
Relación TRF:	13200/(216-125) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	4,24%
Corriente cc:	18,9 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones TRF:	1,4x1,0x1,3 m
Fabricante TRF:	Andina de TRF	Año:	1982	TAPS:	1 13800 V
Tipo seccionador:	Seccionador bajo carga para uso interior				2 13453 V
Tipo fusible:	Bayoneta	Tipo pararrayo:	N/A		3** 13110 V
In fusible:	16 A	Tensión pararrayo:	N/A		4 11981 V
Tensión fusible:	24 kV	Id pararrayo:	N/A		5 11680 V
Observaciones:	Ninguna				6 11400 V
					7 11175 V
				** Tap actual	8 10830 V

Tabla 3.3. Atributos TGBT, subestación Eléctrica Antigua

Código SIG:	01021	Acometida:	Cu 3(3#500 MCM TW) + 2(1#400 MCM TW) +1#1/0 AWG t	
In Totalizador:	(500 - 800) A	Icc Totalizador:	125 kA	Fabricante Tot: Mitsubishi
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 2" x 1/2"	In Barraje: 1130 A
Dimensiones Tablero:	2,0x1,5x2,2 m	Vn DPS:	-----	Id DPS: -----
Observaciones:	El tablero no tiene DPS			

En el diagrama unifilar de media tensión y en el Sistema de Información Geográfica (SIG), también podrá obtener información acerca de los atributos de las subestaciones y de los Tableros Generales de Baja Tensión (TGBT).

3.1.2. Diagnóstico

A todas las subestaciones de la Universidad se les realizó un diagnóstico general, el cual está dividido en cinco partes: Inspección visual, análisis de demanda del transformador, resistencia de aislamiento del transformador, rigidez dieléctrica de su aceite y resistencia del sistema de puesta a tierra.

3.1.2.1. Inspección visual

En primera instancia verificamos que las capacidades de corriente de los fusibles, del totalizador, de la acometida y del barraje sean las adecuadas de acuerdo a la capacidad nominal del transformador.

Corriente nominal MT transformador	: 13,1 A
Corriente nominal BT transformador	: 801,8 A
Corriente nominal fusible MT	: 16 A
Corriente nominal totalizador	: (500 - 800) A dial: 800 A
Corriente nominal acometida (aire libre)	: 1545 A
Corriente nominal barraje según normas DIN 46433	: 1130 A

Los fusibles, el totalizador, la acometida y el barraje de BT se encuentran bien especificados.

La subestación de Eléctrica Antigua en términos generales está muy descuidada en cuanto a mantenimiento se refiere, descuidos que pueden atentar contra la salud humana y el buen funcionamiento de los equipos e instalaciones que dependen de ella. Estas son los principales defectos de la subestación:

- El cuarto de la subestación se ha convertido prácticamente en una bodega, donde se guardan cualquier tipo de chatarra y escombros.
- Las tapas de los gabinetes que encierran el barraje premoldeado de media tensión, transformador y el tablero general de baja tensión se encuentran en mal estado y por lo tanto no ofrecen seguridad al personal.
- Los cárcamos existentes no tienen las tapas, siendo esto un problema de seguridad para cualquier persona.
- El transformador presenta fugas de aceite por los bujes de baja y media tensión, además el nivel de aceite es muy bajo.

Figura 3.2. Subestación Eléctrica Antigua



3.1.2.2. Análisis de demanda del transformador

A los datos de potencia de todas las subestaciones se les agregó la potencia reactiva absorbida por el transformador según la sección 2.5, por lo tanto las gráficas de potencia y factor de potencia de todas las subestaciones corresponden al lado de MT de los transformadores.

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador de Eléctrica Antigua, el día martes 28 de noviembre de 2006.

Figura 3.3. Perfil de tensiones de fase, transformador Eléctrica Antigua

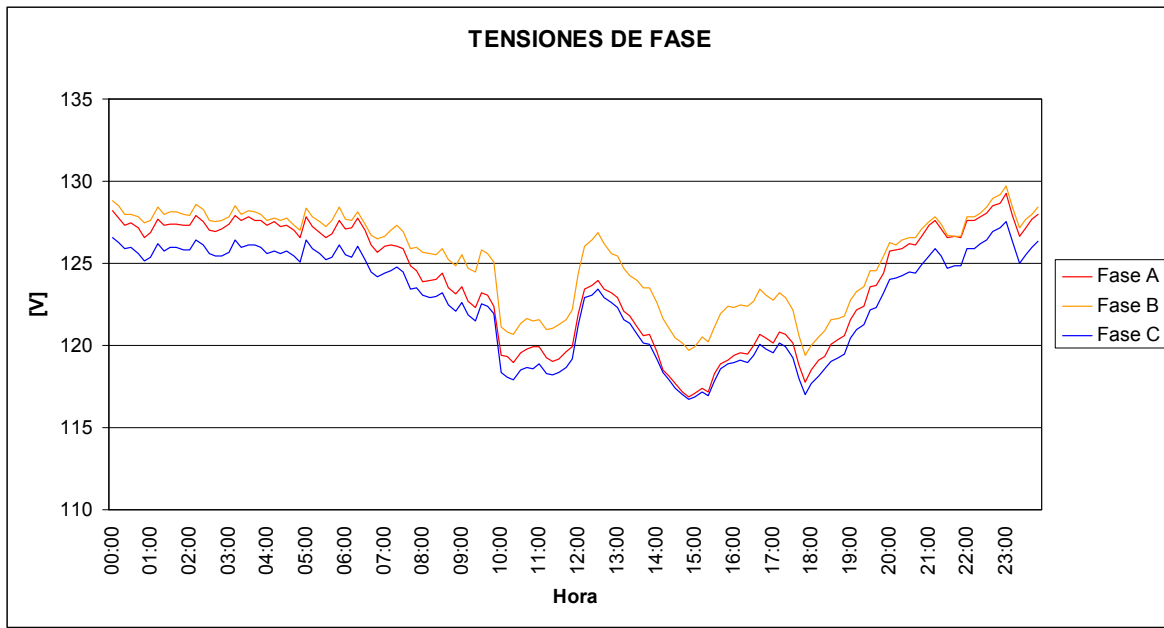


Figura 3.4. Perfil de corrientes de fase, transformador Eléctrica Antigua

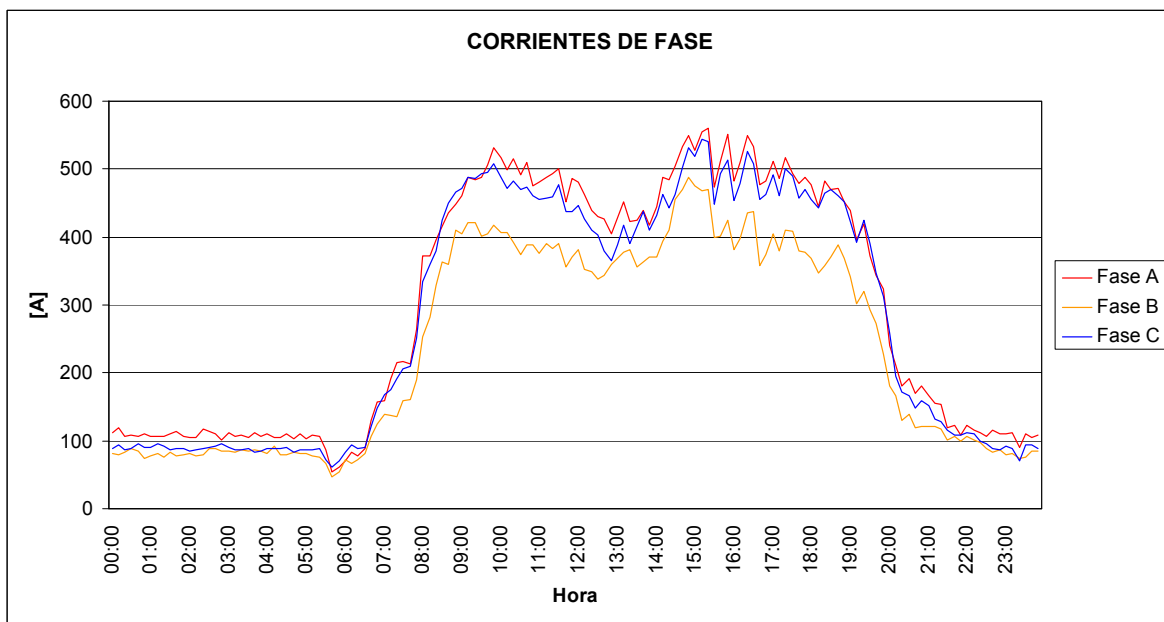


Figura 3.5. Perfil de potencias, transformador Eléctrica Antigua

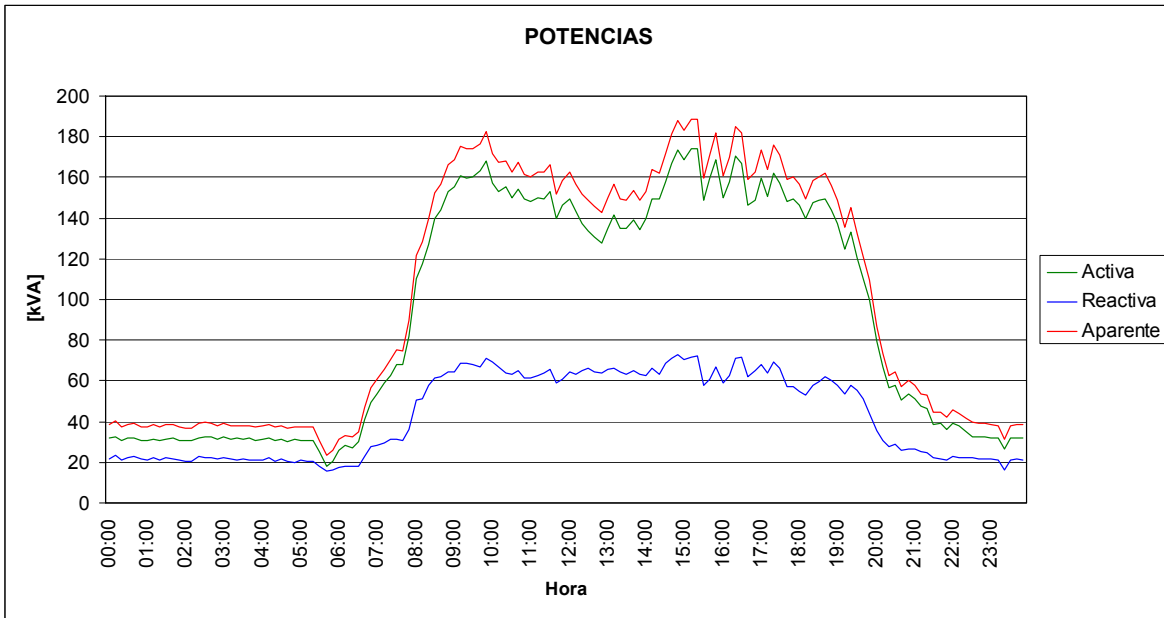
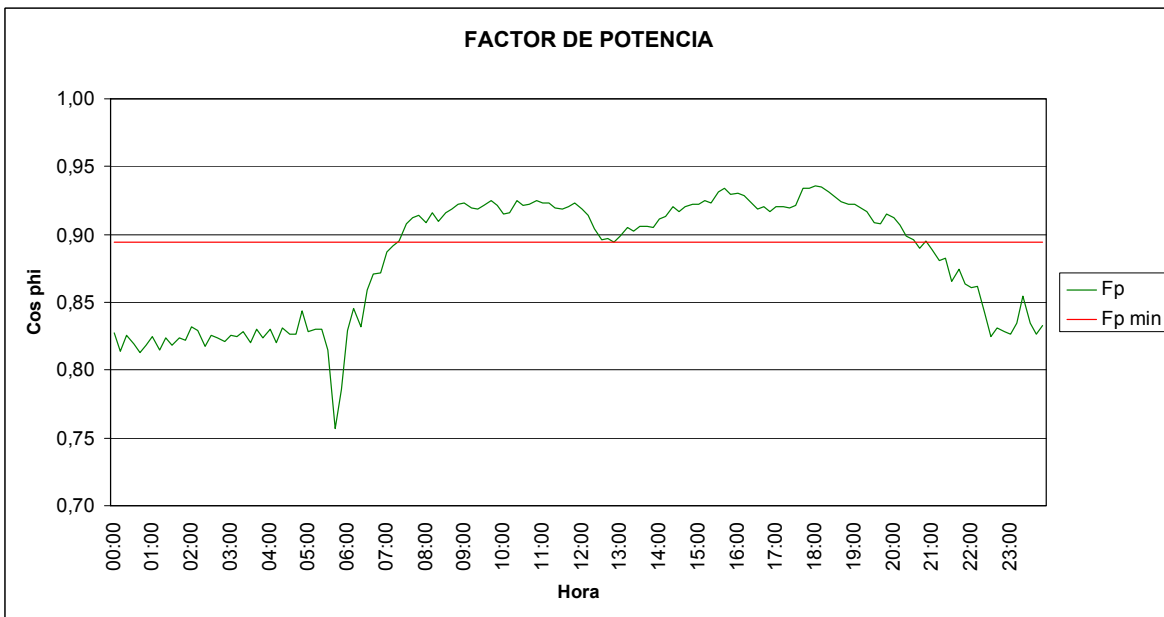


Figura 3.6. Perfil del factor de potencia, transformador Eléctrica Antigua



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap es adecuada, pues da como resultado una tensión promedio de 124,0 V. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son las siguientes:

Tabla 3.4. Tensiones según posición tap, transformador Eléctrica Antigua

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	13800	117,8
2	13453	120,8
3	13110	124,0
4	11981	135,7
5	11680	139,2
6	11400	142,6
7	11175	145,5
8	10830	150,1

Del perfil de corrientes de fase se observa un ligero desbalance en estas, sobre todo en la fase B que se encuentra 50 A por debajo aproximadamente; este desbalance no es significativo y se puede considerar como normal.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 3:20 p.m. con un valor de 188,8 kVA, que representa un 62,9% del valor nominal, por lo cual este transformador cuenta con una disponibilidad de 111,2 kVA.

Se observa que el factor de potencia decae del valor penalizable (0,89) entre las 8 p.m. y las 7 a.m. aproximadamente, esto debido al poco consumo de carga activa en ese horario y al consumo reactivo propio del transformador, además de las posibles cargas reactivas que quedan energizadas en esas horas. (Ej.: estabilizadores).

3.1.2.3. Resistencia de aislamiento del transformador

El 11 de marzo de 2007 se realizó la medición de resistencia de aislamiento a todos los transformadores de la Universidad entre los devanados de alta tensión y baja tensión y tierra, con una tensión de prueba de CD 5000 V en un minuto. Estas mediciones y sus respectivos análisis se realizaron teniendo en cuenta la sección 2.2.

Tabla 3.5. Resistencia de aislamiento, transformador Eléctrica Antigua

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	400
Alta / Tierra	600
Baja / Tierra	450

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{C * E}{\sqrt{kVA}} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{300}} = 1443[M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por debajo del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en pobres condiciones.

Debido a la mala condición de aislamiento presentada por el transformador, del 15 al 22 de abril de 2007 se le realizó un mantenimiento preventivo en taller el cual incluyó proceso de termo-vacío al aceite, secado de las bobinas en horno, reposición de aceite perdido y cambio de empaques.

3.1.2.4. Rigidez dieléctrica del aceite

El 11 de marzo de 2007 se tomaron las muestras de aceite de todos los transformadores de la Universidad excepto los del CENTIC y los transformadores tipo jardín. Las pruebas de rigidez dieléctrica y sus respectivos análisis se realizaron teniendo en cuenta la sección 2.3.

Tabla 3.6. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador Eléctrica Antigua

Prueba	1	2	3	4	5	Promedio
Tensión de ruptura [kV]	32	32	31	31	33	31,8

La tensión de ruptura promedio está por encima del valor mínimo recomendado 30 kV.

3.1.2.5. Resistencia del sistema de puesta a tierra

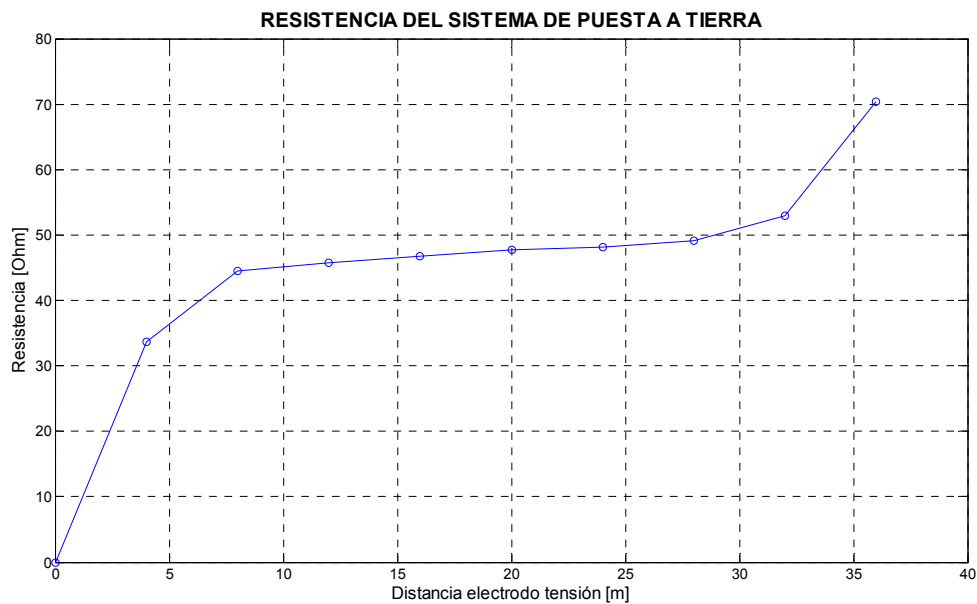
La subestación presenta un sistema de puesta a tierra conformado por una malla de dos retículas y seis cajas de inspección, en las cuatro esquinas se encuentran ubicadas cuatro varillas de cobre de 5/8" de diámetro y de 8' de profundidad (1,59 x 244) cm. La malla está interconectada por medio de un conductor de cobre 3/0 AWG desnudo y las conexiones son del tipo exotérmico. La malla de puesta a tierra se encuentra a tres metros de distancia de la subestación.

En general la malla de puesta a tierra se ve muy deteriorada por el paso del tiempo, algunas conexiones se han soltado, el conductor se ve en muy malas condiciones y las cajas de inspección están prácticamente destruidas.

Tabla 3.7. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Eléctrica Antigua

Distancia [m]	0	4	8	12	16	20	24	28	32	36	40
Resistencia [Ω]	0	33,7	44,5	45,8	46,7	47,8	48,2	49,1	53,0	70,3	1474

Figura 3.7. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Eléctrica Antigua



De la tabla de valores y la gráfica de medida de la resistencia de la malla, se observa que la región plana de la curva se encuentra alrededor del 62% de distancia del electrodo de tensión, por lo tanto se puede afirmar que la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación es de 48,2 Ω .

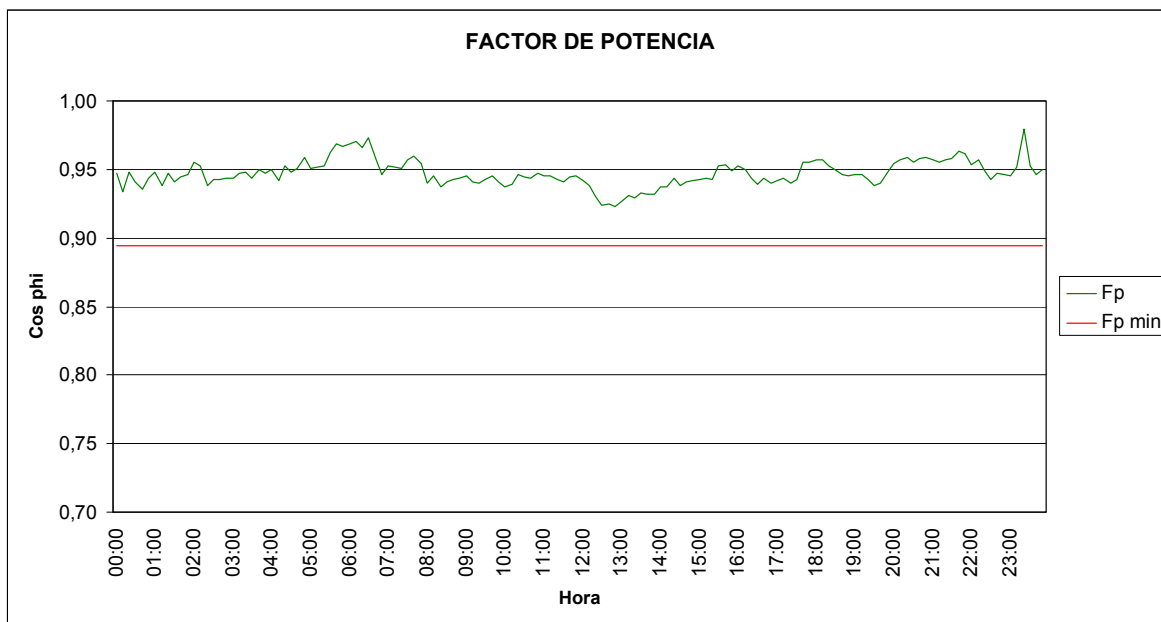
Este valor de resistencia de puesta a tierra es muy elevado y excede el valor máximo recomendado para este tipo de subestaciones por la norma ESSA 2005 en su sección 2.1.6. El valor máximo recomendado es de 10 Ω .

Es posible que este valor de resistencia tan alto se deba al mal estado del sistema de puesta a tierra y/o a los altos valores de resistividad que presenta el terreno aledaño a la subestación.

3.1.3. Recomendaciones

- La NTC 2050 recomienda que el cuarto de la subestación no se debe utilizar para el almacenaje de materiales, por lo tanto se recomienda sacar todos esos materiales de la subestación.
- Se recomienda reparar las cerraduras de las tapas de los gabinetes que encierran el barraje premoldeado de media tensión, el transformador y el tablero general de baja tensión.
- Los cárcamos existentes en la subestación deben tener sus tapas y así evitar un posible accidente por la falta de estas.
- Para corregir el problema del factor de potencia aguas arriba del transformador es necesario instalar un banco de condensadores de 10,8 kVAr, mediante un breaker al barraje de baja tensión. Con la instalación de este banco de condensadores se esperaría el siguiente comportamiento del factor de potencia.

Figura 3.8. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 10,8 kVAr, transformador Eléctrica Antigua



- Características del banco de condensadores a instalar

Marca	Tipo	Referencia	Potencia	Tensión	Frecuencia
Merlin Gerin	Varplus M1	52412	5,4 kVAr	220 V	60 Hz
Merlin Gerin	Varplus M1	52412	5,4 kVAr	220 V	60 Hz

- Características del breaker a instalar con el banco de condensadores

Marca	Tipo	Referencia	I nominal	Tensión	I cc
Merlin Gerin	EasyPact	EZC100N3040C	40 A	240 V	25 kA

- El sistema de puesta a tierra de la subestación requiere de un rediseño debido a que presentó un valor de resistencia de 48,2 Ω . Para efectuar el rediseño se midió la resistividad del terreno adyacente a la subestación mediante el método de Wenner y se obtuvieron los siguientes valores:

Tabla 3.8. Resistividad del terreno, subestación Eléctrica Antigua

a [m]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ρ [Ω m]	79	73	210	299	283	195	216	360	500	615

Para determinar la resistencia de una malla a tierra con varillas es recomendable la formula de Swcharz, según la sección 2.4.3.

Entonces, se va a calcular la resistencia de puesta a tierra de una malla conformada por una retícula cuadrada de 4,5 m de lado y cuatro cajas de inspección, en las cuatro esquinas se encuentran ubicadas cuatro varillas de cobre de 5/8" de diámetro y de 8' de profundidad (1,59 x 244) cm. La malla está interconectada por medio de un conductor de cobre N° 3/0 AWG desnudo y las conexiones son del tipo exotérmico.

$\rho_1 = 76 \Omega\text{m}$	$H = 2 \text{ m}$
$\rho_2 = 335 \Omega\text{m}$	$l_1 = 18 \text{ m}$
$l_2 = 2,44 \text{ m}$	$h = 0,2 \text{ m}$
$a = 4,5 \text{ m}$	$b = 4,5 \text{ m}$
$A = 20,25 \text{ m}^2$	$n = 4$
$d_1 = 0,01194 \text{ m}$ (Cu N° 3/0 AWG desnudo)	$d_2 = 0,0159 \text{ m}$
$K_1 = 1,15$	$K_2 = 4,78$

$$h' = \sqrt{d'h} = \sqrt{0,01194 \times 0,2} = 0,04887[m]$$

$$\rho_a = \frac{l_2 \rho_1 \rho_2}{(\rho_2 (H - h) + \rho_1 (l_2 + h - H))} = \frac{2,44 \times 76 \times 335}{(335(2 - 0,2) + 76(2,44 + 0,2 - 2))} = 95,332[\Omega\text{m}]$$

$$R_1 = \left(\frac{\rho_1}{\pi l_1} \right) \left[\text{Ln} \left(\frac{2l_1}{h'} \right) + K_1 \left(\frac{l_1}{\sqrt{A}} \right) - K_2 \right]$$

$$R_1 = \left(\frac{76}{18\pi} \right) \left[\text{Ln} \left(\frac{2 \times 18}{0,04887} \right) + 1,15 \left(\frac{18}{\sqrt{20,25}} \right) - 4,78 \right] = 8,6312[\Omega]$$

$$R_2 = \left(\frac{\rho_a}{2n\pi l_2} \right) \left[\text{Ln} \left(\frac{8l_2}{d_2} \right) - 1 + 2K_1 \left(\frac{l_2}{\sqrt{A}} \right) (\sqrt{n} - 1)^2 \right]$$

$$R_2 = \left(\frac{95,332}{2\pi \times 4 \times 2,44} \right) \left[\text{Ln} \left(\frac{8 \times 2,44}{0,0159} \right) - 1 + 2 \times 1,15 \left(\frac{2,44}{\sqrt{20,25}} \right) (\sqrt{4} - 1)^2 \right] = 11,442[\Omega]$$

$$R_{12} = \left(\frac{\rho_a}{\pi l_1} \right) \left[\text{Ln} \left(\frac{2l_1}{l_2} \right) + K_1 \left(\frac{l_1}{\sqrt{A}} \right) - K_2 + 1 \right]$$

$$R_{12} = \left(\frac{95,332}{18\pi} \right) \left[\text{Ln} \left(\frac{2 \times 18}{2,44} \right) + 1,15 \left(\frac{18}{\sqrt{20,25}} \right) - 4,78 + 1 \right] = 5,92[\Omega]$$

$$R_m = \frac{R_1 R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}} = \frac{8,6312 \times 11,442 - 5,92^2}{8,6312 + 11,442 - 2 \times 5,92} = 7,738[\Omega]$$

El valor de la resistencia de puesta a tierra de la malla diseñada es menor que lo estipulado por la norma ESSA 2005, por lo tanto se concluye que este diseño es adecuado para una futura construcción de la malla a tierra.

3.1.4. Cantidades de obra y presupuesto

A continuación se presentan los costos directos de las obras requeridas en la subestación de Eléctrica Antigua.

ÍTEM: 1					
OBRA: MONTAJE BANCO DE CONDENSADORES 10,8 kVAR					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Banco de condensadores 5,4 kVAr, Varplus M1, Merlin Gerin	2	UN	\$ 482.100	\$ 964.200
2	Totalizador 40 A, Merlin Gerin	1	UN	\$ 216.000	\$ 216.000
3	Cable Cu N° 8 AWG THHN	10	m	\$ 3.211	\$ 32.110
4	Accesorios	1	Gl	\$ 20.000	\$ 20.000
SUBTOTAL					\$ 1.232.310
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Técnico	1	1	\$ 40.000	\$ 40.000
2	Herramienta menor	1	1	\$ 10.000	\$ 10.000
SUBTOTAL					\$ 50.000
COSTO DIRECTO					\$ 1.282.310

ÍTEM: 2					
OBRA: CONSTRUCCIÓN MALLA A TIERRA					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Cable Cu N° 3/0 AWG desnudo	25	m	\$ 35.446	\$ 886.150
2	Varilla de cobre 5/8" x 2,44 m con conector	4	UN	\$ 85.900	\$ 343.600
3	Soldadura exotérmica x 150g	1	UN	\$ 14.500	\$ 14.500
4	Caja de concreto con tapa 25 x 25 x25 cm	4	UN	\$ 11.000	\$ 44.000
5	Accesorios	1	Gl	\$ 50.000	\$ 50.000
SUBTOTAL					\$ 1.338.250
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Técnico	1	2	\$ 40.000	\$ 80.000
2	Auxiliar	1	2	\$ 30.000	\$ 60.000
3	Equipo de soldadura	1	1	\$ 30.000	\$ 30.000
4	Herramienta menor	1	2	\$ 20.000	\$ 20.000
SUBTOTAL					\$ 190.000
COSTO DIRECTO					\$ 1.528.250

3.2. INGENIERÍA CIVIL

El edificio de Ingeniería Civil cuenta con una subestación de 315 kVA, a la vista tipo interior, la cual se encuentra ubicada en el costado occidental del edificio en el primer piso. Esta subestación se alimenta del barraje premoldeado de media tensión existente en la subestación de Eléctrica Antigua por medio de una acometida subterránea Cu 2 AWG XLPE 15 kV tripolar, la cual llega a la caja cortacircuitos de la subestación. Aguas arriba de la caja cortacircuitos salen dos acometidas, las cuales alimentan las subestaciones de Ingeniería Química y Planta de Aceros.

3.2.1. Atributos

El transformador además de alimentar el tablero ubicado en la subestación, también alimenta un tablero ubicado en los salones del postgrado de Ingeniería Mecánica en el segundo piso del edificio, por esto se muestran dos tablas de atributos de los tableros generales de baja tensión.

Tabla 3.9. Atributos subestación Ingeniería Civil

Código SIG:	0103	Clase:	A la vista	Potencia TRF:	315 kVA
Relación TRF:	13200/(220-127) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	4,06%
Corriente cc:	20 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones TRF:	1,8x1,2x1,4 m
Fabricante TRF:	Siemens	Año:	2001	TAPS:	1 13530 V
Tipo seccionador:	Caja cortacircuitos				2** 13200 V
Tipo fusible:	Hilo	Tipo pararrayo:	N/A		3 12870 V
In fusible:	20 A	Tensión pararrayo:	N/A		4 12540 V
Tensión fusible:	15 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	5 12210 V
Observaciones:	El 30 de diciembre de 2006, se movió el tap de la posición 3 a la posición 2; esto acorde a los datos obtenidos con el analizador de redes.				

Tabla 3.10. Atributos TGBT(a), subestación Ingeniería Civil

Código SIG:	01031	Acometida:	Cu 2(3#350 MCM TW) + 1#350 MCM TW + 1#1/0 AWG t		
In Totalizador:	500 A	Icc Totalizador:	(1,5 - 550) kA	Fabricante Tot::	Mitsubishi
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 2" x 3/16"	In Barraje:	610 A
Dimensiones Tablero:	0,8x0,7x2,0 m	Vn DPS:	-----	Id DPS:	-----
Observaciones:	El tablero no tiene DPS				

Tabla 3.11. Atributos TGBT (b), subestación Ingeniería Civil

Código SIG:	01032	Acometida:	Cu 3#2/0 AWG THHN + 1#1/0 AWG THHN + 1#6 AWG t		
In Totalizador:	(160 - 400) A	Icc Totalizador:	85 kA	Fabricante Tot::	Merlin Gerin
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 1 1/2" x 1/4"	In Barraje:	610 A
Dimensiones Tablero:	0,8x0,3x0,9 m	Vn DPS:	-----	Id DPS:	-----
Observaciones:	Este tablero se encuentra ubicado en los salones de postgrado de Ing. Mecánica, ala sur segundo piso del edificio de Ingeniería Civil. El tablero no tiene DPS.				

3.2.2. Diagnóstico

3.2.2.1. Inspección visual

Corriente nominal MT transformador	: 13,8 A
Corriente nominal BT transformador	: 826,7 A
Corriente nominal fusible MT	: 20 A
Corriente nominal totalizador (a)	: 500 A
Corriente nominal acometida (a) (cárcamo ventilado)	: 840 A

Corriente nominal barraje (a) según normas DIN 46433	: 610 A
Corriente nominal totalizador (b)	: (160 - 400) A dial: 160 A
Corriente nominal acometida (b) (tubería PVC)	: 195 A
Corriente nominal barraje (b) según normas DIN 46433	: 610 A

Tanto los fusibles, los totalizadores, la acometidas y los barrajes de BT se encuentran bien especificados; pero hay que tener en cuenta que el dial de disparo del totalizador (b) no se debe ajustar por encima de 195 A, ya que este es el valor nominal de su acometida.

La subestación de Ingeniería Civil en términos generales se encuentra en buen estado aunque presenta ciertos descuidos de mantenimiento:

- En el cuarto de la subestación es usado con frecuencia para depositar material desechable y chatarra.
- Los cárcamos existentes no tienen las tapas, siendo esto un problema de seguridad para cualquier persona.

Figura 3.9. Subestación Ingeniería Civil



3.2.2.2. Análisis de demanda del transformador

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador de Ingeniería Civil, el día martes 7 de noviembre de 2006.

Figura 3.10. Perfil de tensiones de fase, transformador Ingeniería Civil

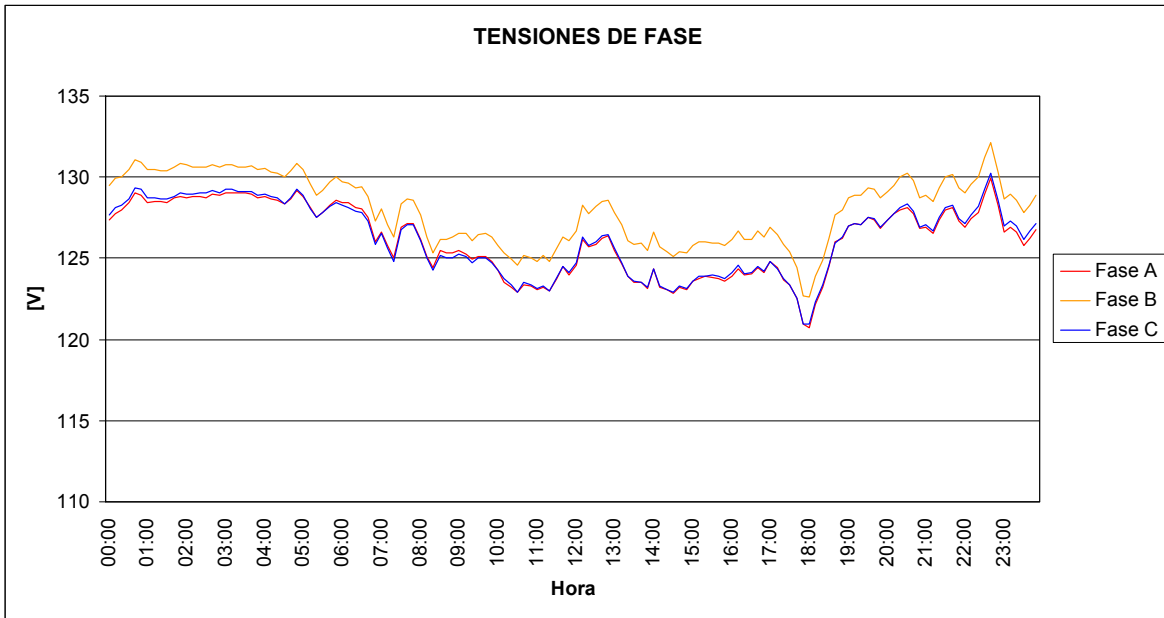


Figura 3.11. Perfil de corrientes de fase, transformador Ingeniería Civil

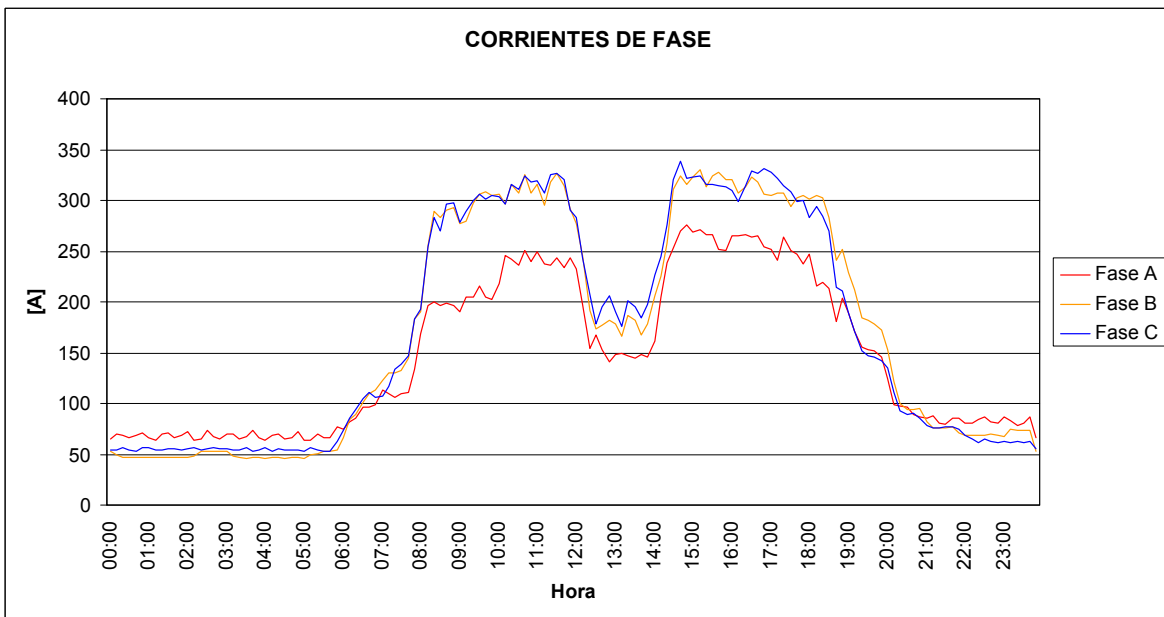


Figura 3.12. Perfil de potencias, transformador Ingeniería Civil

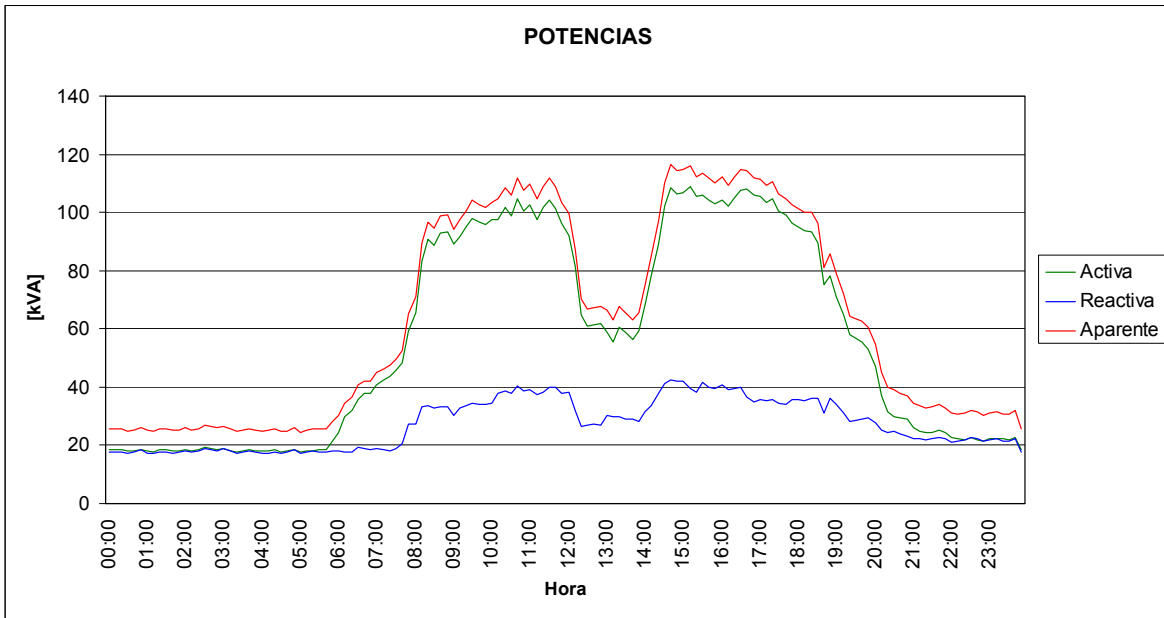
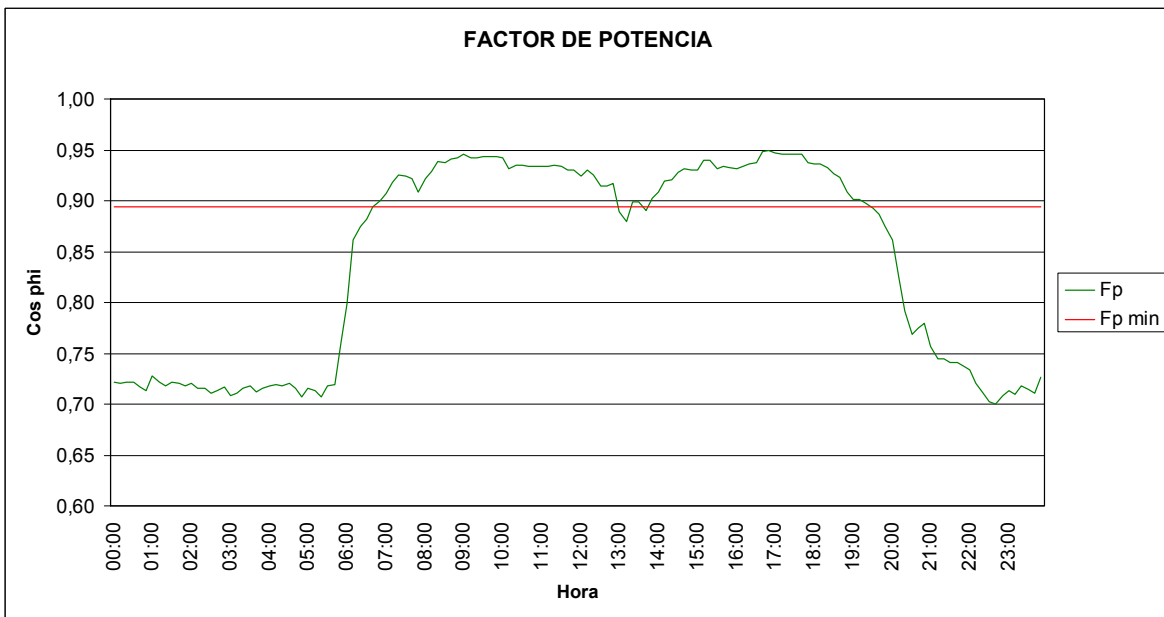


Figura 3.13. Perfil del factor de potencia, transformador Ingeniería Civil



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap no es adecuada, pues da como resultado una tensión promedio de 126,8 V, la cual es una tensión muy elevada según la norma ESSA 2005. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son las siguientes:

Tabla 3.12. Tensiones según posición tap, transformador Ingeniería Civil

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	13530	120,6
2	13200	123,6
3	12870	126,8
4	12540	130,2
5	12210	133,7

Con base en la tabla 3.12, el 30 de diciembre de 2006 se cambió la posición del tap, de la posición 3 a la posición 2.

Del perfil de corrientes de fase se observa un ligero desbalance en estas, sobre todo en la fase A que se encuentra 50 A por debajo aproximadamente; este desbalance no es significativo y se puede considerar como normal.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 2:40 p.m. con un valor de 116,5 kVA, que representa un 37% del valor nominal, por lo cual este transformador cuenta con una disponibilidad de 198,5 kVA.

Se observa que el factor de potencia decae del valor penalizable (0,89) entre las 8 p.m. y las 7 a.m. aproximadamente, esto debido al poco consumo de carga activa en ese horario y al consumo reactivo propio del transformador, además de las posibles cargas reactivas que quedan energizadas en esas horas. (Ej.: estabilizadores).

3.2.2.3. Resistencia de aislamiento del transformador

Tabla 3.13. Resistencia de aislamiento, transformador Ingeniería Civil

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	8000
Alta / Tierra	8000
Baja / Tierra	4000

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{315}} = 1116[M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por encima del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en buenas condiciones.

3.2.2.4. Rigidez dieléctrica del aceite

Tabla 3.14. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador Ingeniería Civil

Prueba	1	2	3	4	5	Promedio
Tensión de ruptura [kV]	35	30	24	36	33	31,6

La tensión de ruptura promedio está por encima del valor mínimo recomendado 30 kV.

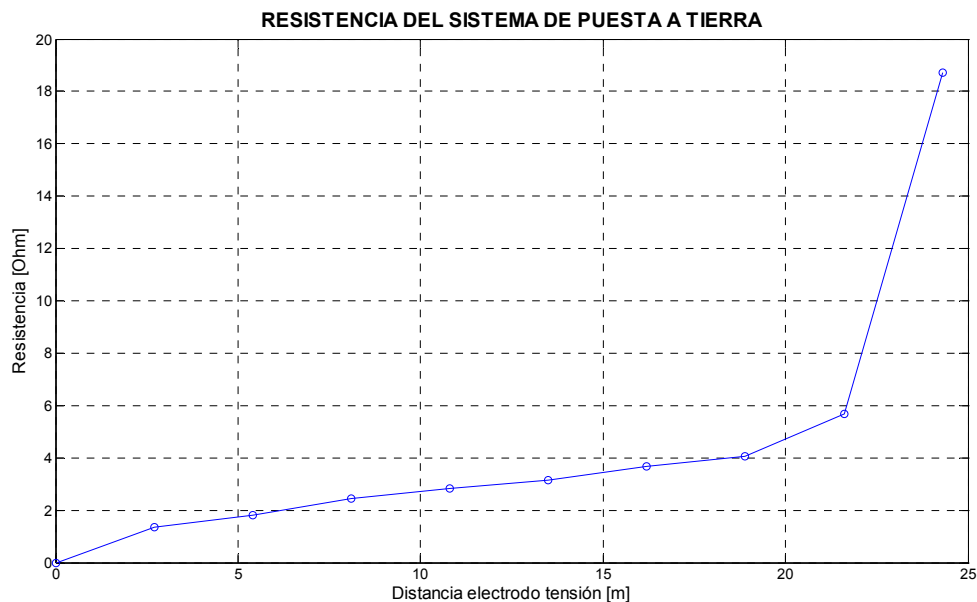
3.2.2.5. Resistencia del sistema de puesta a tierra

La subestación presenta un sistema de puesta a tierra conformado por una malla de dos retículas y seis cajas de inspección, en las cuatro esquinas se encuentran ubicadas cuatro varillas de cobre de 5/8" de diámetro y de 8' de profundidad (1,59 x 244) cm. La malla está interconectada por medio de un conductor de cobre N° 2/0 AWG desnudo y las conexiones son del tipo exotérmico.

Tabla 3.15. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Ingeniería Civil

Distancia [m]	0	2,7	5,4	8,1	10,8	13,5	16,2	18,9	21,6	24,3	27
Resistencia [Ω]	0	1,36	1,81	2,46	2,84	3,13	3,69	4,05	5,69	18,7	1179

Figura 3.14. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Ingeniería Civil

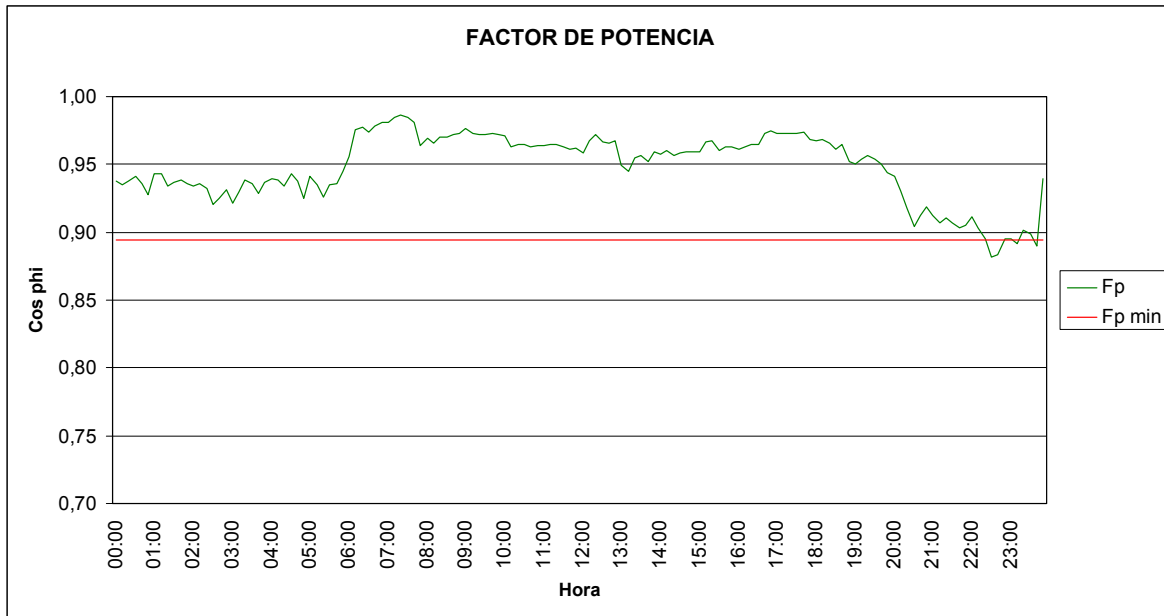


De la tabla de valores y la gráfica de medida de la resistencia de la malla, se observa que la región plana de la curva se encuentra alrededor del 62% de distancia del electrodo de tensión, por lo tanto se puede afirmar que la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación es de 3,69 Ω .

3.2.3. Recomendaciones

- El dial del totalizador (b) nunca se debe ajustar por encima de 195 A.
- Los cárcamos existentes en la subestación deben tener sus tapas y así evitar un posible accidente por la falta de estas.
- Para corregir el problema del factor de potencia en la subestación es necesario instalar un banco de condensadores de 10,8 kVAR, mediante un breaker al barraje de baja tensión. Con la instalación de este banco de condensadores se esperarí el siguiente comportamiento del factor de potencia aguas arriba del transformador.

Figura 3.15. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 10,8 kVAr, transformador Ingeniería Civil



- Características del banco de condensadores a instalar

Marca	Tipo	Referencia	Potencia	Tensión	Frecuencia
Merlin Gerin	Varplus M1	52412	5,4 kVAr	220 V	60 Hz
Merlin Gerin	Varplus M1	52412	5,4 kVAr	220 V	60 Hz

- Características del breaker a instalar con el banco de condensadores

Marca	Tipo	Referencia	I nominal	Tensión	I cc
Merlin Gerin	EasyPact	EZC100N3040C	40 A	240 V	25 kA

3.2.4. Cantidades de obra y presupuesto

A continuación se presentan los costos directos de las obras requeridas en la subestación de Ingeniería Civil.

ÍTEM: 3					
OBRA: MONTAJE BANCO DE CONDENSADORES 10,8 kVAr					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Banco de condensadores 5,4 kVAr, Varplus M1, Merlin Gerin	2	UN	\$ 482.100	\$ 964.200
2	Totalizador 40 A, Merlin Gerin	1	UN	\$ 216.000	\$ 216.000
3	Cable Cu N° 8 AWG THWN	10	m	\$ 3.211	\$ 32.110
4	Accesorios	1	Gl	\$ 20.000	\$ 20.000
SUBTOTAL					\$ 1.232.310
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Técnico	1	1	\$ 40.000	\$ 40.000
2	Herramienta menor	1	1	\$ 10.000	\$ 10.000
SUBTOTAL					\$ 50.000
COSTO DIRECTO					\$ 1.282.310

3.3. INGENIERÍA QUÍMICA

El edificio de Ingeniería Química cuenta con una subestación de 225 kVA, a la vista tipo interior, la cual se encuentra ubicada en el costado norte del edificio en el primer piso.

Esta subestación se alimenta directamente aguas arriba de la caja cortacircuitos existente en la subestación de Ingeniería Civil por medio de una acometida subterránea Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar, la cual llega a la caja cortacircuitos de la subestación.

3.3.1. Atributos

Tabla 3.16. Atributos subestación Ingeniería Química

Código SIG:	0106	Clase:	A la vista	Potencia TRF:	225 kVA
Relación TRF:	13200/(228-131,6) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	3,95%
Corriente cc:	14,4 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones TRF:	1,7x1,0x1,2 m
Fabricante TRF:	ABB	Año:	2004	TAPS:	1** 13530 V
Tipo seccionador:	Caja cortacircuitos				2 13200 V
Tipo fusible:	Hilo	Tipo pararrayo:	N/A		3 12870 V
In fusible:	10 A	Tensión pararrayo:	N/A		4 12540 V
Tensión fusible:	15 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	5 12210 V
Observaciones:	El 30 de diciembre de 2006, se movió el tap de la posición 2 a la posición 1; esto acorde a los datos arrojados por el analizador de redes.				

Tabla 3.17. Atributos TGBT, subestación Ingeniería Química

Código SIG:	01061	Acometida:	Cu 3#350 MCM THHN + 1#350 MCM THHN + 2(1#6 AWG THHN) t		
In Totalizador:	(160 - 400) A	Icc Totalizador:	85 kA	Fabricante Tot:	Merlin Gerin
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 2" x 1/4"	In Barraje:	690 A
Dimensiones Tablero:	1,8x0,8x1,8 m	Vn DPS:	-----	Id DPS:	-----
Observaciones:	El tablero no tiene DPS				

3.3.2. Diagnóstico

3.3.2.1. Inspección visual

Corriente nominal MT transformador	: 9,8 A
Corriente nominal BT transformador	: 569,7 A
Corriente nominal fusible MT	: 10 A
Corriente nominal totalizador	: (160 - 400) A dial: 400 A
Corriente nominal acometida (cárcamo ventilado)	: 570 A
Corriente nominal barraje según normas DIN 46433	: 690 A

Los fusibles, el totalizador, la acometida y el barraje de BT se encuentran bien especificados.

3.3.2.2. Análisis de demanda del transformador

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador de Ingeniería Química, el día jueves 16 de noviembre de 2006.

Figura 3.16. Perfil de tensiones de fase, transformador Ingeniería Química

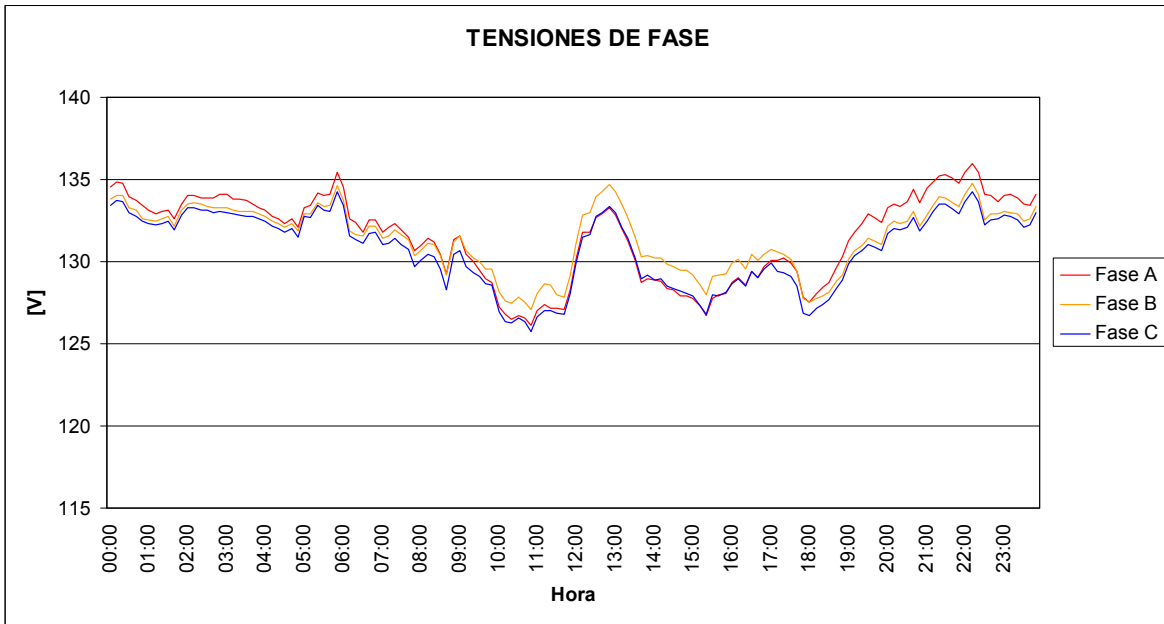


Figura 3.17. Perfil de corrientes de fase, transformador Ingeniería Química

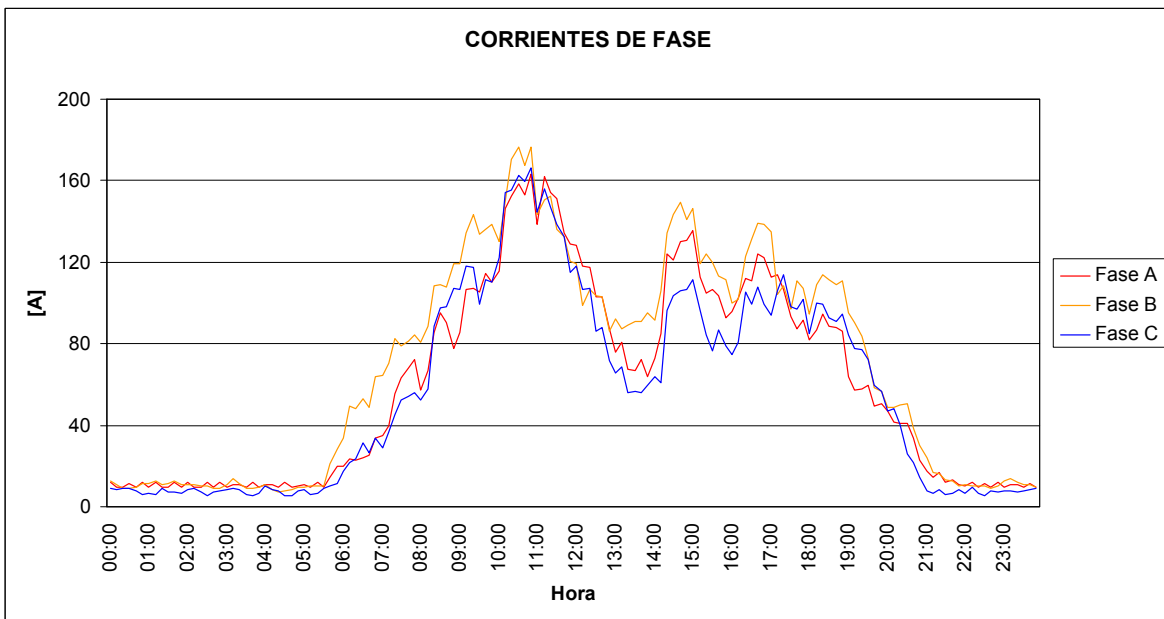


Figura 3.18. Perfil de potencias, transformador Ingeniería Química

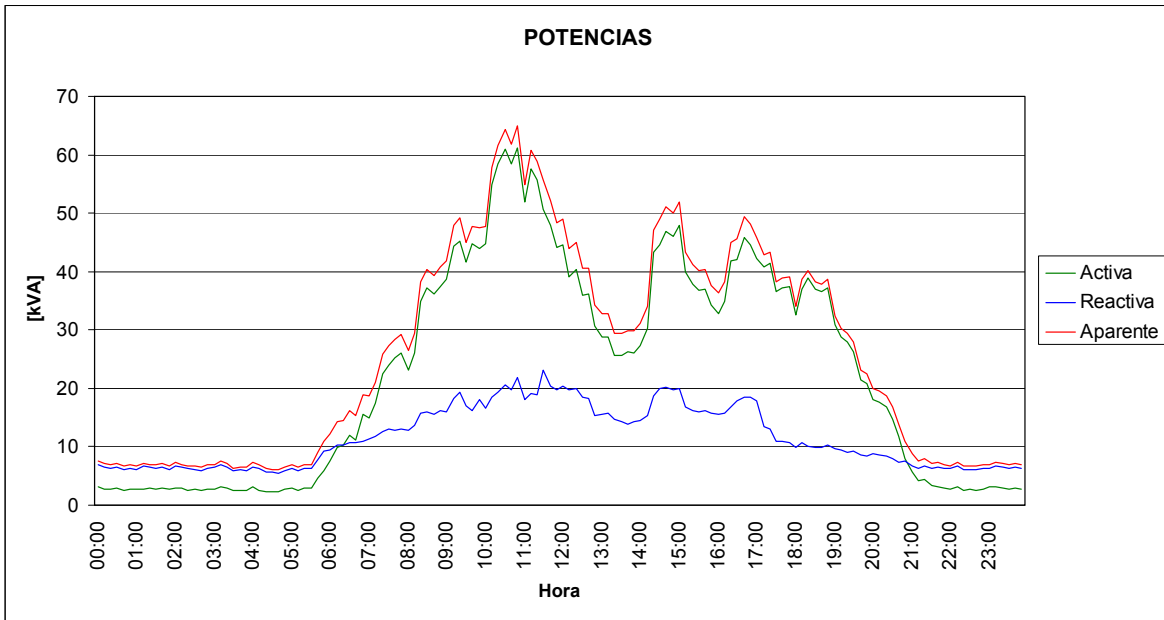
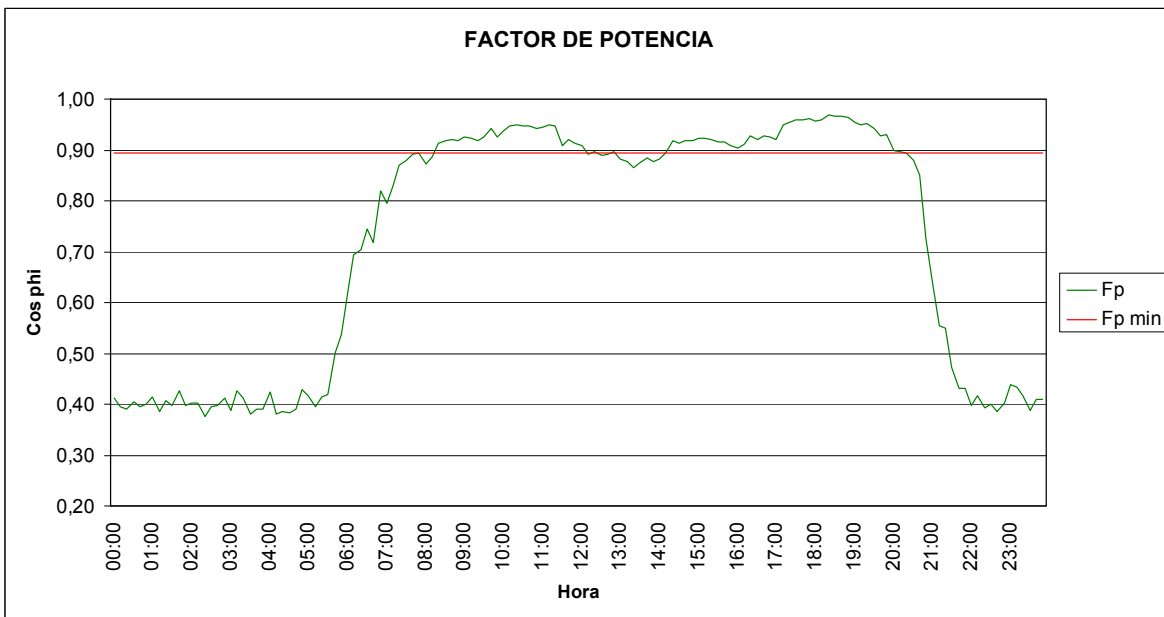


Figura 3.19. Perfil del factor de potencia, transformador Ingeniería Química



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap no es adecuada, pues da como resultado una tensión promedio de 131,6 V, la cual es una tensión muy elevada según la norma ESSA 2005. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son las siguientes:

Tabla 3.18. Tensiones según posición tap, transformador Ingeniería Química

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	13530	128,0
2	13200	131,6
3	12870	134,6
4	12540	138,1
5	12210	141,9

Con base en la tabla 3.18, el 30 de diciembre de 2006 se cambió la posición del tap, de la posición 2 a la posición 1, pero la tensión estimada en la posición 1 también es muy alta según lo recomendado por la norma ESSA 2005, esto se debe a que la relación de transformación es tipo industrial.

Del perfil de corrientes de fase se observa que estas se encuentran balanceadas.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 10:50 a.m. con un valor de 65,0 kVA, que representa un 28,9% del valor nominal, por lo cual este transformador cuenta con una disponibilidad de 160 kVA.

Se observa que el factor de potencia decae del valor penalizable (0,89) entre las 8 p.m. y las 7 a.m. aproximadamente, esto debido al poco consumo de carga activa en ese horario y al consumo reactivo propio del transformador, pero no es aconsejable compensar en este transformador ya que si bien obtenemos buenos valores del factor de potencia en MT, en BT el factor de potencia se volvería capacitivo y con valores muy bajos lo cual podría generar sobretensiones y dañar los equipos conectados a este transformador.

3.3.2.3. Resistencia de aislamiento del transformador

Tabla 3.19. Resistencia de aislamiento, transformador Ingeniería Química

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	50000
Alta / Tierra	5500
Baja / Tierra	3000

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{225}} = 1320 [M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por encima del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en buenas condiciones.

3.3.2.4. Rigidez dieléctrica del aceite

Tabla 3.20. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador Ingeniería Química

Prueba	1	2	3	4	5	Promedio
Tensión de ruptura [kV]	40	40	40	40	39	39,8

La tensión de ruptura promedio está por encima del valor mínimo recomendado 30 kV.

3.3.2.4. Resistencia del sistema de puesta a tierra

La subestación presenta un sistema de puesta a tierra conformado por una malla de una retícula, en las cuatro esquinas se encuentran ubicadas cuatro varillas de cobre de 5/8" de diámetro y de 8' de profundidad (1,59 x 244) cm con su respectiva caja de inspección. La malla está interconectada por medio de un conductor de cobre Cu 2/0 AWG desnudo y las conexiones son del tipo exotérmico.

Tabla 3.21. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Ingeniería Química

Distancia [m]	0	4,3	8,6	12,9	17,2	21,5	25,8	30,1	34,4	38,7	43
Resistencia [Ω]	0	0,49	0,90	0,93	1,39	1,74	1,84	2,34	6,05	22,5	1996

Figura 3.20. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Ingeniería Química



De la tabla de valores y la gráfica de medida de la resistencia de la malla, se observa que la región plana de la curva se encuentra alrededor del 62% de distancia del electrodo de tensión, por lo tanto se puede afirmar que la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación es de 1,84 Ω .

3.3.3. Recomendaciones

- Es necesario rebobinar el transformador con el fin de que quede con una relación de transformación de 13200/(220-127) V.

3.3.4. Cantidades de obra y presupuesto

A continuación se presentan los costos directos y/o totales de las obras requeridas en la subestación de Ingeniería Química.

ÍTEM: 4					
OBRA: REBOBINADO TRANSFORMADOR 225 kVA					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1					
SUBTOTAL					
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Rebobinado transformador 225 kVA (servicio especializado)	1	1	\$ 2.500.000	\$ 2.500.000
2	Alquiler transformador suplementario 225 kVA	1	1	\$ 200.000	\$ 200.000
3	Servicio montaje y desmontaje transformador	1	1	\$ 600.000	\$ 600.000
SUBTOTAL					
\$ 3.300.000					
COSTO TOTAL \$ 3.300.000					

3.4. JORGE BAUTISTA VESGA

El edificio Jorge Bautista Vesga cuenta con una subestación de 150 kVA, tipo jardín, la cual se encuentra ubicada en el costado norte del edificio en el primer piso. Esta subestación se alimenta directamente del barraje premoldeado de media tensión existente en la subestación de Eléctrica Antigua por medio de una acometida subterránea Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar, la cual llega directamente al gabinete del transformador.

3.4.1. Atributos

Tabla 3.22. Atributos subestación Jorge Bautista Vesga

Código SIG:	0104	Clase:	Tipo Jardín	Potencia TRF:	150 kVA
Relación TRF:	13200/(214-123,6) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	4,33%
Corriente cc:	9,3 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones gabinete:	1,2x1,0x1,5 m
Fabricante TRF:	ABB	Año:	2000	TAPS:	1 13530 V
Tipo seccionador:	Seccionador giratorio en aceite				2** 13200 V
Tipo fusible:	De expulsión	Tipo pararrayo:	N/A		3 12870 V
In fusible:	15 A	Tensión pararrayo:	N/A		4 12540 V
Tensión fusible:	15,5 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	5 12210 V
Observaciones:	Ninguna				

Tabla 3.23. Atributos TGBT, subestación Jorge Bautista Vesga

Código SIG:	01041	Acometida:	Cu 2(3#4/0 AWG THW + 1#3/0 AWG THW) + 1#2 AWG t		
In Totalizador:	400 A	Icc Totalizador:	30 kA	Fabricante Tot:	Merlin Gerin
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 1" x 1/2"	In Barraje:	640 A
Dimensiones Tablero:	0,9x0,5x2,2 m	Vn DPS:	-----	Id DPS:	-----
Observaciones:	El tablero no tiene DPS				

3.4.2. Diagnóstico

3.4.2.1. Inspección visual

Corriente nominal MT transformador	: 6,6 A
Corriente nominal BT transformador	: 404,7 A
Corriente nominal fusible MT	: 15 A
Corriente nominal totalizador	: 400 A
Corriente nominal acometida (cárcamo)	: 460 A
Corriente nominal barraje según normas DIN 46433	: 640 A

Los fusibles de MT, el totalizador, la acometida y el barraje de BT se encuentran bien especificados.

3.4.2.2. Análisis de demanda del transformador

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador del edificio Jorge Bautista Vesga, el día miércoles 15 de noviembre de 2006.

Figura 3.21. Perfil de tensiones de fase, transformador edificio Jorge Bautista Vesga

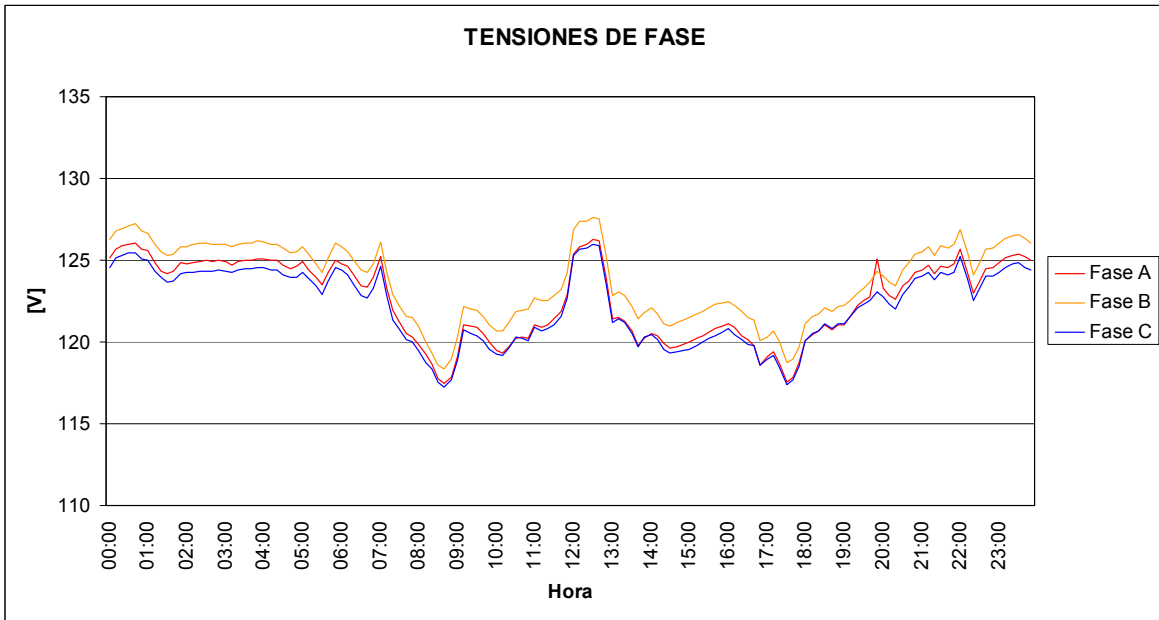


Figura 3.22. Perfil de corrientes de fase, transformador edificio Jorge Bautista Vesga

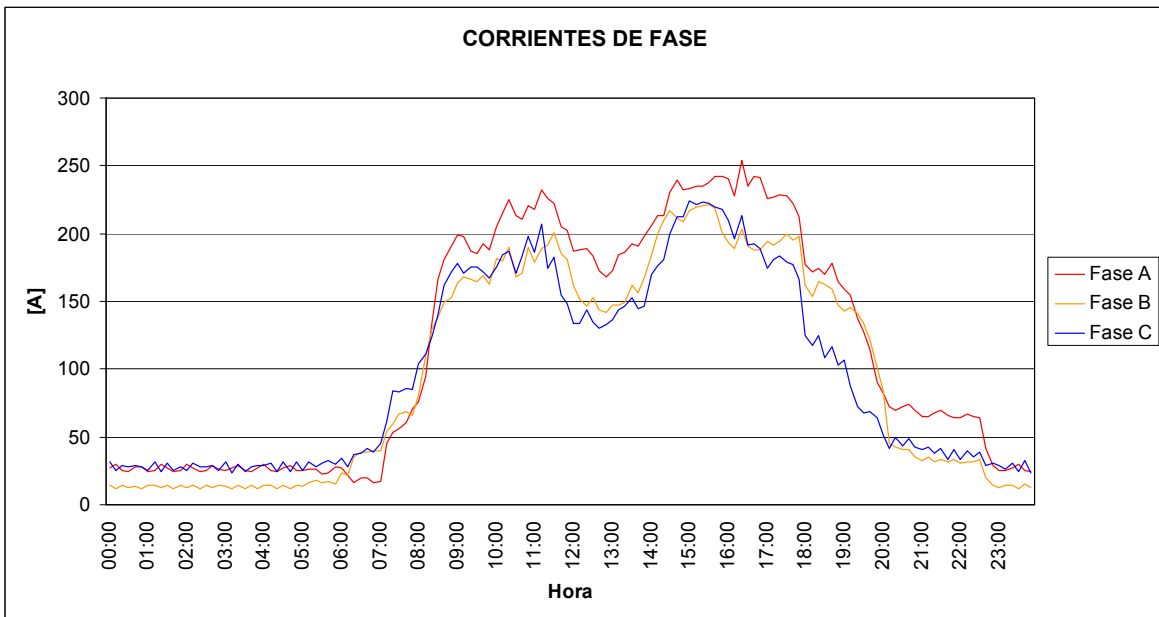


Figura 3.23. Perfil de potencias, transformador edificio Jorge Bautista Vesga

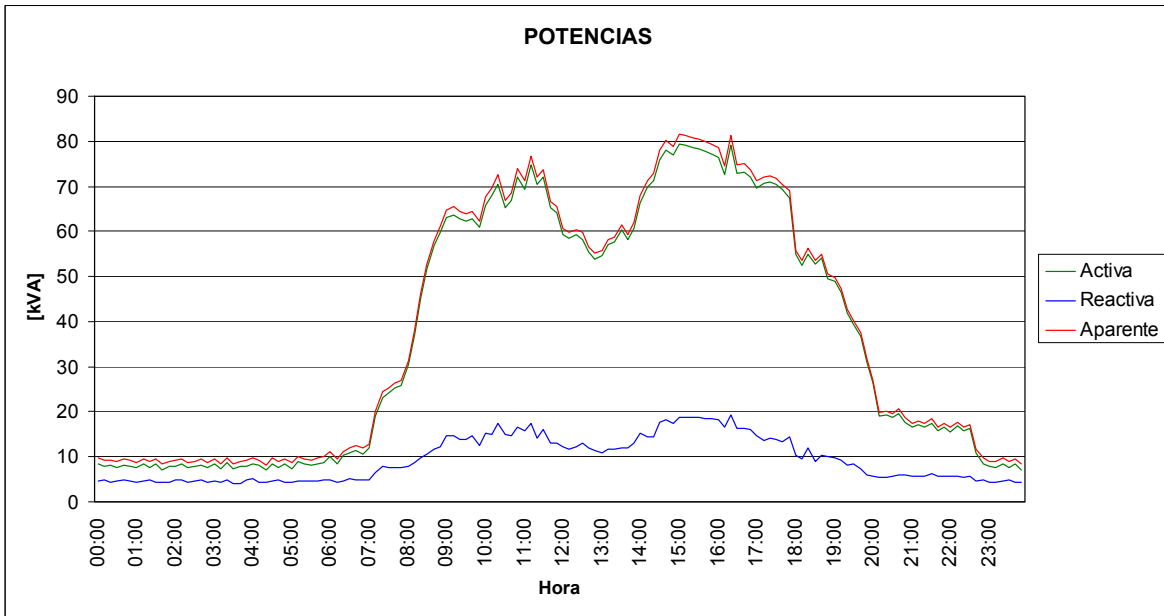
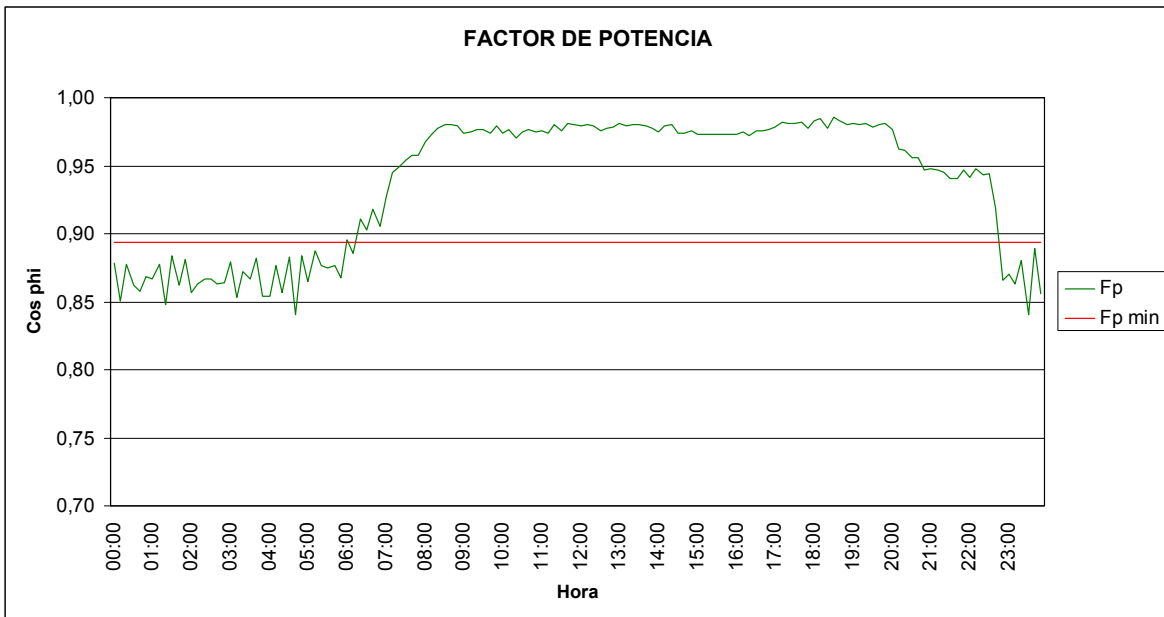


Figura 3.24. Perfil del factor de potencia, transformador edificio Jorge Bautista Vesga



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap es adecuada, pues da como resultado una tensión promedio de 122,8 V. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son las siguientes:

Tabla 3.24. Tensiones según posición tap, transformador edificio Jorge Bautista Vesga

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	13530	119,8
2	13200	122,8
3	12870	126,0
4	12540	129,3
5	12210	132,8

Del perfil de corrientes de fase se observa que estas se encuentran balanceadas.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 3:00 p.m. con un valor de 81,7 kVA, que representa un 54,4% del valor nominal, por lo cual este transformador cuenta con una disponibilidad de 68,3 kVA.

Se observa que el factor de potencia solo decae un poco del valor penalizable (0,89) entre las 11 p.m. y las 6 a.m.; debido a que el factor de potencia tan solo decae un poco del valor penalizable, no es necesario la instalación de un banco de condensadores en esta subestación.

3.4.2.3. Resistencia de aislamiento del transformador

Tabla 3.25. Resistencia de aislamiento, transformador edificio Jorge Bautista Vesga

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	2750
Alta / Tierra	2500
Baja / Tierra	2000

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{150}} = 1617[M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por encima del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en buenas condiciones.

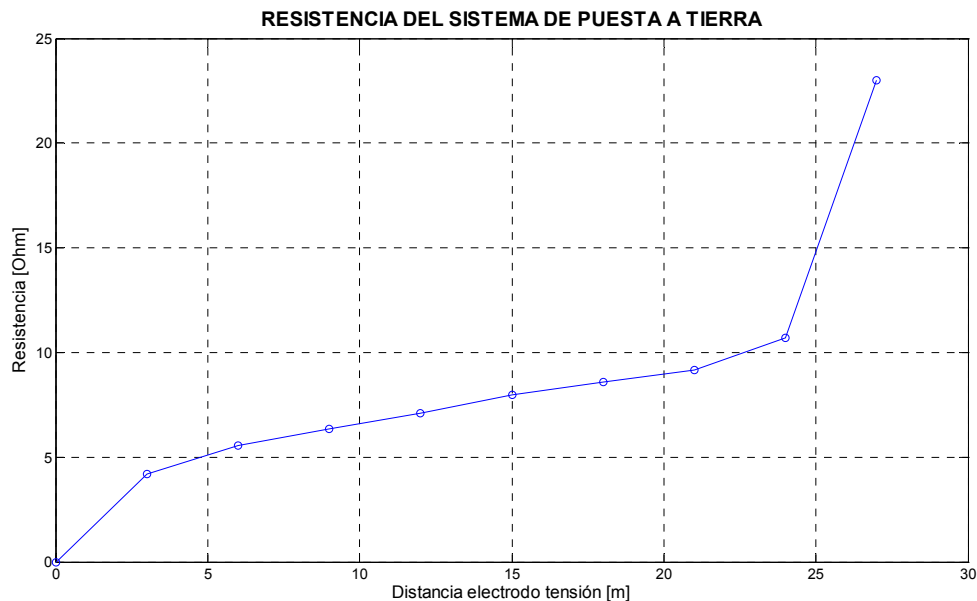
3.4.2.4. Resistencia del sistema de puesta a tierra

La subestación presenta un sistema de puesta a tierra conformado por una malla con tres varillas de cobre de 5/8" de diámetro y de 8' de profundidad (1,59 x 244) cm, cada una con su respectiva caja de inspección. La malla está interconectada por medio de un conductor de cobre N° 1/0 AWG desnudo y las conexiones son del tipo exotérmico.

Tabla 3.26. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Jorge Bautista Vesga

Distancia [m]	0	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30
Resistencia [Ω]	0	4,21	5,55	6,37	7,10	7,97	8,61	9,18	10,7	23	1950

Figura 3.25. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Jorge Bautista Vesga



De la tabla de valores y la gráfica de medida de la resistencia de la malla, se observa que la región plana de la curva se encuentra alrededor del 62% de distancia del electrodo de

tensión, por lo tanto se puede afirmar que la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación es de 8,61 Ω .

3.5. PLANTA DE ACEROS

El edificio de Planta de Aceros cuenta con una subestación de 200 kVA, a la vista tipo interior, la cual se encuentra ubicada en el costado norte del edificio en el primer piso.

La subestación se alimenta directamente aguas arriba de la caja cortacircuitos existente en la subestación de Ingeniería Civil por medio de una acometida subterránea Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar, la cual llega a la caja cortacircuitos de la subestación. Aguas arriba de la caja cortacircuitos sale una acometida para la subestación de Laboratorios Livianos.

3.5.1. Atributos

La subestación de Planta de Aceros posee un único tablero de baja tensión pero con dos totalizadores, los cuales tienen sus propias acometidas y barrajes, por esta razón se han creado dos tablas de atributos para el TGBT. El tablero tiene un solo barraje de puesta a tierra para los circuitos de los dos barrajes.

Tabla 3.27. Atributos subestación Planta de Aceros

Código SIG:	0105	Clase:	A la vista	Potencia TRF:	200 kVA
Relación TRF:	11400/(208-120) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	3,4%
Corriente cc:	15 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones TRF:	1,3x0,8x1,6 m
Fabricante TRF:	Andina de TRF	Año:	1974	TAPS:	1 12060 V
Tipo seccionador:	Caja cortacircuitos				2 11730 V
Tipo fusible:	Hilo	Tipo pararrayo:	N/A		3** 11400 V
In fusible:	(10-10-8) A	Tensión pararrayo:	N/A		4 11080 V
Tensión fusible:	15 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	5 10750 V
Observaciones:	El 30 de diciembre de 2006, se movió el tap de la posición 4 a la posición 3; esto acorde a los datos arrojados por el analizador de redes. Los hilo fusibles son de diferente corriente nominal.				

Tabla 3.28. Atributos TGBT (a), subestación Planta de Aceros

Código SIG:	01051	Acometida:	Cu 2(3#2/0 AWG TW) + 1#3/0 AWG TW + 1#1/0 AWG t	
In Totalizador:	(250 - 400) A	Icc Totalizador:	22 kA	Fabricante Tot: General Electric
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 1" x 1/4"	In Barraje: 420 A
Dimensiones Tablero:	0,9x0,7x2,3 m	Vn DPS:	-----	Id DPS: -----
Observaciones:	El tablero no tiene DPS			

Tabla 3.29. Atributos TGBT (b), subestación Planta de Aceros

Código SIG:	01052	Acometida:	Cu 2(3#2/0 AWG TW) + 1#3/0 AWG TW + 1#1/0 AWG t	
In Totalizador:	(500 - 600) A	Icc Totalizador:	42 kA	Fabricante Tot: General Electric
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 1 1/2" x 1/4"	In Barraje: 520 A
Dimensiones Tablero:	0,9x0,7x2,3 m	Vn DPS:	-----	Id DPS: -----
Observaciones:	El tablero no tiene DPS			

3.5.2. Diagnóstico

3.5.2.1. Inspección visual

Corriente nominal MT transformador	: 10,1 A
Corriente nominal BT transformador	: 555,1 A
Corriente nominal fusible MT	: (10-10-8) A
Corriente nominal totalizador (a)	: (250 - 400) A dial: 250 A
Corriente nominal acometida (a) (cárcamo ventilado)	: 450 A
Corriente nominal barraje (a) según normas DIN 46433	: 420 A
Corriente nominal totalizador (b)	: (500 - 600) A dial: 500 A
Corriente nominal acometida (b) (cárcamo ventilado)	: 450 A
Corriente nominal barraje (b) según normas DIN 46433	: 520 A

Los fusibles de MT de la subestación no tienen la misma corriente nominal, lo cual representa un problema ante cualquier sobrecarga, además están por debajo de la corriente nominal del transformador. El totalizador (b) no está protegiendo su respectiva

acometida pues la corriente nominal del totalizador es mayor que la corriente nominal de la acometida.

La subestación de Planta de Aceros en términos generales está muy descuidada en cuanto a mantenimiento se refiere, descuidos que pueden atentar contra la salud humana y el buen funcionamiento de los equipos e instalaciones que dependen de ella.

- Los cárcamos existentes no tienen las tapas, convirtiéndose en un problema de seguridad para cualquier persona.
- Los niveles de contaminación en los equipos de la subestación son muy elevados, lo cual puede conllevar a fallas por la baja resistencia de aislamiento que la contaminación puede producir.
- El transformador presenta fugas de aceite por los bujes de baja y media tensión y en los empaques de la tapa, además el nivel de aceite es muy bajo.

Debido a las fugas de aceite presentadas por el transformador, el 13 de mayo de 2007 se le realizó un mantenimiento preventivo en sitio el cual incluyó cambio de empaques y reposición de aceite perdido.

Figura 3.26. Subestación Planta de Aceros



3.5.2.2. Análisis de demanda del transformador

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador de Planta de Aceros, el día viernes 17 de noviembre de 2006.

En el día de la toma de datos del analizador de redes en la subestación, se produjo una interrupción en el suministro de la energía eléctrica entre la 1:20 a.m. y las 6:00 a.m.

Figura 3.27. Perfil de tensiones de fase, transformador Planta de Aceros

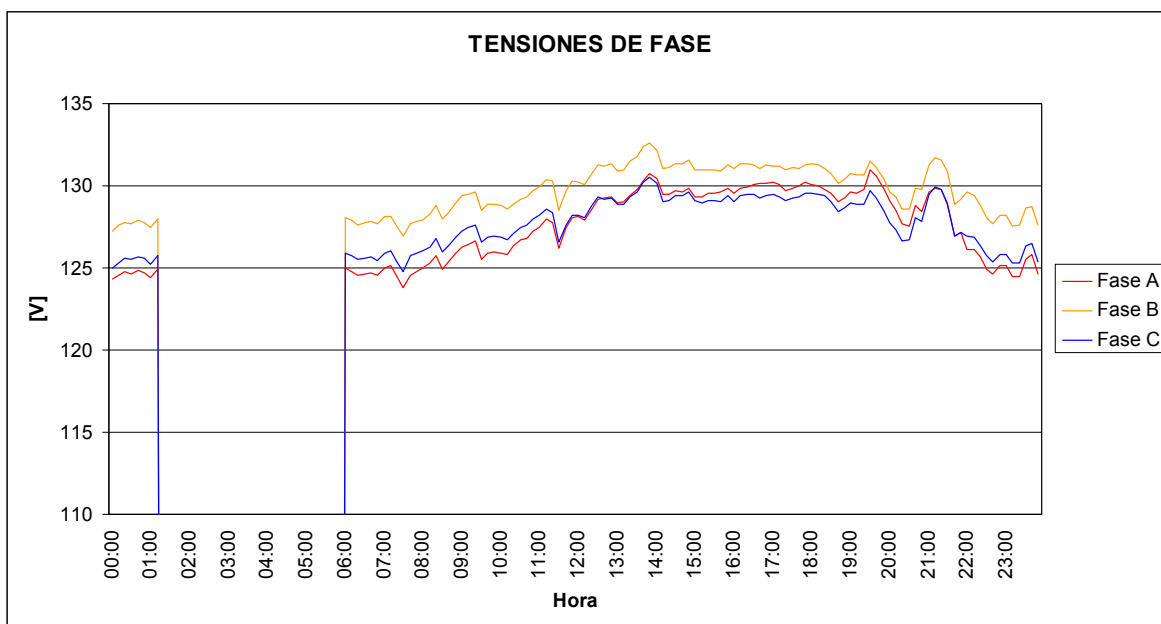


Figura 3.28. Perfil de corrientes de fase, transformador Planta de Aceros

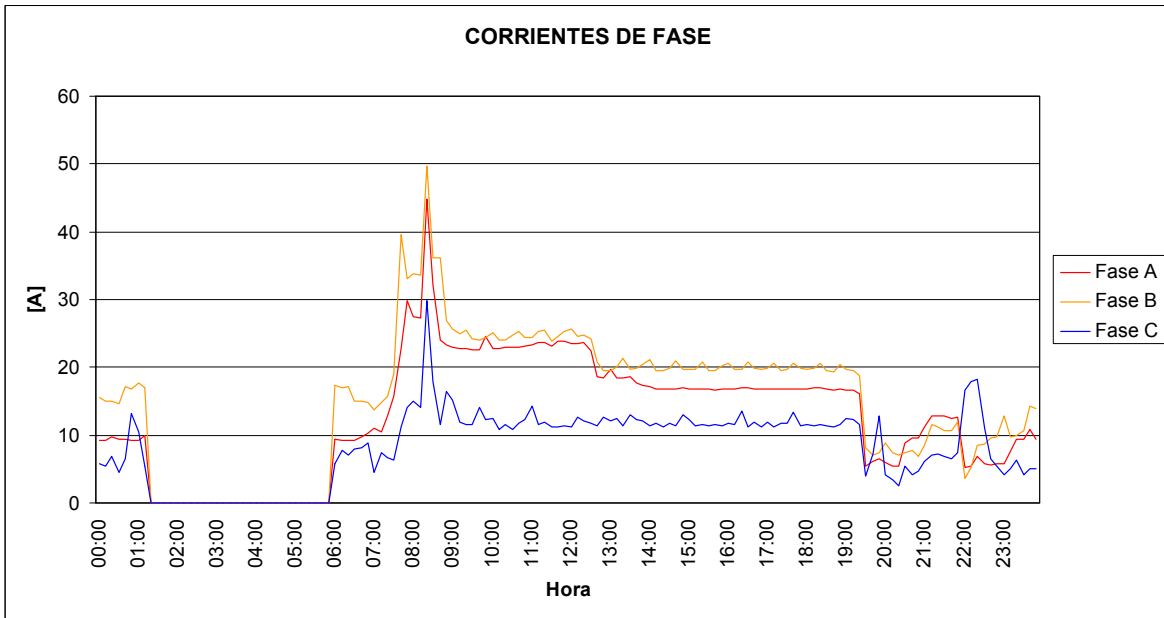


Figura 3.29. Perfil de potencias, transformador Planta de Aceros

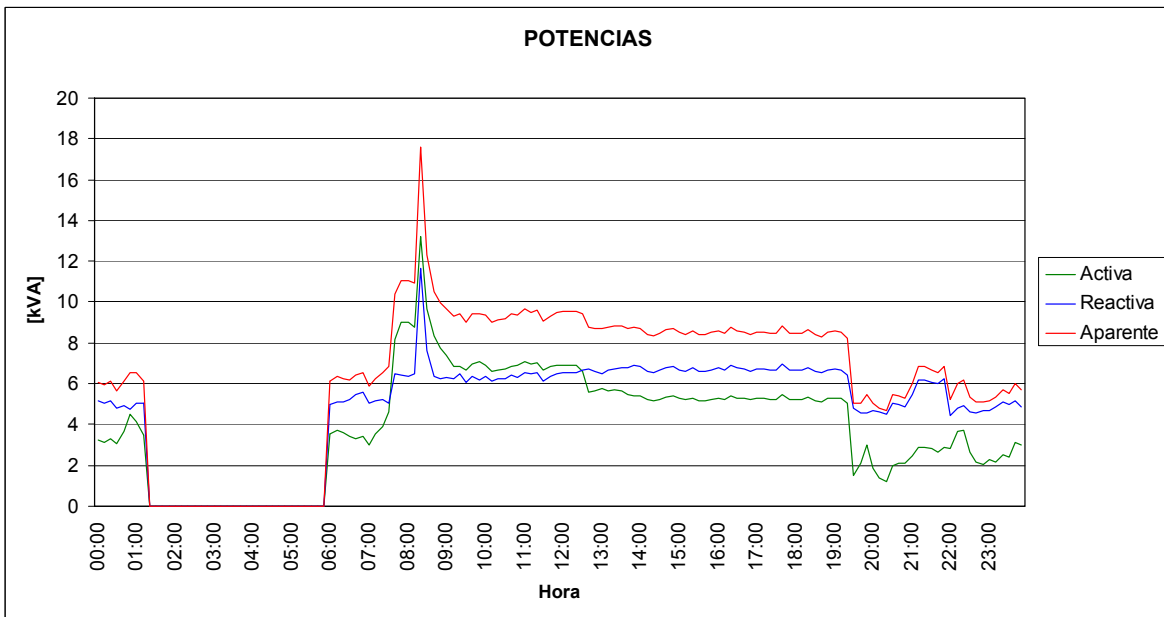
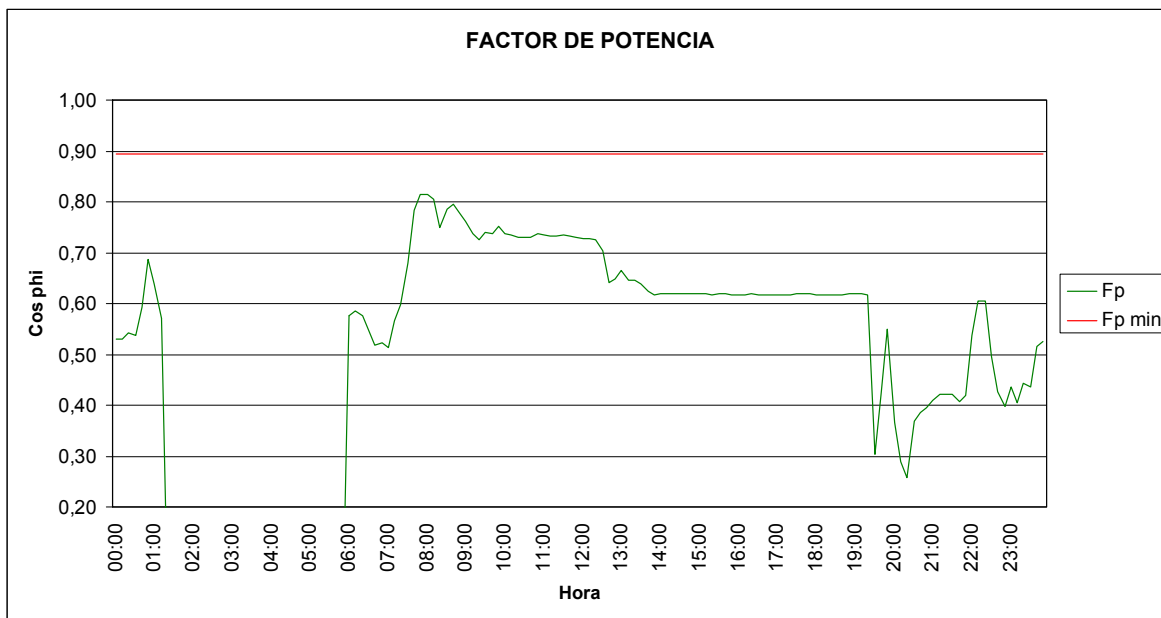


Figura 3.30. Perfil del factor de potencia, transformador Planta de Aceros



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap no es adecuada, pues da como resultado una tensión promedio de 128,3 V, la cual es una tensión muy elevada según la norma ESSA 2005. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son las siguientes:

Tabla 3.30. Tensiones según posición tap, transformador Planta de Aceros

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	12060	117,9
2	11730	121,2
3	11400	124,7
4	11080	128,3
5	10750	132,3

Con base en la tabla 3.30, el 30 de diciembre de 2006 se cambió la posición del tap, de la posición 4 a la posición 3.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 8:20 a.m. con un valor de 17,6 kVA, que representa un 8,8% del valor nominal, por lo cual este transformador cuenta con una disponibilidad de 182,4 kVA.

Se observa que el factor de potencia siempre se encuentra por debajo del valor penalizable (0,89), esto se debe a que el transformador prácticamente está trabajando en vacío y las pérdidas propias del transformador son prácticamente reactivas.

3.5.2.3. Resistencia de aislamiento del transformador

Tabla 3.31. Resistencia de aislamiento, transformador Planta de Aceros

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	4000
Alta / Tierra	4000
Baja / Tierra	2000

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{200}} = 1400 [M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por encima del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en buenas condiciones.

3.5.2.4. Rigidez dieléctrica del aceite

Tabla 3.32. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador Planta de Aceros

Prueba	1	2	3	4	5	Promedio
Tensión de ruptura [kV]	31	29	33	28	30	30,2

La tensión de ruptura promedio está por encima del valor mínimo recomendado 30 kV.

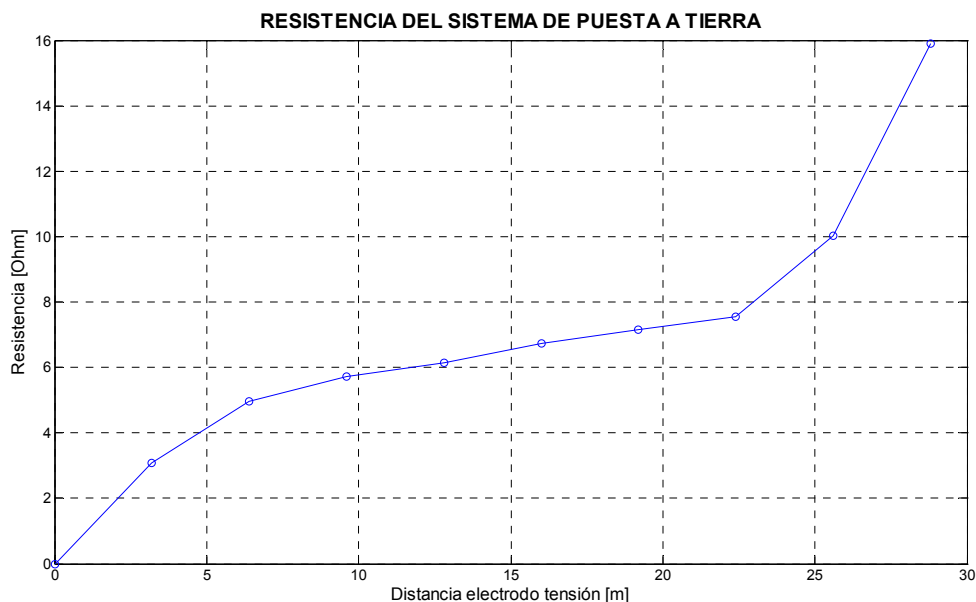
3.5.2.5. Resistencia del sistema de puesta a tierra

La subestación presenta un sistema de puesta a tierra conformado por un conductor de cobre desnudo N° 2/0 AWG, el cual se encuentra enterrado en forma horizontal por el costado norte del edificio, la longitud de este conductor es desconocida.

Tabla 3.33. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Planta de Aceros

Distancia [m]	0	3,2	6,4	9,6	12,8	16	19,2	22,4	25,6	28,2	32
Resistencia [Ω]	0	3.08	4.95	5.72	6.15	6.73	7.15	7.55	10.03	15.9	1233

Figura 3.31. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Planta de Aceros



De la tabla de valores y la gráfica de medida de la resistencia del sistema de puesta a tierra se observa que la región aproximadamente plana de la curva se encuentra alrededor del 62% de distancia del electrodo de tensión, por lo tanto se puede afirmar que la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación es de 7,15 Ω .

3.5.3. Recomendaciones

- Es necesario que los fusibles de MT sean de la misma corriente nominal, el valor de corriente nominal adecuado para estos fusibles es 10 A.
- En cuanto a las acometidas, totalizadores y barrajes, es necesario realizar un estudio completo de las instalaciones que dependen de este transformador para poder hacer un diseño adecuado según las necesidades de esas instalaciones.

- Los cárcamos existentes en la subestación deben tener sus respectivas tapas para evitar cualquier tipo de accidente.
- Es importante realizar una limpieza general a la subestación para evitar que la contaminación existente dañe el aislamiento de los equipos.
- Realizarle una prueba de relación de transformación al transformador y actualizar su placa de características.
- En vista al bajo consumo de energía de las instalaciones pertenecientes al transformador de Planta de Aceros (8,8% de la capacidad nominal del transformador), se hace necesario realizar un estudio detallado de estas instalaciones para determinar si es necesario mantener ese transformador de 200 kVA, cambiarlo por uno menor o alimentar el tablero general de baja tensión desde la subestación de Ingeniería Química que tiene una disponibilidad de 160 kVA; ya que este transformador de 200 kVA está produciendo unas pérdidas de potencia alrededor de 0,5 kW. La Universidad como cliente no regulado está pagando un promedio de 210,8 pesos por kWh, entonces el valor total pagado en un año por las pérdidas de este transformador son:

$$Valor = 0,5 \times 210,8 \times 24 \times 365 = \$923.304 / \text{año}$$

Este valor pagado por las pérdidas del transformador se puede ahorrar si se elimina este transformador y el TGBT se alimenta desde el transformador de Ingeniería Química, pero para poder tomar esta decisión es necesario realizar un estudio de las instalaciones del edificio de Planta de Aceros.

3.6. LABORATORIOS LIVIANOS

El edificio de Laboratorios Livianos cuenta con una subestación de 400 kVA, a la vista tipo interior, la cual se encuentra ubicada en el costado occidental del edificio en el primer piso. Esta subestación se alimenta aguas arriba de la caja cortacircuitos existente en la subestación de Planta de Aceros por medio de una acometida subterránea Cu 2 AWG XLPE 15 kV tripolar, la cual llega a la caja cortacircuitos de la subestación.

En la subestación existe otra caja cortacircuitos de la cual sale la acometida hacia la subestación de Ingeniería Mecánica, la corriente nominal de esta caja cortacircuitos es: (25-25-15) A, lo cual está mal, debido a que las corrientes nominales de los hilo fusibles deben ser iguales; la corriente nominal sugerida para esta caja cortacircuitos es de 20 A, este valor se especifica de acuerdo a las capacidades de las subestaciones de Ingeniería Mecánica y Luís A. Calvo, las cuales dependen de esta caja cortacircuitos.

Figura 3.32. Cajas cortacircuitos, subestación Laboratorios Livianos



3.6.1. Atributos

El transformador además de alimentar el tablero ubicado en la subestación, también alimenta un tablero ubicado en el cuarto piso del edificio, por esta razón se muestran dos tablas de atributos de TGBT. Además el barraje del TGBT denominado como (a) tiene dos acometidas en paralelo como se observa en la siguiente figura.

Figura 3.33. Esquema acometidas TGBT, subestación Laboratorios Livianos

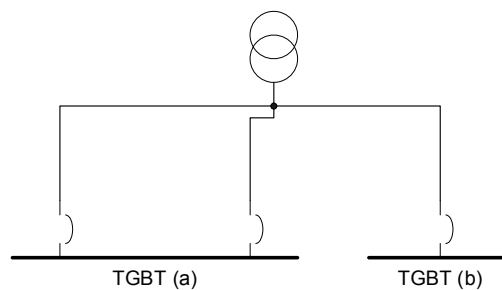


Tabla 3.34. Atributos subestación Laboratorios Livianos

Código SIG:	0107	Clase:	A la vista	Potencia TRF:	400 kVA
Relación TRF:	13200/(208-120) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	2,8%
Corriente cc:	39,6 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones TRF:	1,6x1,0x1,8 m
Fabricante TRF:	Andina de TRF	Año:	1974	TAPS:	1 13860 V
Tipo seccionador:	Caja cortacircuitos				2** 13530 V
Tipo fusible:	Hilo	Tipo pararrayo:	N/A		3 13200 V
In fusible:	(15-15-20) A	Tensión pararrayo:	N/A		4 12870 V
Tensión fusible:	15 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	5 12540 V
Observaciones:	Ninguna				

Tabla 3.35. Atributos TGBT (a), subestación Laboratorios Livianos

Código SIG:	01071	Acometida:	[2] Cu 2(3#350 MCM TW) + 1#350 MCM TW + 1#1/0 AWG t		
In Totalizador:	[2] (250-600) A	Icc Totalizador:	[2] 42 kA	Fabricante Tot::	[2] General Electric
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 2" x 1/4"	In Barraje:	690 A
Dimensiones Tablero:	2,0x0,8x2,0 m	Vn DPS:	-----	Id DPS:	-----
Observaciones:	El tablero contiene dos totalizadores en paralelo. El tablero no tiene DPS				

Tabla 3.36. Atributos TGBT (b), subestación Laboratorios Livianos

Código SIG:	01072	Acometida:	Cu 2(3#4/0 AWG THHN) + 1#4/0 AWG THHN + 1#2 AWG t		
In Totalizador:	350 A	Icc Totalizador:	30 kA	Fabricante Tot::	Merlin Gerin
No barras BT:	4	Barraje:	Cu 1 1/4" x 1/4"	In Barraje:	460 A
Dimensiones Tablero:	1,0x0,4x1,7 m	Vn DPS:	-----	Id DPS:	-----
Observaciones:	Este tablero se encuentra ubicado en el cuarto piso del edificio de Laboratorios Livianos. El tablero usa como barraje de puesta a tierra, un tornillo del tablero. El tablero no tiene DPS.				

3.6.2. Diagnóstico

3.6.2.1. Inspección visual

Corriente nominal MT transformador	: 17,5 A
Corriente nominal BT transformador	: 1110,3 A
Corriente nominal fusible MT	: (15-15-20) A
Corriente nominal totalizador (a)	: (250 - 600) A dial: 350 A
Corriente nominal acometida (a) (cárcamo ventilado)	: 840 A
Corriente nominal barraje (a) según normas DIN 46433	: 690 A

Corriente nominal totalizador (b)	: 350 A
Corriente nominal acometida (b) (tubería PVC 2")	: 520 A
Corriente nominal barraje (b) según normas DIN 46433	: 460 A

Los valores de las corrientes nominales de los fusibles de MT no son los adecuados, ya que estos deben ser del mismo valor. En cuanto al TGBT (a), este debe tener un solo totalizador, ya que la NTC 2050 en su artículo 240-8 dice: "Los fusibles, interruptores de circuito o combinaciones de ambos no se deben conectar en paralelo". Pero la solución mas viable y económica es seccionar el barraje en dos partes y así quedarían dos barrajes y cada uno con su acometida y totalizador.

La subestación de Laboratorios Livianos en términos generales se encuentra en buen estado aunque los cárcamos existentes no tienen las tapas, convirtiéndose en un problema de seguridad para cualquier persona. El transformador presenta fugas de aceite por los bujes de baja tensión, además su nivel de aceite es muy bajo.

Figura 3.34. Cárcamo, subestación Laboratorios Livianos



3.6.2.2. Análisis de demanda del transformador

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador de Laboratorios Livianos, el día miércoles 22 de noviembre de 2006.

Figura 3.35. Perfil de tensiones de fase, transformador Laboratorios Livianos

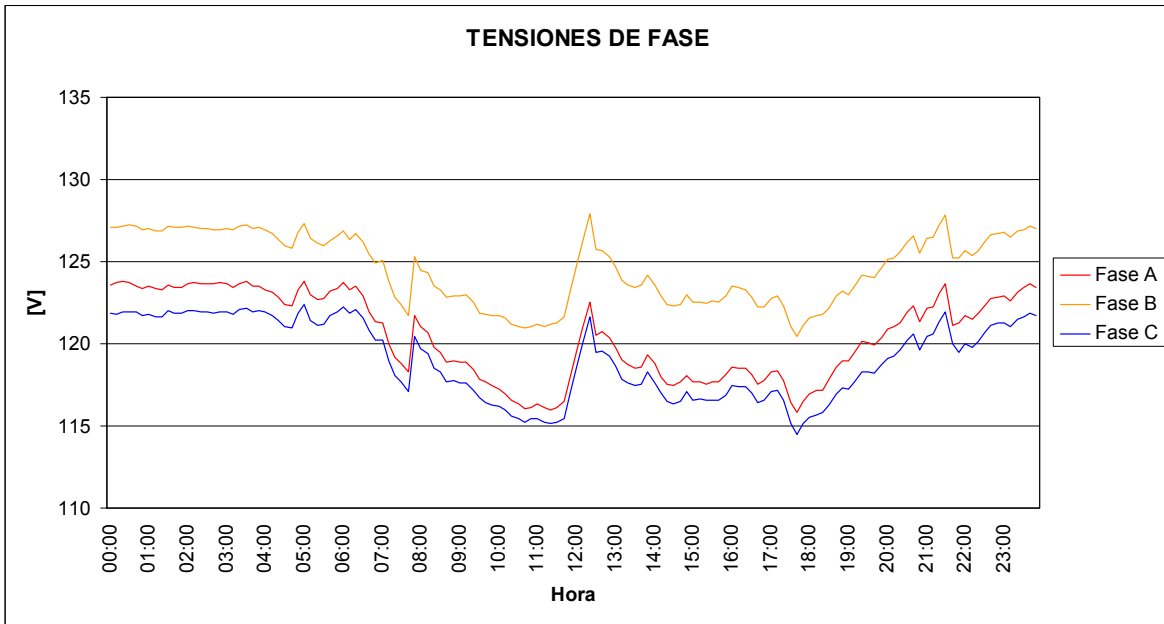


Figura 3.36. Perfil de corrientes de fase, transformador Laboratorios Livianos

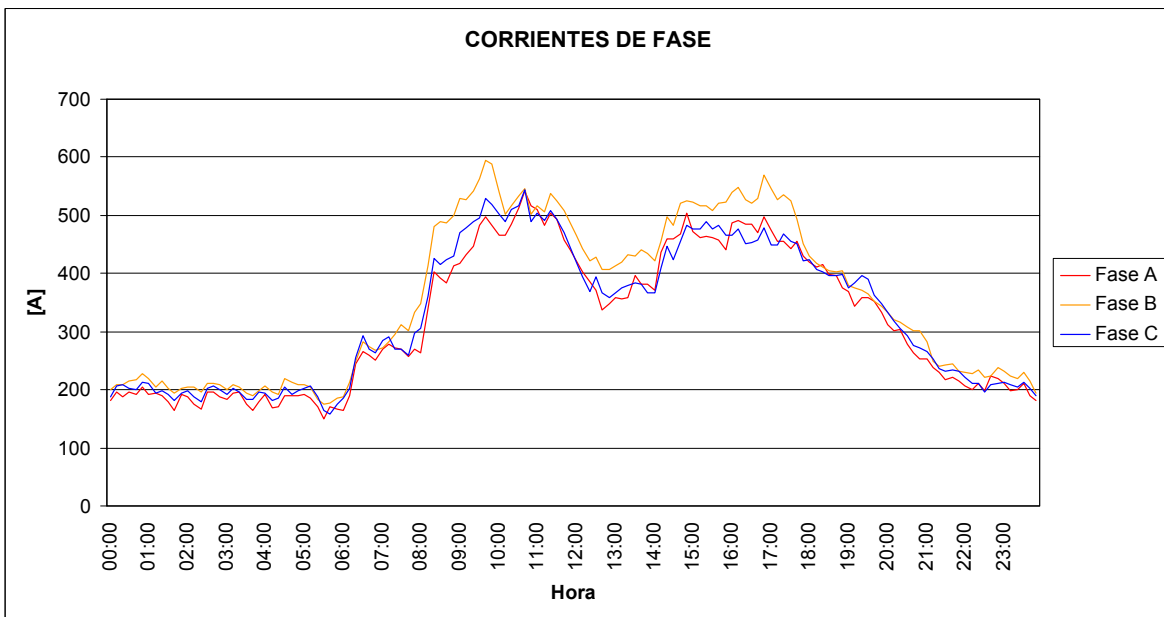


Figura 3.37. Perfil de potencias, transformador Laboratorios Livianos

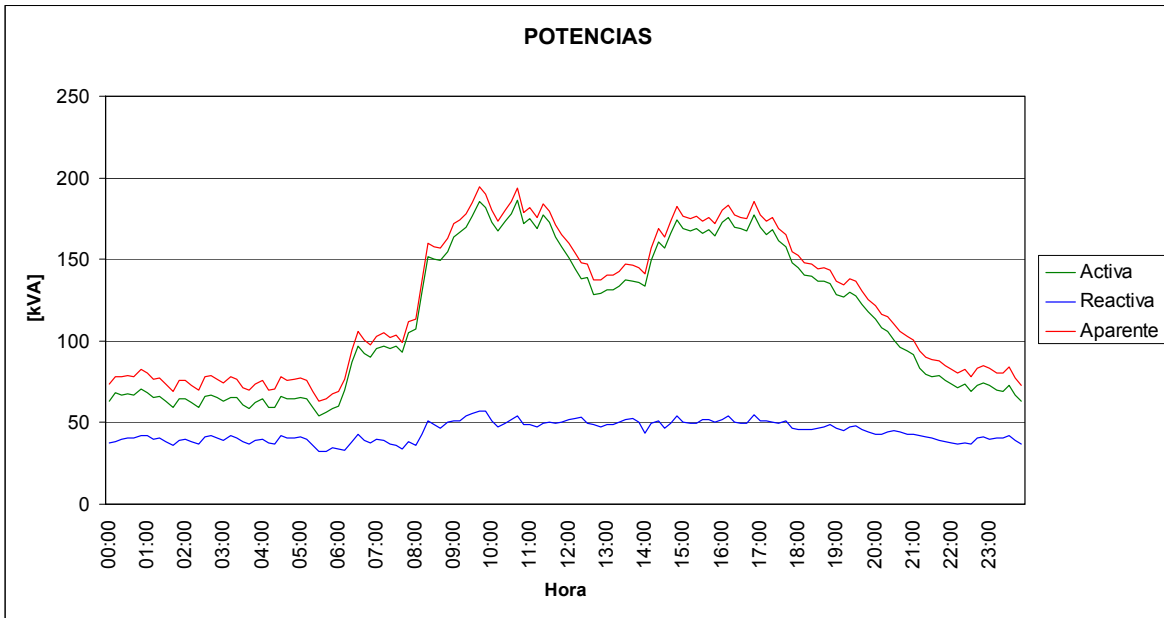
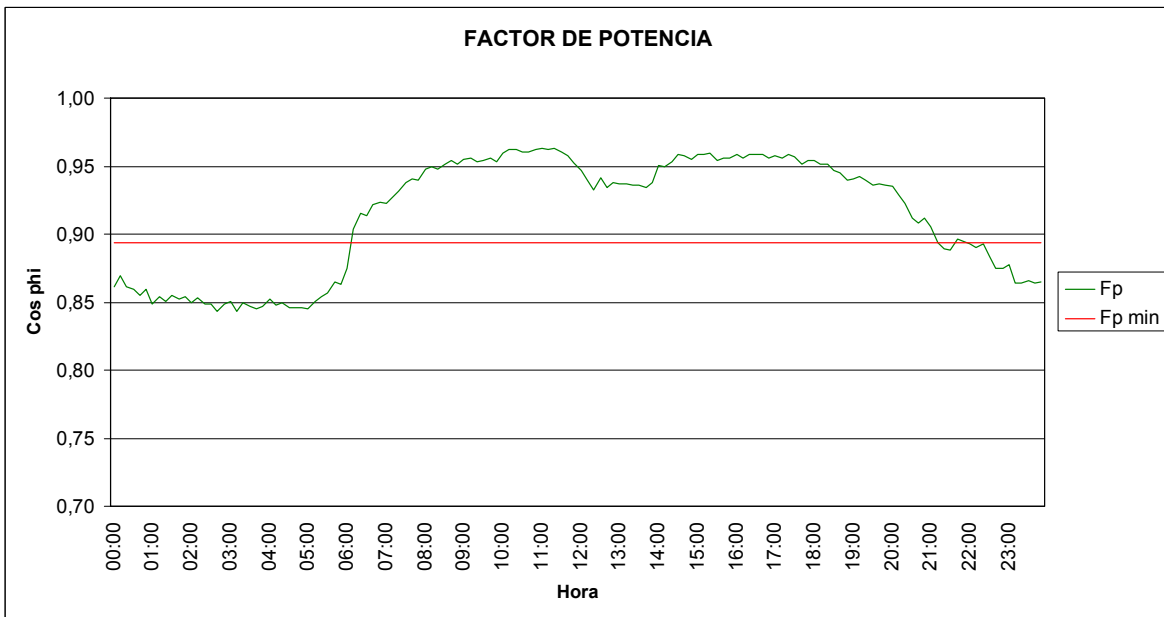


Figura 3.38. Perfil del factor de potencia, transformador Laboratorios Livianos



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap es adecuada, pues da como resultado una tensión promedio de 121,4 V. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son las siguientes:

Tabla 3.37. Tensiones según posición tap, transformador Laboratorios Livianos

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	13860	118,5
2	13530	121,4
3	13200	124,4
4	12870	127,6
5	12540	131,0

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 9:40 a.m. con un valor de 194,3 kVA, que representa un 48,6% del valor nominal, por lo cual este transformador cuenta con una disponibilidad de 205,7 kVA.

Se observa que el factor de potencia decae del valor penalizable (0,89) entre las 9 p.m. y las 6 a.m. aproximadamente, esto debido al poco consumo de carga activa en ese horario y al consumo reactivo propio del transformador.

3.6.2.3. Resistencia de aislamiento del transformador

Tabla 3.38. Resistencia de aislamiento, transformador Laboratorios Livianos

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	700
Alta / Tierra	800
Baja / Tierra	600

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{400}} = 990[M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por debajo del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en pobres condiciones.

Debido a la mala condición de aislamiento presentada por el transformador, del 22 al 29 de abril de 2007 se le realizó un mantenimiento preventivo en taller el cual incluyó proceso de termo-vació al aceite, secado de las bobinas en horno, reposición de aceite perdido y cambio de empaques.

3.6.2.4. Rigidez dieléctrica del aceite

Tabla 3.39. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador Laboratorios Livianos

Prueba	1	2	3	4	5	Promedio
Tensión de ruptura [kV]	32	32	33	28	26	30,2

La tensión de ruptura promedio está por encima del valor mínimo recomendado 30 kV

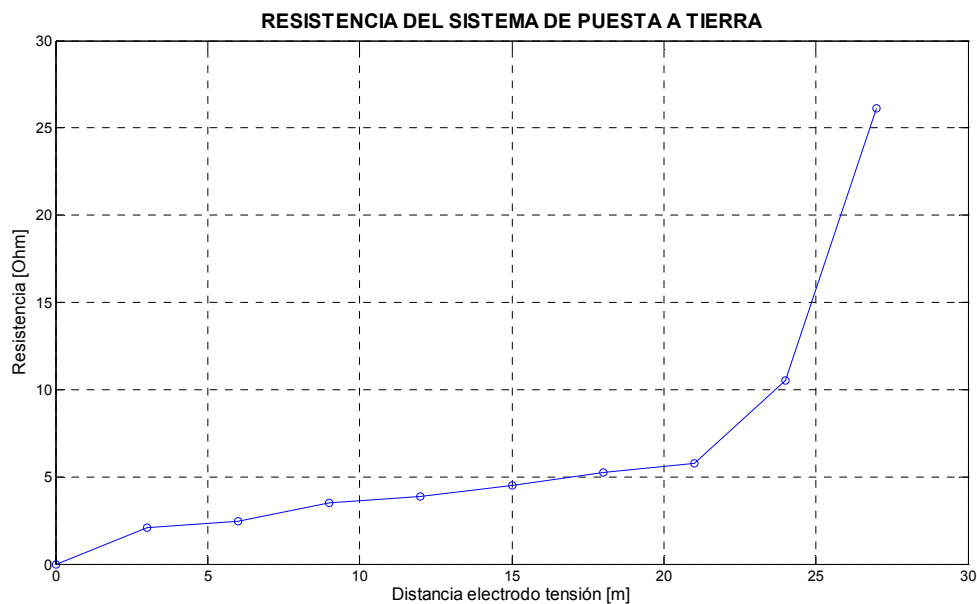
3.6.2.5. Resistencia del sistema de puesta a tierra

La subestación presenta un sistema de puesta a tierra conformado por un conductor de cobre desnudo N° 3/0 AWG, el cual se encuentra enterrado en forma horizontal por el costado occidental del edificio, la longitud de este conductor es desconocida.

Tabla 3.40. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Laboratorios Livianos

Distancia [m]	0	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30
Resistencia [Ω]	0	2,06	2,43	3,51	3,88	4,52	5,23	5,79	10,54	26,1	2370

Figura 3.39. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Laboratorios Livianos

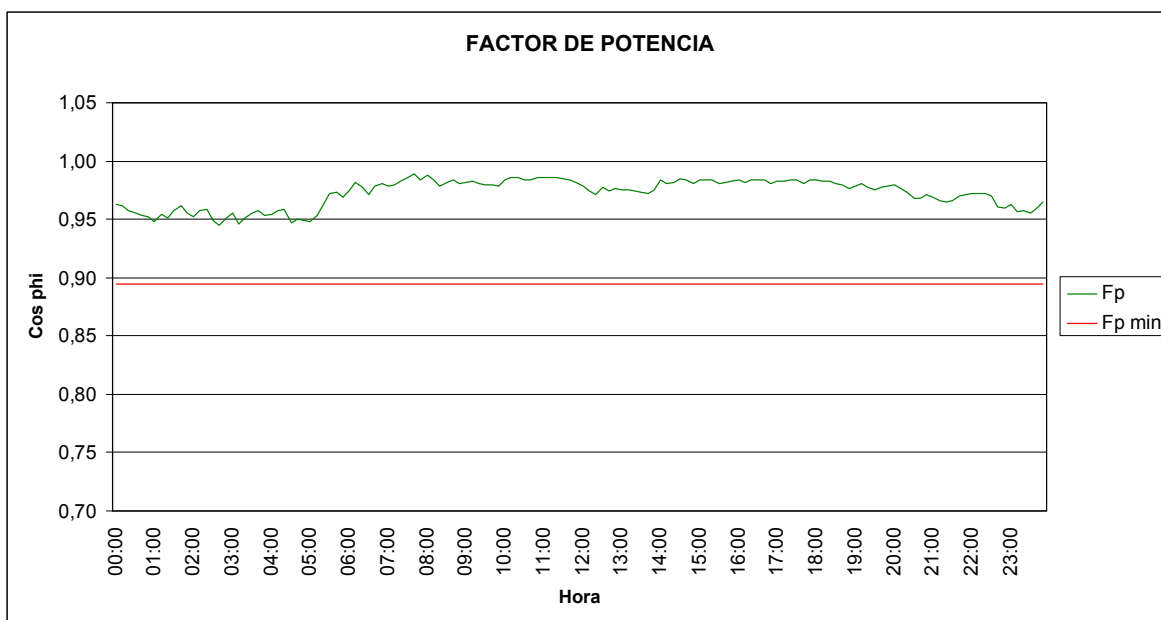


De la tabla de valores y la gráfica de medida de la resistencia de la malla, se observa que la región plana de la curva se encuentra alrededor del 62% de distancia del electrodo de tensión, por lo tanto se puede afirmar que la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación es de 5,23 Ω .

3.6.3. Recomendaciones

- Los fusibles de MT de la subestación deben ser de corriente nominal 20 A.
- Se recomienda seccionar el barraje (a) en dos partes iguales y después de esto el dial de los dos totalizadores no se debe ajustar por encima de 350 A c/u.
- Los cárcamos existentes en la subestación deben tener sus tapas y así evitar un posible accidente por la falta de estas.
- Con la instalación de un banco de condensadores de 19,4 kVAR mediante un breaker al barraje de BT se corrige el problema del factor de potencia en la subestación y se esperaría el siguiente comportamiento aguas arriba del transformador.

Figura 3.40. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 19,4 kVAr, transformador Laboratorios Livianos



- Características del banco de condensadores a instalar

Marca	Tipo	Referencia	Potencia	Tensión	Frecuencia
Merlin Gerin	Varplus M1	52412	5,4 kVAr	220 V	60 Hz
Merlin Gerin	Varplus M1	52412	5,4 kVAr	220 V	60 Hz
Merlin Gerin	Varplus M1	52414	8,6 kVAr	220 V	60 Hz

- Características del breaker a instalar con el banco de condensadores

Marca	Tipo	Referencia	I nominal	Tensión	I cc
Merlin Gerin	EasyPact	EZC100N3060C	60 A	240 V	25 kA

3.6.4. Cantidades de obra y presupuesto

A continuación se presentan los costos directos de las obras requeridas en la subestación de Laboratorios Livianos.

ÍTEM: 5					
OBRA: MONTAJE BANCO DE CONDENSADORES 19,4 kVAr					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Banco de condensadores 5,4 kVAr, Varplus M1, Merlin Gerin	2	UN	\$ 482.100	\$ 964.200
2	Banco de condensadores 8,6 kVAr, Varplus M1, Merlin Gerin	1	UN	\$ 692.300	\$ 692.300
3	Totalizador 60 A, Merlin Gerin	1	UN	\$ 216.000	\$ 216.000
4	Cable Cu N° 8 AWG THWN	10	m	\$ 3.211	\$ 32.110
5	Accesorios	1	Gl	\$ 20.000	\$ 20.000
SUBTOTAL					\$ 1.924.610
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Técnico	1	1	\$ 40.000	\$ 40.000
2	Herramienta menor	1	1	\$ 10.000	\$ 10.000
SUBTOTAL					\$ 50.000
COSTO DIRECTO					\$ 1.974.610

3.7. INGENIERÍA MECÁNICA

El edificio de Ingeniería Mecánica cuenta con una subestación de 160 kVA, a la vista tipo interior. Esta subestación se alimenta de la caja cortacircuitos existente en la subestación de Laboratorios Livianos por medio de una acometida subterránea Cu 2 AWG XLPE 15 kV tripolar, la cual llega a la caja cortacircuitos de la subestación. Aguas arriba de la caja cortacircuitos sale una acometida para la subestación del Luís A. Calvo.

3.7.1. Atributos

Tabla 3.41. Atributos subestación Ingeniería Mecánica

Código SIG:	0113	Clase:	A la vista	Potencia TRF:	160 kVA
Relación TRF:	13200/(231-133,4) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	3,8%
Corriente cc:	10,5 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones TRF:	1,1x0,5x1,5 m
Fabricante TRF:	Siemens	Año:	1961	TAPS:	1** 13860 V
Tipo seccionador:	Caja cortacircuitos				2 13200 V
Tipo fusible:	Hilo	Tipo pararrayo:	N/A		3 12540 V
In fusible:	(10-15-15) A	Tensión pararrayo:	N/A		
Tensión fusible:	15 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	
Observaciones:	El transformador solo tiene tres Taps				

Tabla 3.42. Atributos TGBT, subestación Ingeniería Mecánica

Código SIG:	01131	Acometida:	Cu 3#250 MCM THHN + 1#250 MCM THHN + 1#2 AWG t	
In Totalizador:	(320 - 400) A	Icc Totalizador:	50 kA	Fabricante Tot: Siemens
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 1 1/2" x 3/16"	In Barraje: 500 A
Dimensiones Tablero:	1,0x0,8x2,0 m	Vn DPS:	-----	Id DPS: -----
Observaciones:	La corriente de cortocircuito del totalizador no es identificable. El tablero no tiene DPS			

3.7.2. Diagnóstico

3.7.2.1. Inspección visual

Corriente nominal MT transformador	: 7 A
Corriente nominal BT transformador	: 400 A
Corriente nominal fusible MT	: (10-15-15) A
Corriente nominal totalizador	: (320 - 400) A dial: 400 A
Corriente nominal acometida (aire libre)	: 455 A
Corriente nominal barraje según normas DIN 46433	: 500 A

Los fusibles de MT de la subestación no tienen la misma corriente nominal, lo cual es un problema ante cualquier sobrecorriente. El totalizador, la acometida y el barraje de BT están bien especificados. El transformador presenta fugas de aceite por los bujes de baja.

Figura 3.41. Subestación Ingeniería Mecánica



3.7.2.2. Análisis de demanda del transformador

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador de Ingeniería Mecánica, el día lunes 27 de noviembre de 2006.

Figura 3.42. Perfil de tensiones de fase, transformador Ingeniería Mecánica

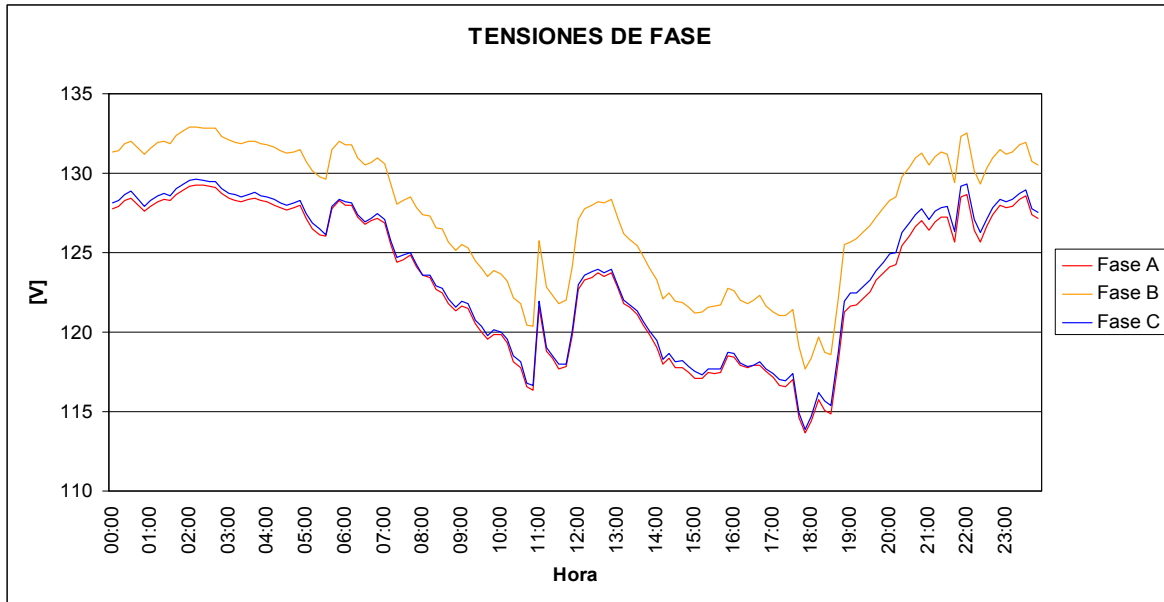


Figura 3.43. Perfil de corrientes de fase, transformador Ingeniería Mecánica

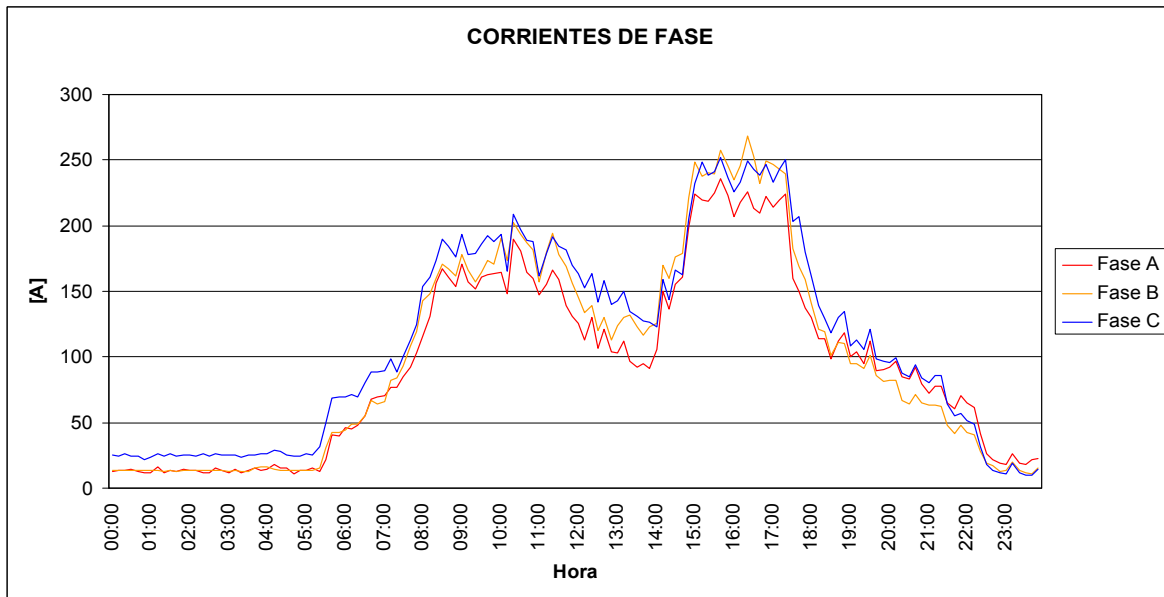


Figura 3.44. Perfil de potencias, transformador Ingeniería Mecánica

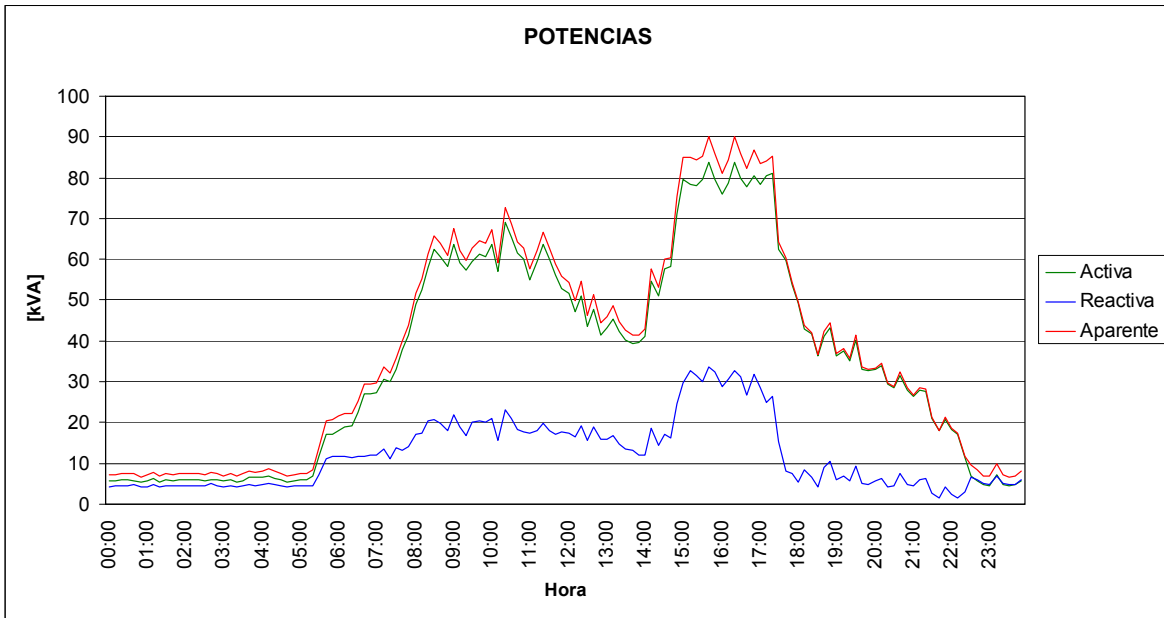
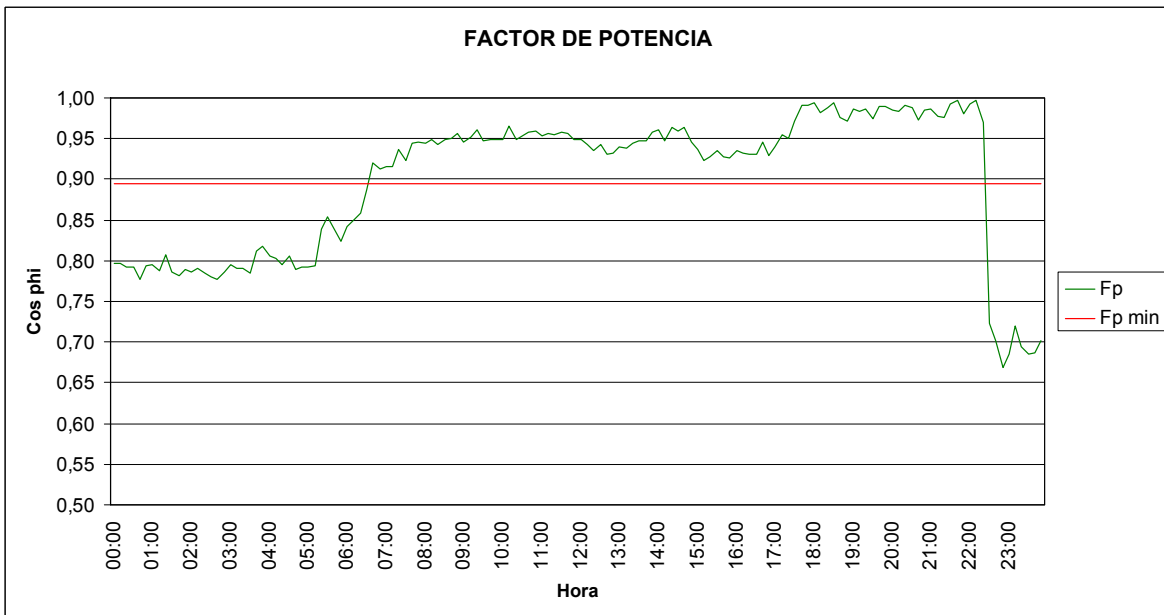


Figura 3.45. Perfil del factor de potencia, transformador Ingeniería Mecánica



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap es adecuada, pues da como resultado una tensión promedio de 124,8 V. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son las siguientes:

Tabla 3.43. Tensiones según posición tap, transformador Ingeniería Mecánica

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	13860	124,8
2	13200	131,1
3	12540	138,0

Del perfil de corrientes de fase se observa que estas se encuentran balanceadas.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 3:40 p.m. con un valor de 90,2 kVA, que representa un 56,4% del valor nominal, por lo cual este transformador cuenta con una disponibilidad de 69,8 kVA.

Se observa que el factor de potencia decae por debajo del valor penalizable (0,89) entre las 10 p.m. y las 7 a.m. aproximadamente, esto debido al poco consumo de carga activa en ese horario y al consumo reactivo propio del transformador, pero debido a que la potencia reactiva consumida en la subestación es muy baja, no es necesario instalar un banco de condensadores en esta subestación.

3.7.2.3. Resistencia de aislamiento del transformador

Tabla 3.44. Resistencia de aislamiento, transformador Ingeniería Mecánica

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	50
Alta / Tierra	100
Baja / Tierra	50

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{160}} = 1565 [M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están muy por debajo del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en malas condiciones.

3.7.2.4. Rigidez dieléctrica del aceite

Tabla 3.45. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador Ingeniería Mecánica

Prueba	1	2	3	4	5	Promedio
Tensión de ruptura [kV]	24	22	24	24	24	23,6

La tensión de ruptura promedio está por debajo del valor mínimo recomendado 30 kV.

Debido a la mala condición de aislamiento presentada por el transformador y a la baja rigidez dieléctrica de su aceite, del 15 al 22 de abril de 2007 se le realizó un mantenimiento preventivo en taller el cual incluyó cambio total del aceite, secado de las bobinas en horno y cambio de empaques.

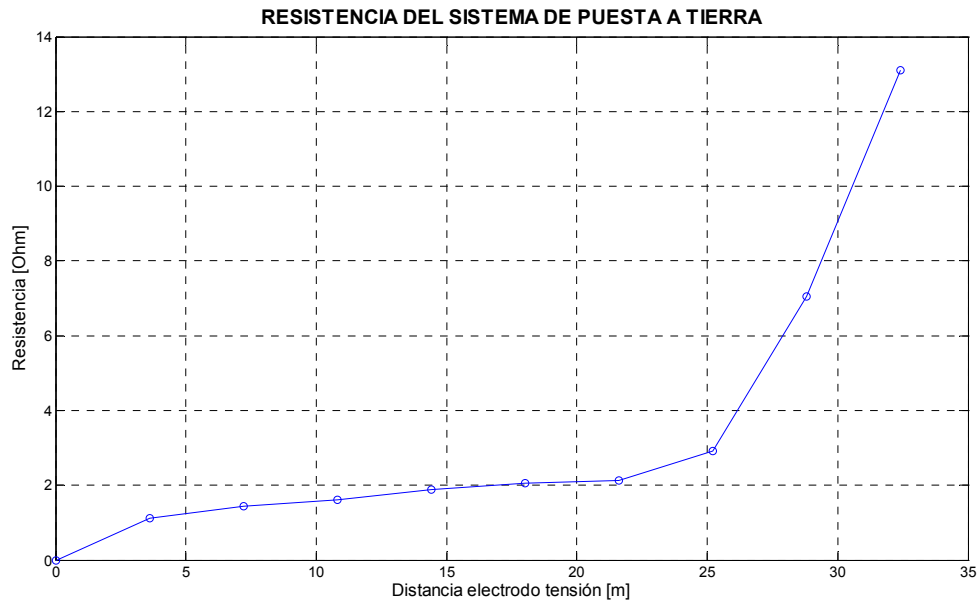
3.7.2.5. Resistencia del sistema de puesta a tierra

La subestación presenta un sistema de puesta a tierra conformado por una malla de dos retículas y seis cajas de inspección, en las cuatro esquinas se encuentran ubicadas cuatro varillas de cobre de 5/8" de diámetro y de 8' de profundidad (1,59 x 244) cm. La malla está interconectada por medio de un conductor de cobre N° 2/0 AWG desnudo y las conexiones son del tipo exotérmico. La malla de puesta a tierra se encuentra a veinte metros de distancia de la subestación.

Tabla 3.46. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Ingeniería Mecánica

Distancia [m]	0	3,6	7,2	10,8	14,4	18	21,6	25,2	28,8	32,4	36
Resistencia [Ω]	0	1,11	1,45	1,61	1,87	2,06	2,12	2,92	7,06	13,1	5970

Figura 3.46. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Ingeniería Mecánica



De la tabla de valores y la gráfica de medida de la resistencia de la malla, se observa que la región plana de la curva se encuentra alrededor del 62% de distancia del electrodo de tensión, por lo tanto se puede afirmar que la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación es de 2,12 Ω .

3.7.3. Recomendaciones

- Es necesario que los fusibles de MT sean de la misma corriente nominal, el valor de corriente nominal adecuado para estos fusibles es 8 A.

3.8. LUÍS A. CALVO

El auditorio Luís A. Calvo cuenta con una subestación conformada por dos transformadores a la vista tipo interior, uno de 100 kVA el cual suministra energía a todo lo relacionado con iluminación e instalaciones internas y otro de 150 kVA que alimenta el aire acondicionado del auditorio a 440 V. Esta subestación se alimenta de la parte

superior de la caja cortacircuitos existente en la subestación de Ingeniería Mecánica por medio de una acometida subterránea Cu 2 AWG XLPE 15 kV tripolar, la cual llega a las dos cajas cortacircuitos de la subestación.

3.8.1. Atributos

Cada uno de los transformadores tiene su respectiva acometida y barraje de baja tensión los cuales se encuentran dentro del mismo gabinete, este se localiza en el sótano del auditorio junto a la planta de emergencia. A continuación se presentan los atributos de cada uno de los transformadores y de los TGBT.

Tabla 3.47. Atributos subestación auditorio Luís A. Calvo, transformador (a)

Código SIG:	0117	Clase:	A la vista	Potencia TRF:	100 kVA
Relación TRF:	13200/(220-127) V	Grupo conexión:	Dy-1	Tensión cc (Uz):	-----
Corriente cc:	-----	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones TRF:	1,0x0,6x1,1 m
Fabricante TRF:	OASA	Año:	-----	TAPS:	1** 13200 V
Tipo seccionador:	Caja cortacircuitos				2 12672 V
Tipo fusible:	Hilo	Tipo pararrayo:	N/A		3 12144 V
In fusible:	(10-8-8) A	Tensión pararrayo:	N/A		4 11616 V
Tensión fusible:	15 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	5 11088 V
Observaciones:	La placa de características del transformador no cuenta con mas información				

Tabla 3.48. Atributos TGBT (a), subestación auditorio Luís A. Calvo

Código SIG:	01171	Acometida:	Cu 2(3#300 MCM THW) + 1#300 MCM THW		
In Totalizador:	(250 - 600) A	Icc Totalizador:	42 kA	Fabricante Tot.:	General Electric
No barras BT:	4	Barraje:	Cu 2" x 3/8"	In Barraje:	890 A
Dimensiones Tablero:	2,1x0,7x1,8 m	Vn DPS:	-----	Id DPS:	-----
Observaciones:	No existe barraje de puesta a tierra. El tablero no tiene DPS				

Tabla 3.49. Atributos subestación auditorio Luís A. Calvo, transformador (b)

Código SIG:	0118	Clase:	A la vista	Potencia TRF:	150 kVA
Relación TRF:	11400/(440-254) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	2,9%
Corriente cc:	6,7 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones TRF:	1,2x0,8x1,3 m
Fabricante TRF:	Andina de TRF	Año:	1974	TAPS:	1 11970 V
Tipo seccionador:	Caja cortacircuitos				2** 11685 V
Tipo fusible:	Hilo	Tipo pararrayo:	N/A		3 11400 V
In fusible:	(15-10-10) A	Tensión pararrayo:	N/A		4 11115 V
Tensión fusible:	15 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	5 10830 V
Observaciones:	El 30 de diciembre de 2006, se movió el tap de la posición 3 a la posición 2; esto acorde a los datos arrojados por el analizador de redes.				

Tabla 3.50. Atributos TGBT (b), subestación auditorio Luís A. Calvo

Código SIG:	01181	Acometida:	Cu 3#300 MCM THW + 1#3/0 AWG THW		
In Totalizador:	(125 - 400) A	Icc Totalizador:	30 kA	Fabricante Tot.:	General Electric
No barras BT:	4	Barraje:	Cu 1" x 1/4"	In Barraje:	420 A
Dimensiones Tablero:	2,1x0,7x1,8 m	Vn DPS:	-----	Id DPS:	-----
Observaciones:	No existe barraje de puesta a tierra. El tablero no tiene DPS				

3.8.2. Diagnóstico

3.8.2.1. Inspección visual

Corriente nominal MT transformador (a)	: 4,4 A
Corriente nominal BT transformador (a)	: 262,4 A
Corriente nominal fusible MT (a)	: (10-8-8) A
Corriente nominal totalizador (a)	: (250 - 600) A dial: 250 A
Corriente nominal acometida (tubería PVC 3") (a)	: 456 A
Corriente nominal barraje (a) según normas DIN 46433	: 890 A
Corriente nominal MT transformador (b)	: 7,6 A
Corriente nominal BT transformador (b)	: 196,8 A
Corriente nominal fusible MT (b)	: (15-10-10) A
Corriente nominal totalizador (b)	: (125 - 400) A dial: 160 A

Corriente nominal acometida (tubería PVC 3") (b) : 285 A
Corriente nominal barraje (b) según normas DIN 46433 : 420 A

Los fusibles de MT en los dos transformadores no tienen la misma corriente nominal, lo cual es un problema ante cualquier sobrecorriente. Los totalizadores, las acometidas y los barrajes de BT están bien especificados, pero hay que tener en cuenta que el dial del totalizador (a) no se debe ajustar por encima de 250 A y el dial del totalizador (b) no se debe ajustar por encima de 200 A, de no ser así estos totalizadores no protegerían sus respectivos transformador ante cualquier sobrecarga. Los dos transformadores presentan fugas de aceite por la tapa, además sus niveles de aceite son muy bajos.

3.8.2.2. Análisis de demanda del transformador (a)

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador (a) del auditorio Luís A. Calvo, el día viernes 8 de diciembre de 2006.

En ese día las oficinas del personal administrativo del auditorio se encontraban cerradas pero en el auditorio hubo dos funciones, una a las tres de la tarde y la otra a las siete de la noche; por lo tanto la información recopilada no representa el consumo de energía normal en el auditorio, pero si es de gran ayuda, ya que la iluminación del auditorio es la carga mas representativa.

Figura 3.47. Perfil de tensiones de fase, transformador (a) auditorio Luís A. Calvo

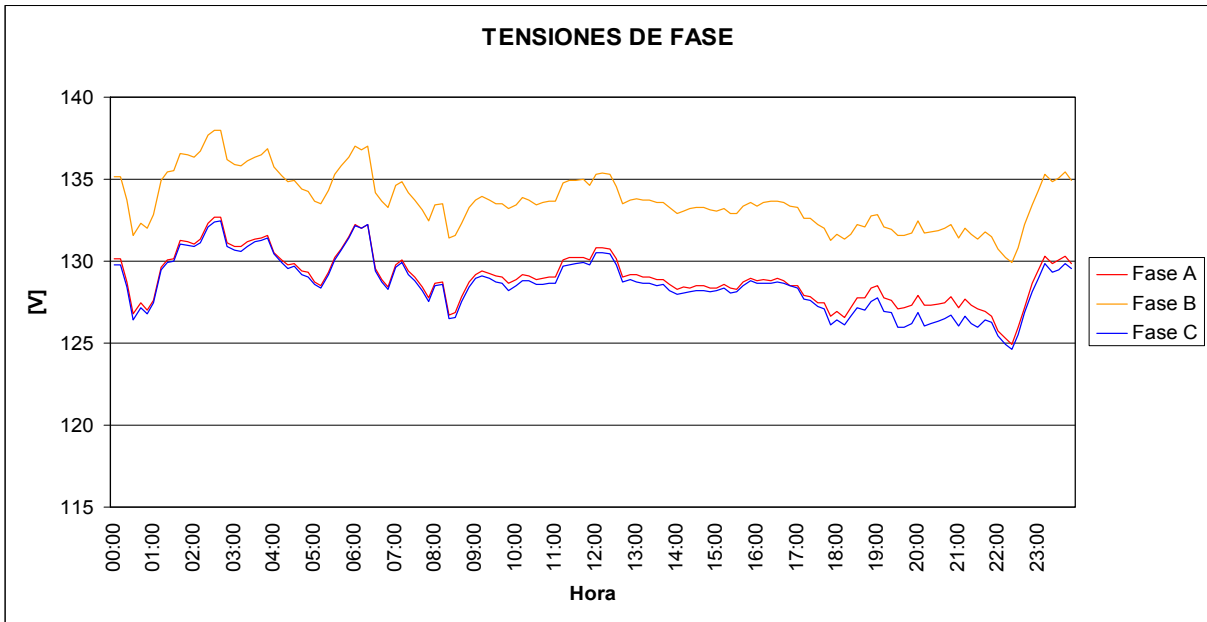


Figura 3.48. Perfil de corrientes de fase, transformador (a) auditorio Luís A. Calvo

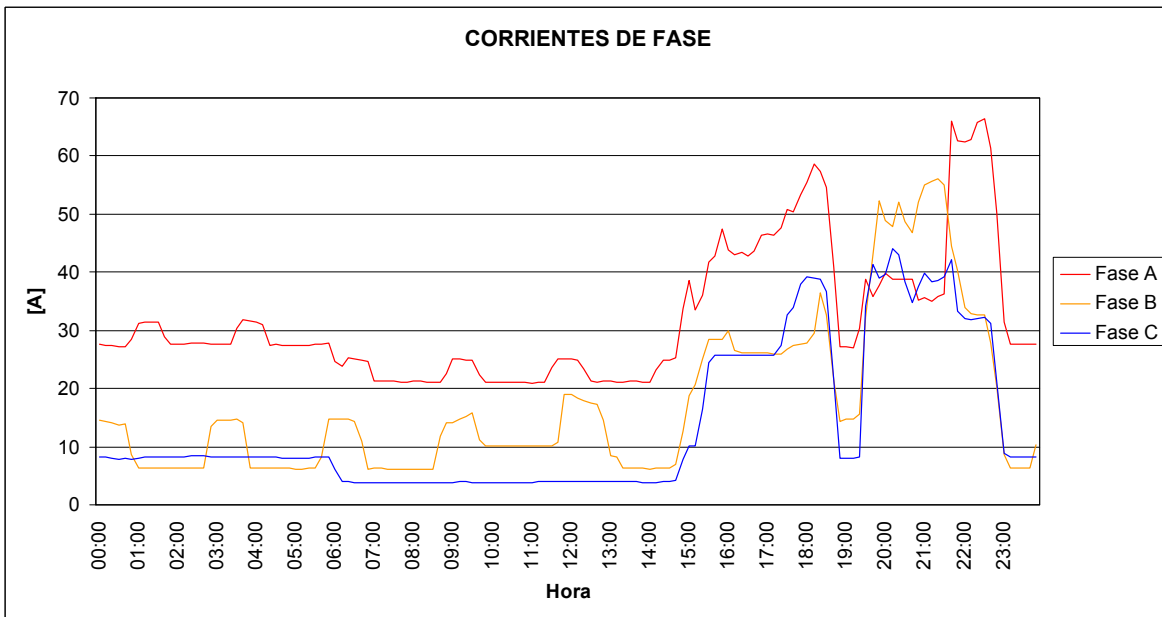


Figura 3.49. Perfil de potencias, transformador (a) auditorio Luís A. Calvo

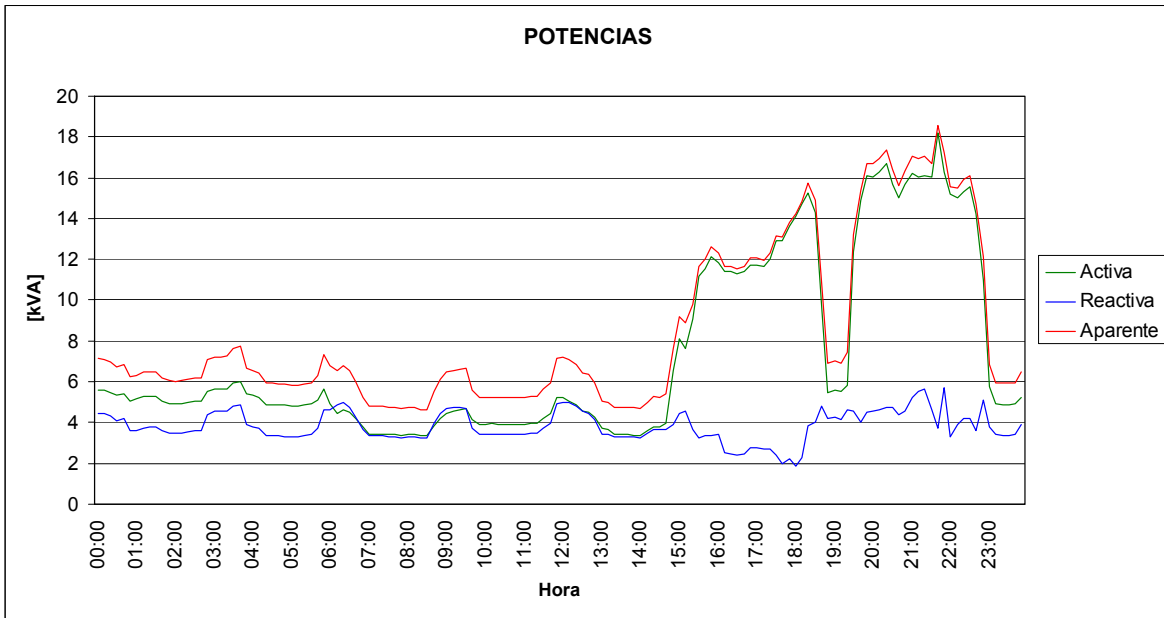
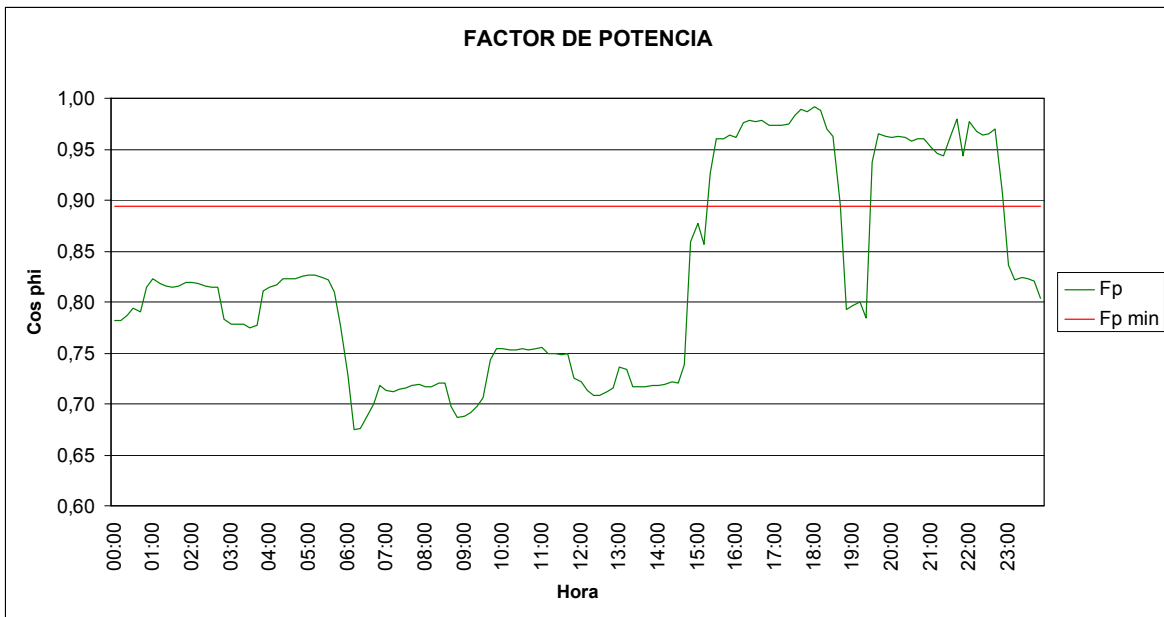


Figura 3.50. Perfil del factor de potencia, transformador (a) auditorio Luís A. Calvo



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap no es adecuada, pues da como resultado una tensión promedio de 130,4 V; pero esta es la tensión mas baja que se puede obtener de este transformador ya que el tap se encuentra en la posición 1. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son:

Tabla 3.51. Tensiones según posición tap, transformador (a) auditorio Luís A. Calvo

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	13200	130,4
2	12672	135,9
3	12144	141,8
4	11616	148,2
5	11088	155,3

Del perfil de corrientes de fase se observa que estas presentan un ligero desbalance el cual no es significativo y se puede considerar como normal.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 9:40 p.m. con un valor de 18,6 kVA, que representa un 18,6% del valor nominal, pero como se mencionó anteriormente este valor no es muy confiable debido a que las oficinas se encontraban cerradas.

Se observa que el factor de potencia decae por debajo del valor penalizable (0,89) en las horas que no hubo función en el auditorio, esto debido a la carga reactiva consumida por el transformador, pero la potencia reactiva es muy bajo por lo tanto no es necesario instalar banco de condensadores para este transformador.

3.8.2.3. Análisis de demanda del transformador (b)

El analizador de redes recopiló información en el transformador (b) del auditorio Luís A. Calvo el día sábado 9 de diciembre de 2006.

En ese día el aire acondicionado del auditorio estuvo en funcionamiento desde las 8:00 a.m. hasta las 7:30 p.m.

Figura 3.51. Perfil de tensiones de fase, transformador (b) auditorio Luís A. Calvo

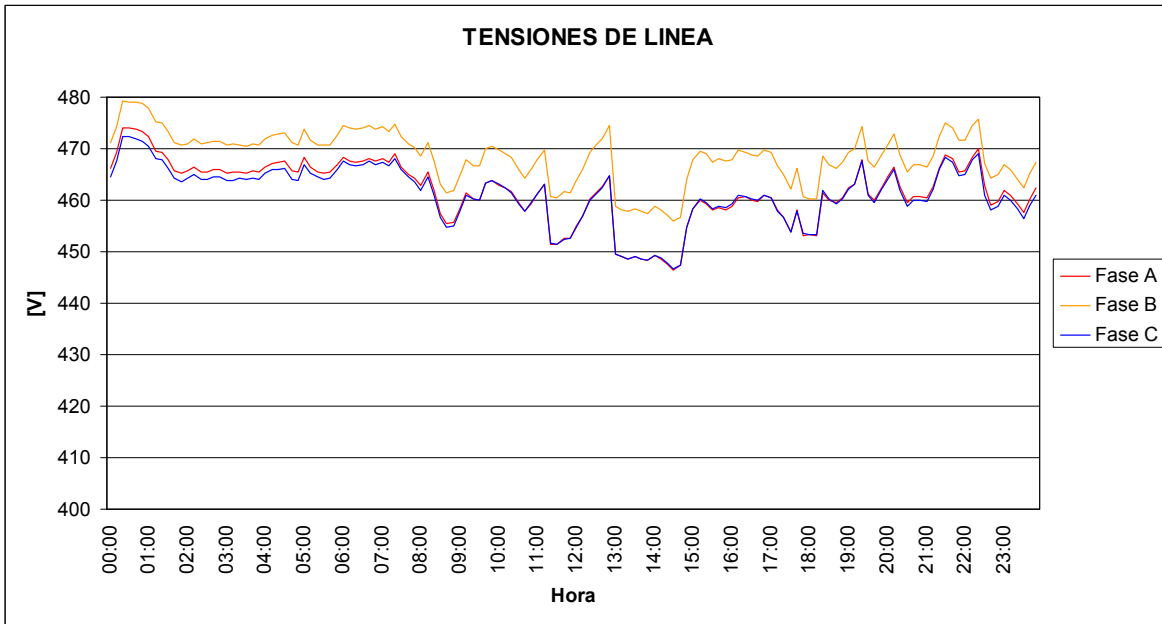


Figura 3.52. Perfil de corrientes de fase, transformador (b) auditorio Luís A. Calvo

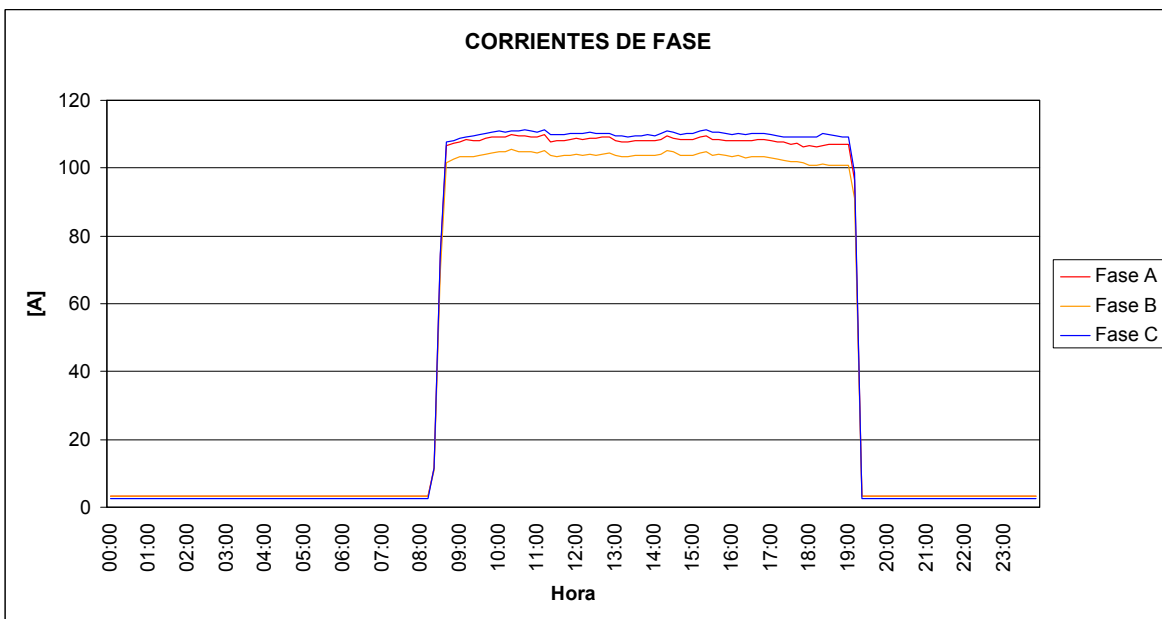


Figura 3.53. Perfil de potencias, transformador (b) auditorio Luís A. Calvo

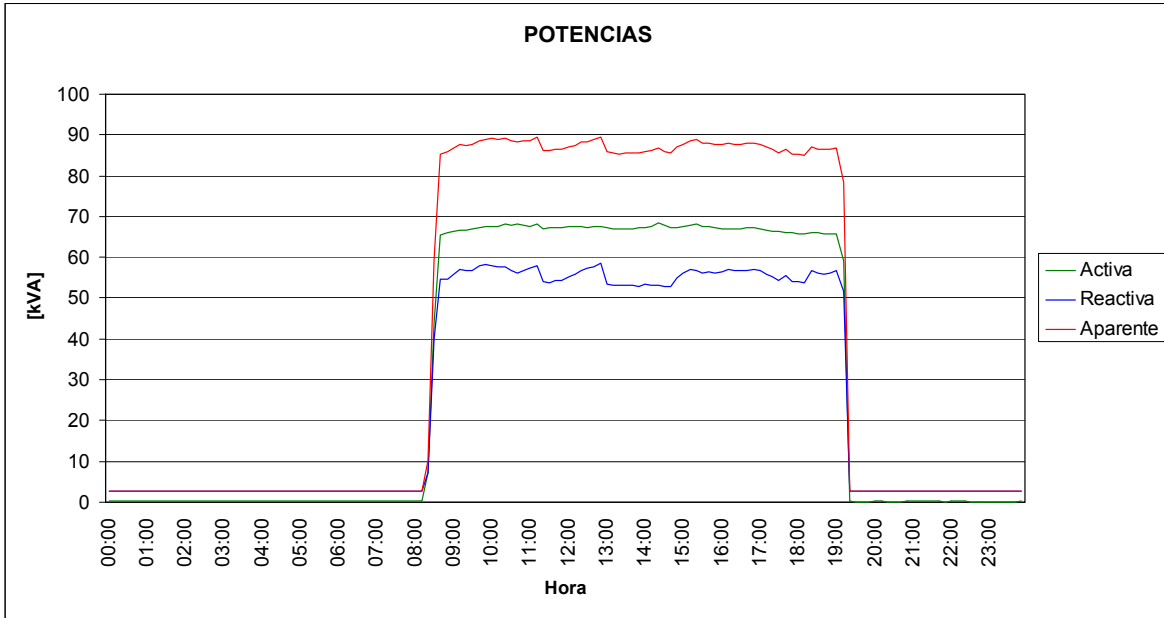
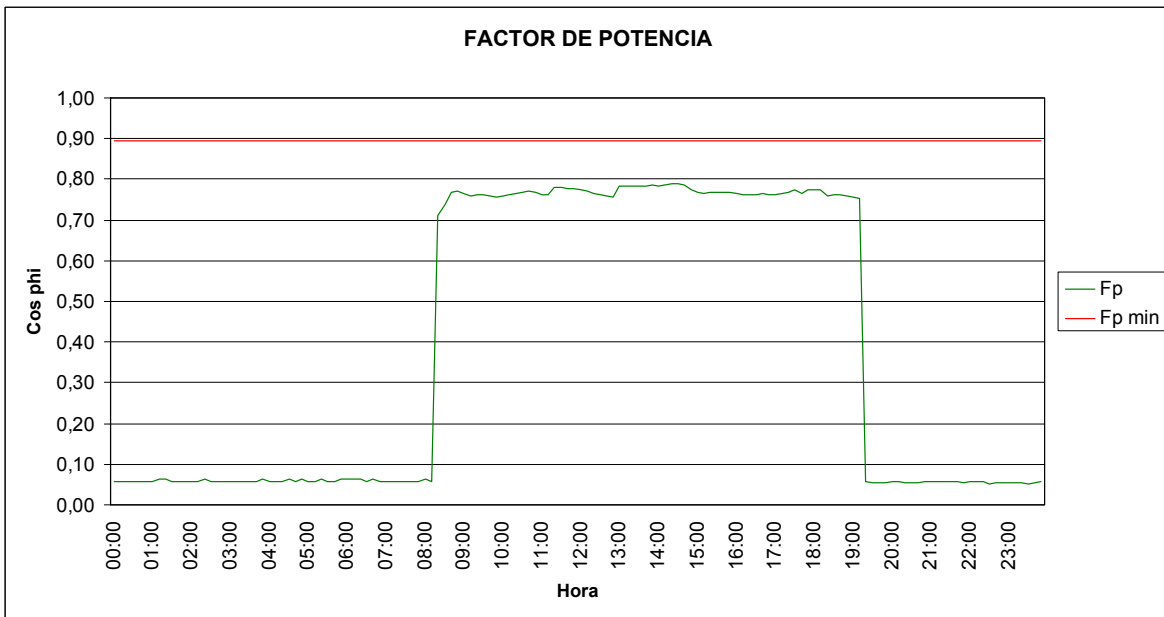


Figura 3.54. Perfil del factor de potencia, transformador (b) auditorio Luís A. Calvo



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap no es adecuada, pues da como resultado una tensión de línea promedio de 463,8 V, la cual es muy elevada. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son:

Tabla 3.52. Tensiones según posición tap, transformador (b) auditorio Luís A. Calvo

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	11970	441,7
2	11685	452,5
3	11400	463,8
4	11115	475,7
5	10830	488,2

Con base en la tabla 3.52, el 30 de diciembre de 2006 se cambió la posición del tap, de la posición 3 a la posición 2.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 12:50 p.m. con un valor de 89,4 kVA, que representa un 59,6% del valor nominal, por lo tanto este transformador tiene una disponibilidad de 60,6 kVA.

Se observa que el factor de potencia siempre está por debajo del valor penalizable (0,89), ya que el aire acondicionado es de naturaleza reactiva y cuando este está apagado, el consumo reactivo propio del transformador es el que hace decaer el factor de potencia.

3.8.2.4. Resistencia de aislamiento del transformador (a)

Tabla 3.53. Resistencia de aislamiento, transformador (a) auditorio Luís A Calvo

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	1050
Alta / Tierra	1000
Baja / Tierra	350

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{100}} = 1980[M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por debajo del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en pobres condiciones.

Debido a la mala condición de aislamiento presentada por este transformador, del 29 de abril al 6 de mayo se le realizó un mantenimiento preventivo en taller el cual incluyó de proceso de termo-vacío al aceite, secado de las bobinas en horno, reposición de aceite perdido y cambio de empaques.

3.8.2.5. Resistencia de aislamiento del transformador (b)

Tabla 3.54. Resistencia de aislamiento, transformador (b) auditorio Luís A Calvo

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	1000
Alta / Tierra	1000
Baja / Tierra	800

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{150}} = 1617[M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por debajo del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en pobres condiciones.

3.8.2.6. Rigidez dieléctrica del aceite del transformador (a)

Tabla 3.55. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador (a) auditorio Luís A Calvo

Prueba	1	2	3	4	5	Promedio
Tensión de ruptura [kV]	28	30	32	29	32	30,2

La tensión de ruptura promedio está por encima del valor mínimo recomendado 30 kV.

3.8.2.7. Rigidez dieléctrica del aceite del transformador (b)

Tabla 3.56. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador (b) auditorio Luís A Calvo

Prueba	1	2	3	4	5	Promedio
Tensión de ruptura [kV]	27	32	30	31	31	30,2

La tensión de ruptura promedio está por encima del valor mínimo recomendado 30 kV.

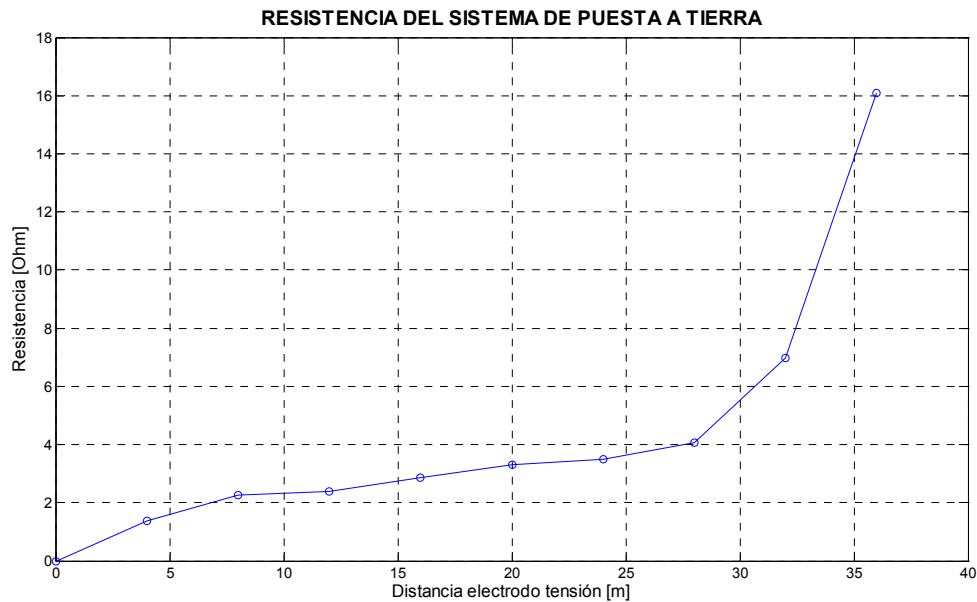
3.8.2.8. Resistencia del sistema de puesta a tierra

Los electrodos del sistema de puesta a tierra de la subestación no fueron encontrados, por lo tanto se tomo la medición de la resistencia del sistema desde los bornes del transformador, de los cuales sale un conductor N° 1/0 AWG desnudo.

Tabla 3.57. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación auditorio Luís A. Calvo

Distancia [m]	0	4	8	12	16	20	24	28	32	36	40
Resistencia [Ω]	0	1,39	2,27	2,39	2,86	3,30	3,48	4,07	6,96	16,1	1607

Figura 3.55. Resistencia sistema de puesta a tierra, subestación auditorio Luís A. Calvo

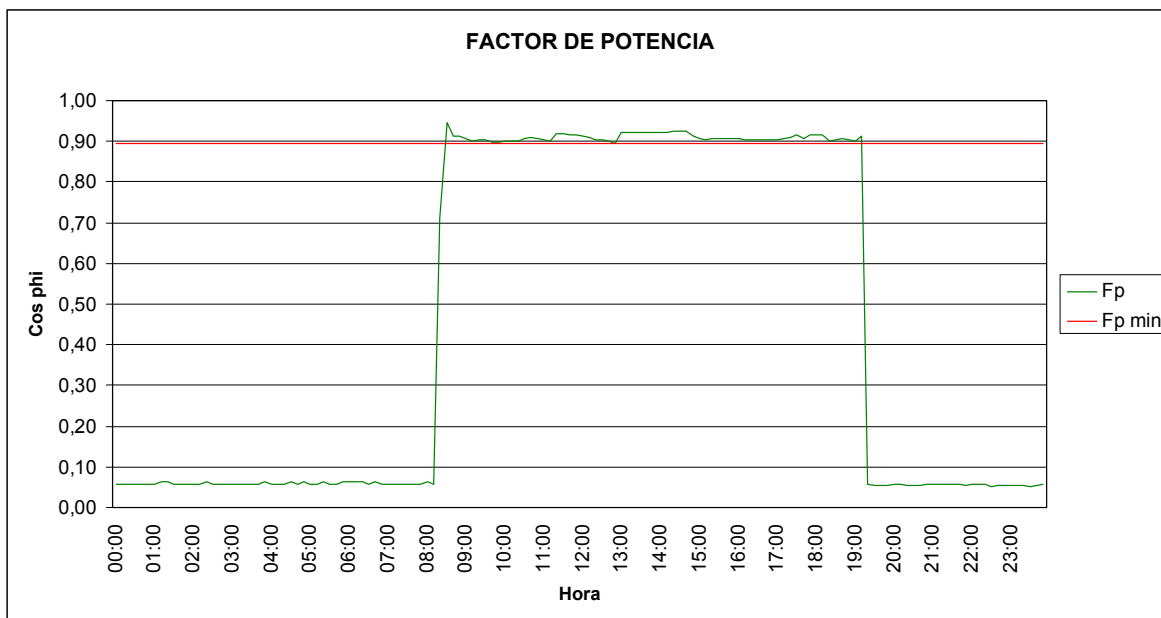


De la tabla de valores y la gráfica de medida de la resistencia del sistema de puesta a tierra se observa que la región plana de la curva se encuentra alrededor del 62% de distancia del electrodo de tensión, por lo tanto se puede afirmar que la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación es de 3,48 Ω .

3.8.3. Recomendaciones

- Es necesario que los fusibles de MT sean de la misma corriente nominal, los fusibles del transformador (a) deben ser de 5 A y para el transformador (b) deben ser de 8 A.
- El dial del totalizador (a) no se debe ajustar por encima de 262 A.
- El dial del totalizador (b) no se debe ajustar por encima de 196 A.
- Debido a que la tensión de salida del transformador (a) es muy elevada y a que este transformador ya tiene mas de 30 años de servicio, es necesario el cambio de este transformador por uno de 100 kVA, con relación de transformación 13200/(220-127) V, grupo de conexión Dy5 y con sistema de refrigeración ONAN.
- Debido a la mala condición de aislamiento presentada por el transformador (b), es necesario realizarle un mantenimiento preventivo en taller el cual incluya de proceso de termo-vacío al aceite, secado de las bobinas en horno, reposición de aceite perdido y cambio de empaques.
- En el transformador (b) el problema principal del factor de potencia se presenta cuando el aire acondicionado se encuentra en funcionamiento, cuando este está apagado el factor de potencia es incluso mas bajo pero la potencia reactiva es muy baja a la vez, por lo tanto, teniendo en cuenta que el objetivo primordial de la compensación de reactivos es evitar el pago de energía reactiva y brindar una mejor calidad de energía a los equipos, la solución debe enfocarse a compensar reactivos mientras el aire acondicionado este en funcionamiento. Entonces, es necesario instalar un banco de condensadores de 25 kVAr al barraje de baja tensión de este transformador y que este se energice a la vez con el aire acondicionado. La siguiente figura muestra el comportamiento esperado del factor de potencia en el lado de MT del transformador (b) con la instalación del banco de condensadores.
- Realizar una prueba de relación de transformación al transformador (b) y actualizar su placa de características.

Figura 3.56. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 25 kVAr, transformador (b) auditorio Luís A. Calvo



- Características del banco de condensadores a instalar

Marca	Tipo	Referencia	Potencia	Tensión	Frecuencia
Merlin Gerin	Varplus M1	52426	10 kVAr	440 V	60 Hz
Merlin Gerin	Varplus M1	52427	15 kVAr	440 V	60 Hz

- Características del breaker a instalar con el banco de condensadores

Marca	Tipo	Referencia	I nominal	Tensión	I cc
Merlin Gerin	EasyPact	EZC100N3040C	40 A	440 V	12,5 kA

- Características del contactor a instalar para el control del banco de condensadores

Marca	Tipo	Referencia	HP 440V	AC3
Telemecanique	Contacto tripolar	LC1D40R7	30 HP	40 A

3.8.4. Cantidades de obra y presupuesto

A continuación se presentan los costos directos y/o totales de las obras requeridas en la subestación del auditorio Luís A. Calvo.

ÍTEM: 6					
OBRA: MONTAJE BANCO DE CONDENSADORES 25 kVAr, transformador (b)					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Banco de condensadores 10 kVAr, Varplus M1, Merlin Gerin	1	UN	\$ 512.800	\$ 512.800
2	Banco de condensadores 15 kVAr, Varplus M1, Merlin Gerin	1	UN	\$ 641.000	\$ 641.000
3	Totalizador 40 A, Merlin Gerin	1	UN	\$ 216.000	\$ 216.000
4	Contactador tripolar LC1D40R7, Telemecanique	1	UN	\$ 662.400	\$ 662.400
5	Cable Cu N° 8 AWG THWN	20	m	\$ 3.211	\$ 64.220
6	Accesorios	1	Gl	\$ 30.000	\$ 30.000
SUBTOTAL					\$ 2.126.420
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Técnico	1	1	\$ 40.000	\$ 40.000
2	Herramienta menor	1	1	\$ 10.000	\$ 10.000
SUBTOTAL					\$ 50.000
COSTO DIRECTO					\$ 2.176.420

ÍTEM: 7					
OBRA: MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL TRANSFORMADOR (b)					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
SUBTOTAL					
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Servicio mantenimiento preventivo en taller (personal especializado)	1	1	\$ 1.893.519	\$ 1.893.519
SUBTOTAL					\$ 1.893.519
*Incluye montaje, desmontaje y préstamo de un transformador mientras dure el mantenimiento.					COSTO TOTAL \$ 1.893.519

ÍTEM: 8					
OBRA: TRANSFORMADOR (a) 100 kVA					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Transformador 100 kVA, 13200/(220-127) V, Dy5, ONAN	1	UN	\$ 9.700.000	\$ 9.700.000
SUBTOTAL					
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Montaje e instalación del transformador (servicio especializado)	1	1	\$ 500.000	\$ 500.000
SUBTOTAL					\$ 500.000
COSTO TOTAL					\$ 10.200.000

3.9. BIBLIOTECA

La Biblioteca cuenta con una subestación tipo encapsulada conformada por dos transformadores de 315 kVA c/u. Un transformador suministra energía a 220 V a todas las instalaciones internas y el otro es el encargado de suministrar energía a 440 V a todos los motores del sistema del aire acondicionado.

Esta subestación se alimenta directamente del barraje premoldeado de media tensión existente en la subestación de Eléctrica Antigua por medio de una acometida subterránea Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar, la cual llega a un seccionador bajo carga para uso interior con fusibles de 100 A tipo bayoneta, este seccionador alimenta un barraje del cual salen las acometidas para los respectivos seccionadores de los transformadores, de estos seccionadores también salen las acometidas para el edificio de Administración y el CENTIC (ver diagrama unifilar de MT).

3.9.1. Atributos

Cada uno de los transformadores tiene su respectiva acometida y barraje de baja tensión los cuales se encuentran dentro del mismo gabinete. A continuación se presentan los atributos de cada uno de los transformadores y de los TGBT.

Tabla 3.58. Atributos subestación Biblioteca, transformador (a)

Código SIG:	0111	Clase:	Encapsulada	Potencia TRF:	315 kVA
Relación TRF:	11400/(208-120) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	2,6%
Corriente cc:	33,6 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones TRF:	1,5x0,9x1,6 m
Fabricante TRF:	Andina de TRF	Año:	1974	TAPS:	1** 12060 V
Tipo seccionador:	Seccionador bajo carga para uso interior				2 11740 V
Tipo fusible:	Bayoneta	Tipo pararrayo:	N/A		3 11400 V
In fusible:	25 A	Tensión pararrayo:	N/A		4 11095 V
Tensión fusible:	24 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	5 10770 V
Observaciones:	El 30 de diciembre de 2006, se movió el tap de la posición 2 a la posición 1; esto acorde a los datos arrojados por el analizador de redes.				

Tabla 3.59. Atributos TGBT (a), subestación Biblioteca

Código SIG:	01111	Acometida:	Cu 4(3#4/0 AWG THHN) + 1#4/0 AWG THHN) + 1#3/0 AWG t	
In Totalizador:	(800 - 1000) A	Icc Totalizador:	80 kA	Fabricante Tot:: Legrand
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 2" x 3/8"	In Barraje: 890 A
Dimensiones Tablero:	2,0x0,6x2,1 m	Vn DPS:	----	Id DPS: ----
Observaciones:	El tablero no tiene DPS			

Tabla 3.60. Atributos subestación Biblioteca, transformador (b)

Código SIG:	0112	Clase:	Encapsulada	Potencia TRF:	315 kVA
Relación TRF:	11400/(440-254) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	3,4%
Corriente cc:	12 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones TRF:	1,5x0,9x1,6 m
Fabricante TRF:	Andina de TRF	Año:	1974	TAPS:	1 11970 V
Tipo seccionador:	Seccionador bajo carga para uso interior				2** 11685 V
Tipo fusible:	Bayoneta	Tipo pararrayo:	N/A		3 11400 V
In fusible:	25 A	Tensión pararrayo:	N/A		4 11115 V
Tensión fusible:	24 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	5 10830 V
Observaciones:	En la carcasa del transformador se encuentra erróneamente pintado 13200 V como tensión del devanado primario.				

Tabla 3.61. Atributos TGBT (b), subestación Biblioteca

Código SIG:	01121	Acometida:	Cu 4(3#4/0 AWG THHN) + 1#4/0 AWG t	
In Totalizador:	(800 - 1000) A	Icc Totalizador:	45 kA	Fabricante Tot:: Legrand
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 2" x 3/8"	In Barraje: 890 A
Dimensiones Tablero:	1,4x0,6x2,1 m	Vn DPS:	----	Id DPS: ----
Observaciones:	El tablero no tiene DPS			

3.9.2. Diagnóstico

3.9.2.1. Inspección visual

Corriente nominal MT transformador (a)	: 16 A
Corriente nominal BT transformador (a)	: 874,4 A
Corriente nominal fusible MT (a)	: 25 A
Corriente nominal totalizador (a)	: (800 - 1000) A dial: 800 A

Corriente nominal acometida (cárcamo ventilado) (a)	: 1620 A
Corriente nominal barraje (a) según normas DIN 46433	: 890 A
Corriente nominal MT transformador (b)	: 16 A
Corriente nominal BT transformador (b)	: 413,3 A
Corriente nominal fusible MT (b)	: 25 A
Corriente nominal totalizador (b)	: (800 - 1000) A dial: 800 A
Corriente nominal acometida (cárcamo ventilado) (b)	: 1620 A
Corriente nominal barraje (b) según normas DIN 46433	: 890 A

En el transformador (a) los fusibles, el totalizador, la acometida y el barraje se encuentran bien especificados, pero hay que tener en cuenta que el dial del totalizador nunca se debe ajustar por encima de 874 A, de no ser así, este no protegería al transformador ante una eventual sobrecarga. El transformador presenta fugas de aceite por los bujes de baja y por el cambia taps.

En el transformador (b) los fusibles, la acometida y el barraje están bien especificados, pero el totalizador no, ya que la corriente nominal de este es (800 - 1000) A y la corriente nominal del transformador es 413,3 A, por lo tanto es necesario el cambio urgente del totalizador (b). El transformador presenta fugas de aceite por el cambia taps, además el nivel de aceite es muy bajo.

3.9.2.2. Análisis de demanda del transformador (a)

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador (a) de la Biblioteca, el día jueves 30 de noviembre de 2006.

Figura 3.57. Perfil de tensiones de fase, transformador (a) Biblioteca

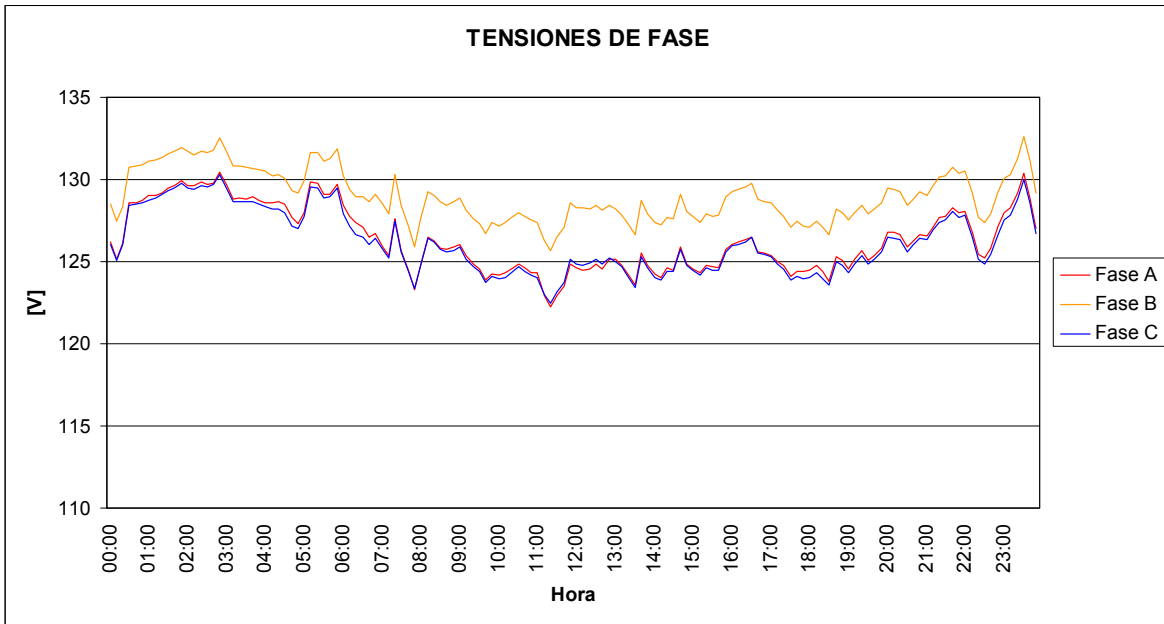


Figura 3.58. Perfil de corrientes de fase, transformador (a) Biblioteca

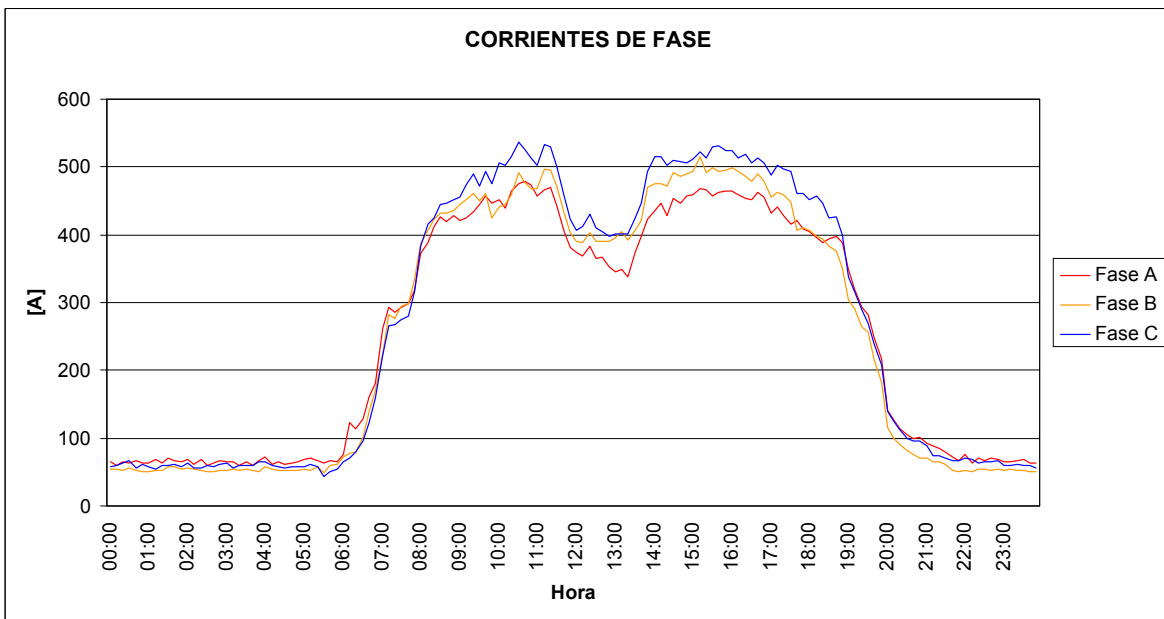


Figura 3.59. Perfil de potencias, transformador (a) Biblioteca

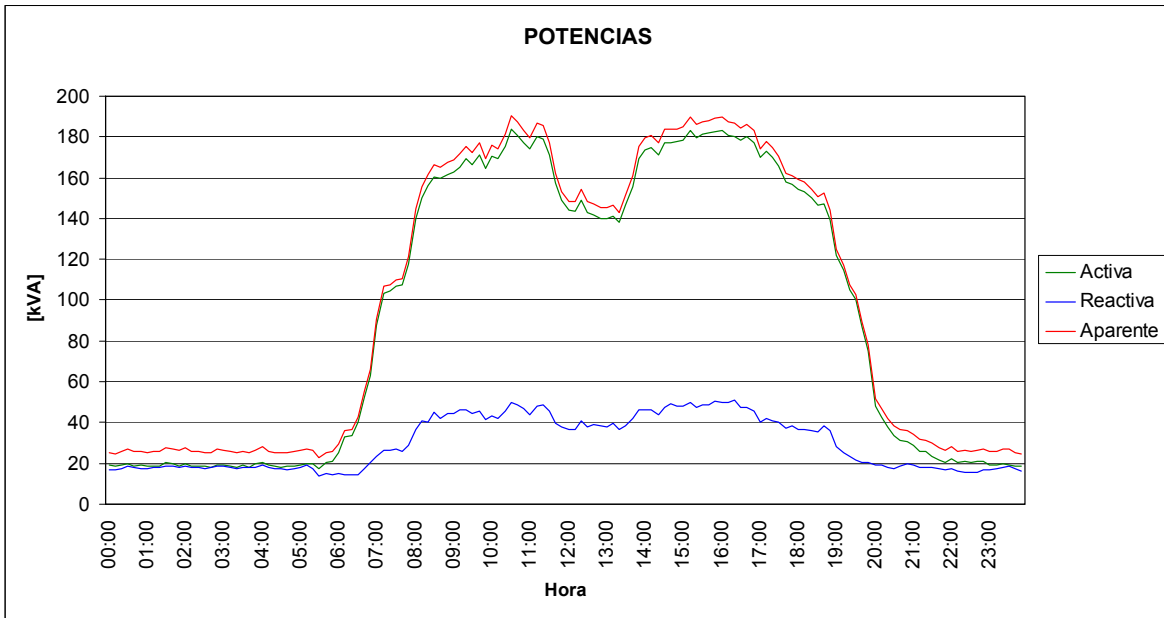
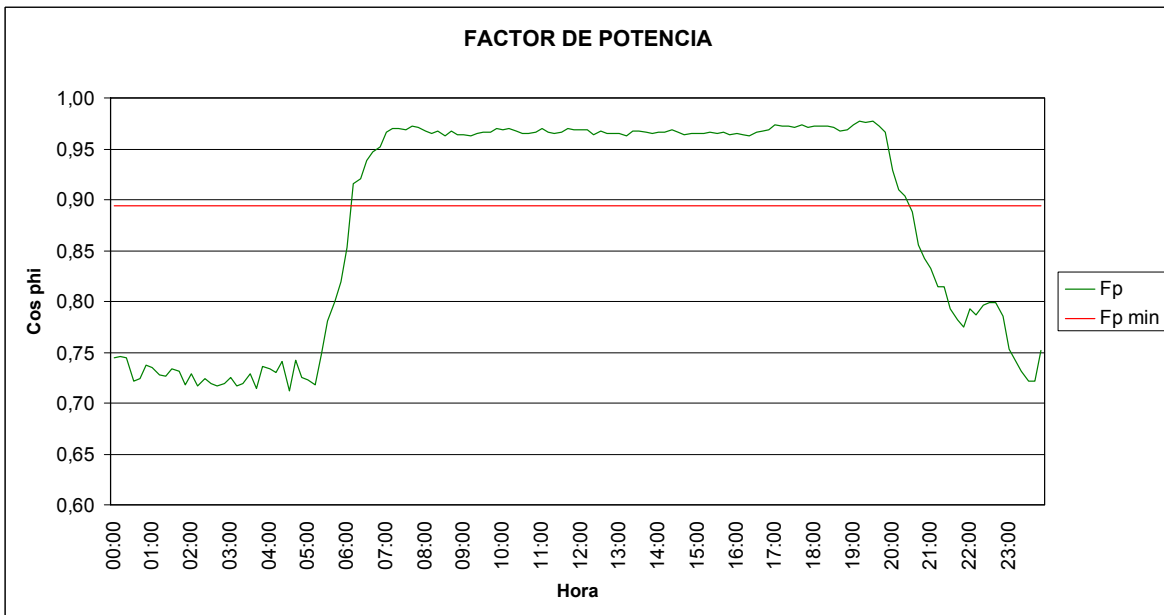


Figura 3.60. Perfil del factor de potencia, transformador (a) Biblioteca



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap no es adecuada, pues da como resultado una tensión promedio de 127,2 V; la cual es una tensión muy elevada según la norma ESSA 2005. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son:

Tabla 3.62. Tensiones según posición tap, transformador (a) Biblioteca

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	12060	123,8
2	11740	127,2
3	11400	131,0
4	11095	134,6
5	10770	138,6

Con base en la tabla 3.62, el 30 de diciembre de 2006 se cambió la posición del tap, de la posición 2 a la posición 1.

Del perfil de corrientes de fase se observa que estas presentan un ligero desbalance de 50 A aproximadamente, el cual no es significativo y se puede considerar como normal.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 10:30 a.m. con un valor de 190,2 kVA, que representa un 60,4% del valor nominal, por lo tanto este transformador tiene una disponibilidad de 124,8 kVA.

Se observa que el factor de potencia decae por debajo del valor penalizable (0,89) entre las 8:30 p.m. y las 6:30 a.m. aproximadamente, esto debido al poco consumo de carga activa en este periodo y al consumo reactivo propio del transformador.

3.9.2.3. Análisis de demanda del transformador (b)

Con el analizador de redes se recopiló información en el transformador (b) de la Biblioteca, el día viernes 1 de diciembre de 2006.

Figura 3.61. Perfil de tensiones de fase, transformador (b) Biblioteca

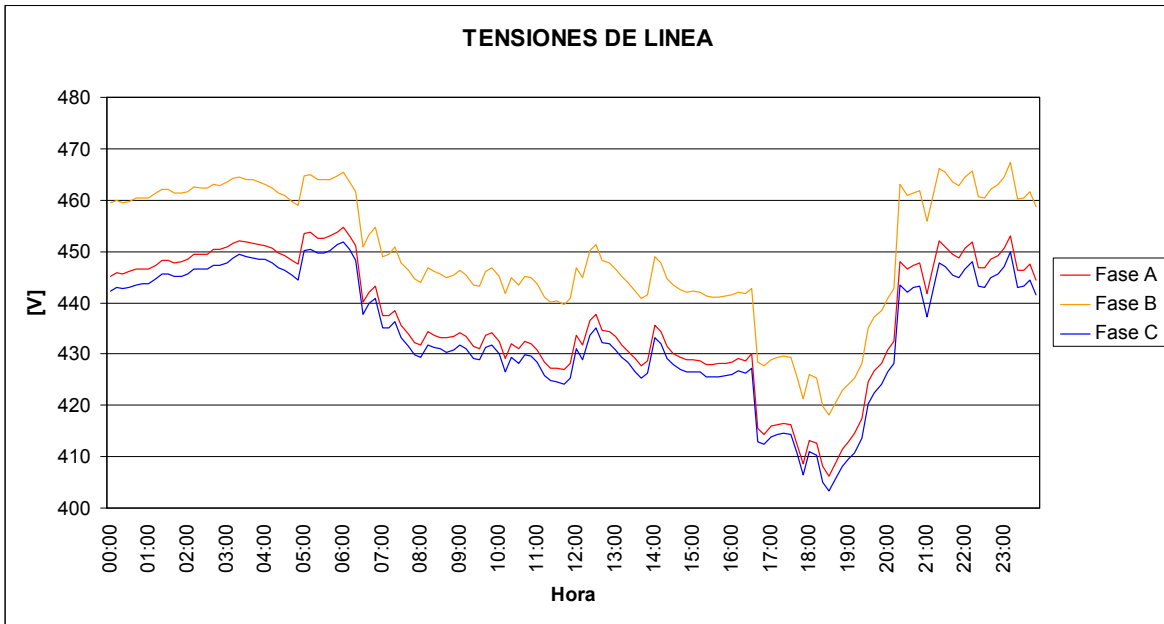


Figura 3.62. Perfil de corrientes de fase, transformador (b) Biblioteca

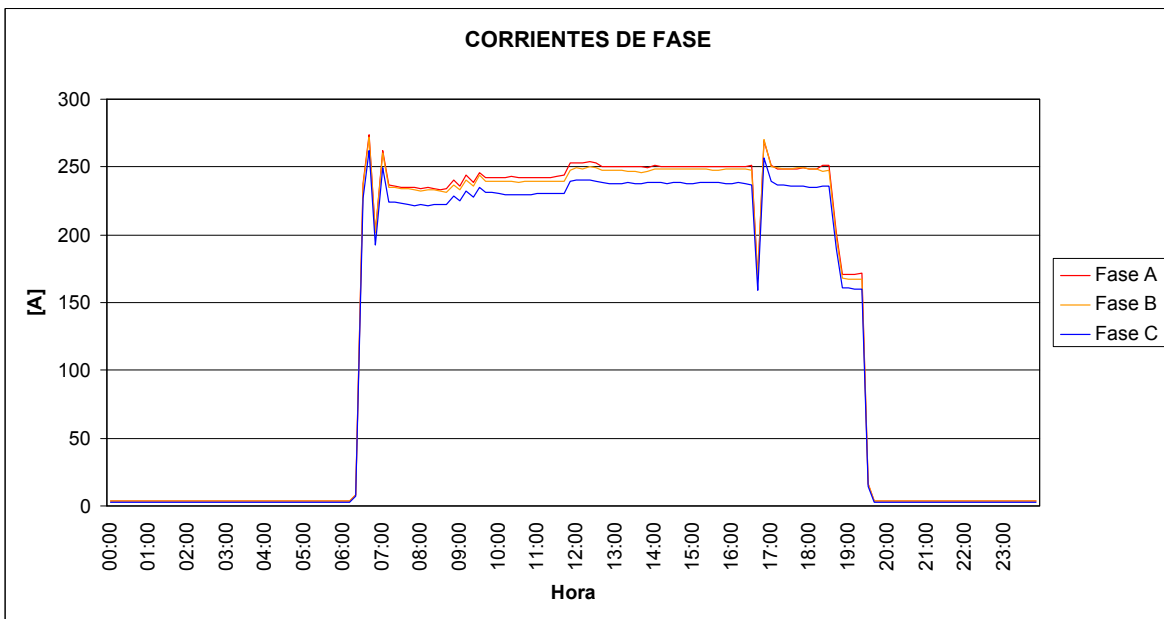


Figura 3.63. Perfil de potencias, transformador (b) Biblioteca

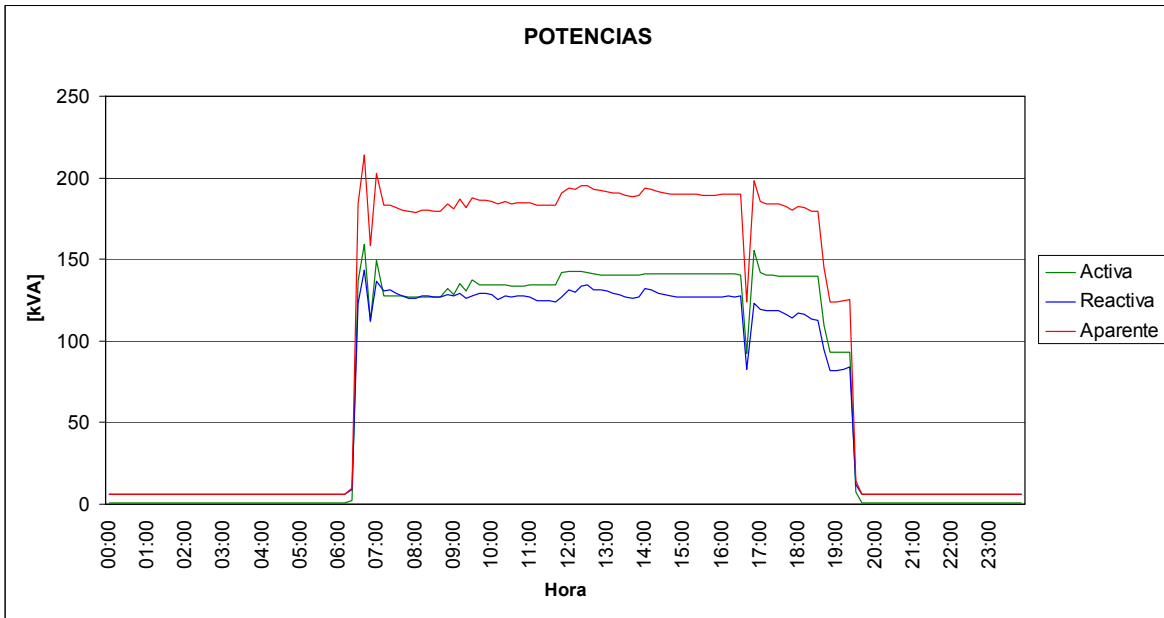
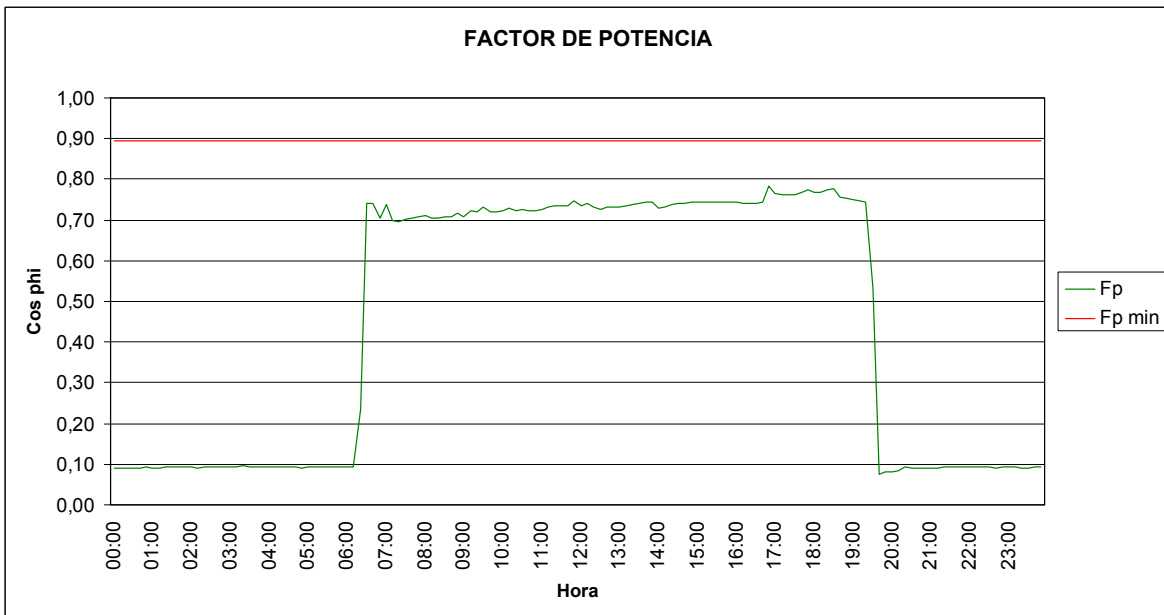


Figura 3.64. Perfil del factor de potencia, transformador (b) Biblioteca



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap es adecuada, pues da como resultado una tensión de línea promedio de 440,3 V. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son:

Tabla 3.63. Tensiones según posición tap, transformador (b) Biblioteca

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	11970	429,8
2	11685	440,3
3	11400	451,3
4	11115	462,9
5	10830	475,1

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 6:40 a.m. con un valor de 214,0 kVA, que representa un 67,9% del valor nominal, por lo tanto este transformador tiene una disponibilidad de 101 kVA.

Se observa que el factor de potencia siempre está por debajo del valor penalizable (0,89), ya que el aire acondicionado es de naturaleza reactiva y cuando este está apagado, el consumo reactivo propio del transformador es el que hace decaer el factor de potencia.

3.9.2.4. Resistencia de aislamiento del transformador (a)

Tabla 3.64. Resistencia de aislamiento, transformador (a) Biblioteca

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	2500
Alta / Tierra	5500
Baja / Tierra	5500

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{315}} = 1116[M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por encima del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en buenas condiciones.

3.9.2.5. Resistencia de aislamiento del transformador (b)

Tabla 3.65. Resistencia de aislamiento, transformador (b) Biblioteca

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	4000
Alta / Tierra	4000
Baja / Tierra	2000

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{315}} = 1116 [M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por encima del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en buenas condiciones.

3.9.2.6. Rigidez dieléctrica del aceite del transformador (a)

Tabla 3.66. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador (a) Biblioteca

Prueba	1	2	3	4	5	Promedio
Tensión de ruptura [kV]	31	29	30	28	33	30,2

La tensión de ruptura promedio está por encima del valor mínimo recomendado 30 kV.

3.9.2.7. Rigidez dieléctrica del aceite del transformador (b)

Tabla 3.67. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador (b) Biblioteca

Prueba	1	2	3	4	5	Promedio
Tensión de ruptura [kV]	22	20	21	21	19	20,6

La tensión de ruptura promedio está por debajo del valor mínimo recomendado 30 kV.

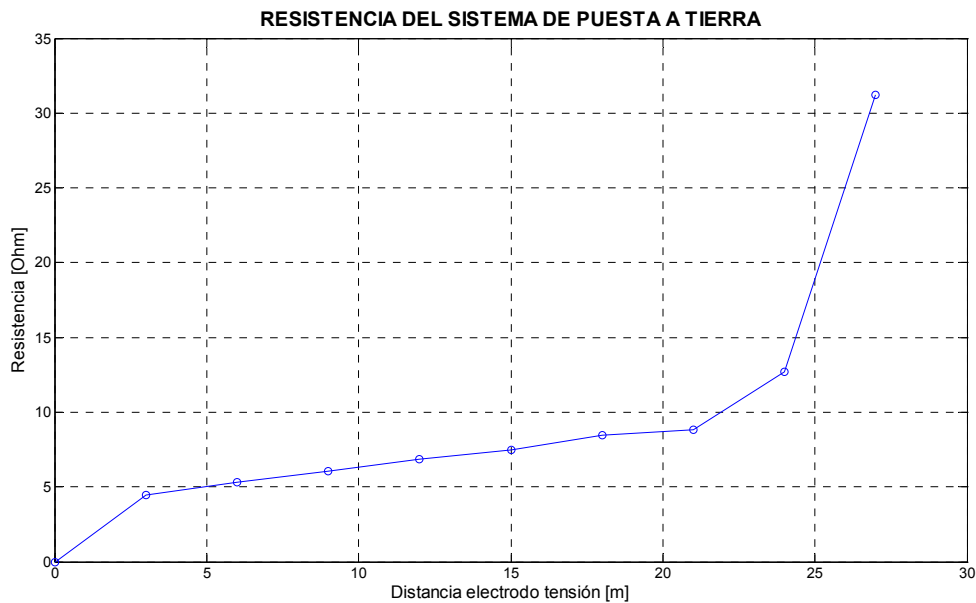
3.9.2.8. Resistencia del sistema de puesta a tierra

La subestación presenta un sistema de puesta a tierra conformado por una malla de dos retículas y seis cajas de inspección, en las cuatro esquinas se encuentran ubicadas cuatro varillas de cobre de 5/8" de diámetro y de 8' de profundidad (1,59 x 244) cm. La malla está interconectada por medio de un conductor de cobre N° 2/0 AWG desnudo y las conexiones son del tipo exotérmico. La malla de puesta a tierra se encuentra a veinte metros de distancia de la subestación.

Tabla 3.68. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Biblioteca

Distancia [m]	0	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30
Resistencia [Ω]	0	4,47	5,30	6,05	6,87	7,51	8,46	8,79	12,7	31,2	1842

Figura 3.65. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Biblioteca



De la tabla de valores y la gráfica de medida de la resistencia de la malla, se observa que la región plana de la curva se encuentra alrededor del 62% de distancia del electrodo de tensión, por lo tanto se puede afirmar que la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación es de 8,46 Ω .

3.9.3. Recomendaciones

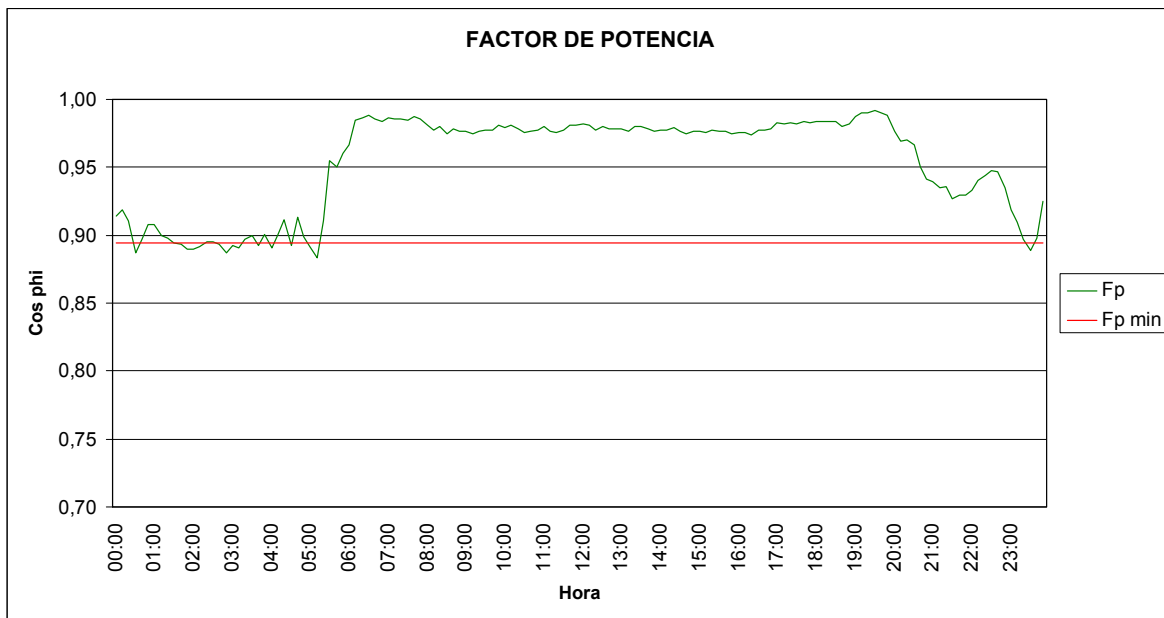
- El dial del totalizador (a) no se debe ajustar por encima de 874 A.
- Es necesario el cambio del totalizador (b) por uno con corriente nominal de 400 A, y de esta manera proteja al transformador (b) ante una eventual sobrecarga.

- Características del totalizador a instalar en el TGBT (b)

Marca	Familia	Referencia	I nominal	Tensión	I cc
Legrand	DPX - U630	6251 31	(320 - 400) A	440 V	25 kA

- Es necesario corregir el factor de potencia del transformador (a). Para esto es necesario instalar un banco de condensadores de 8,6 kVAr, al barraje de baja tensión. Con la instalación de este banco de condensadores se esperaría que el factor de potencia aguas arriba del transformador (a) se comporte de la siguiente manera.

Figura 3.66. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 8,6 kVAr, transformador (a) Biblioteca



- Características del banco de condensadores a instalar

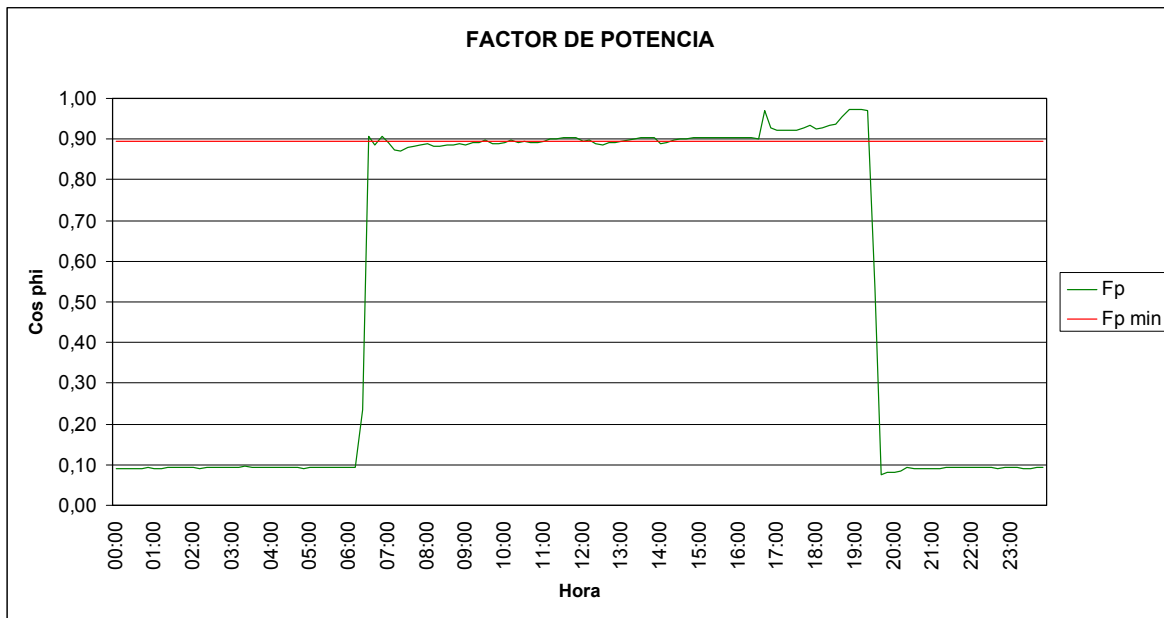
Marca	Tipo	Referencia	Potencia	Tensión	Frecuencia
Merlin Gerin	Varplus M1	52414	8,6 kVAr	220 V	60 Hz

- Características del breaker a instalar con el banco de condensadores

Marca	Tipo	Referencia	I nominal	Tensión	I cc
Merlin Gerin	EasyPact	EZC100N3030C	30 A	240 V	25 kA

- Para corregir el excesivo consumo de energía reactiva en el transformador (b) es necesario instalar un banco de condensadores de 60 kVAr al barraje de baja tensión de este transformador y que este banco solo se energice mientras el aire acondicionado se encuentre encendido, de ser así la siguiente figura muestra el factor de potencia esperado, aguas arriba del transformador (b).

Figura 3.67. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 60 kVAr, transformador (b) Biblioteca



- Características del banco de condensadores a instalar

Marca	Tipo	Referencia	Potencia	Tensión	Frecuencia
Merlin Gerin	Varplus M4	52429	60 kVAr	440 V	60 Hz

- Características del breaker a instalar con el banco de condensadores

Marca	Tipo	Referencia	I nominal	Tensión	I cc
Merlin Gerin	EasyPact	EZC100N3100C	100 A	440 V	12,5 kA

- Características del contactor a instalar para el control del banco de condensadores

Marca	Tipo	Referencia	HP 440V	AC3
Telemecanique	Contactador tripolar	LC1D95R7	68 HP	95 A

- Debido a las fugas de aceite que presenta el transformador (a) es necesario realizarle un mantenimiento preventivo en sitio, que incluya cambio de empaques y reposición de aceite perdido.
- Debido a la baja rigidez dieléctrica del aceite del transformador (b), es necesario realizarle un mantenimiento preventivo al transformador en taller, que incluya cambio total del aceite, secado de las bobinas en horno y cambio de empaques.
- Realizar una prueba de relación de transformación a los dos transformadores y actualizar sus placas de características.

3.9.4. Cantidades de obra y presupuesto

A continuación se presentan los costos directos y/o totales de las obras requeridas en la subestación de la Biblioteca.

ÍTEM: 9					
OBRA: INSTALACIÓN TOTALIZADOR 400 A, TGBT (b)					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Totalizador 400 A, DPX - U630, Legrand	1	UN	\$ 1.771.200	\$ 1.771.200
2	Accesorios	1	GI	\$ 20.000	\$ 20.000
SUBTOTAL					\$ 1.791.200
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Técnico	1	1	\$ 40.000	\$ 40.000
2	Herramienta menor	1	1	\$ 10.000	\$ 10.000
SUBTOTAL					\$ 50.000
COSTO DIRECTO					\$ 1.841.200

ÍTEM: 10					
OBRA: MONTAJE BANCO DE CONDENSADORES 8,6 kVAr, transformador (a)					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Banco de condensadores 8,6 kVAr, Varplus M1, Merlin Gerin	1	UN	\$ 692.300	\$ 692.300
2	Totalizador 30 A, Merlin Gerin	1	UN	\$ 216.000	\$ 216.000
3	Cable Cu N° 10 AWG THWN	10	m	\$ 2.218	\$ 22.180
4	Accesorios	1	Gl	\$ 20.000	\$ 20.000
SUBTOTAL					\$ 950.480
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Técnico	1	1	\$ 40.000	\$ 40.000
2	Herramienta menor	1	1	\$ 10.000	\$ 10.000
SUBTOTAL					\$ 50.000
COSTO DIRECTO					\$ 1.000.480

ÍTEM: 11					
OBRA: MONTAJE BANCO DE CONDENSADORES 60 kVAr, transformador (b)					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Banco de condensadores 60 kVAr, Varplus M4, Merlin Gerin	1	UN	\$ 2.371.800	\$ 2.371.800
2	Totalizador 100 A, Merlin Gerin	1	UN	\$ 277.600	\$ 277.600
3	Contacto tripolar LC1D95R7, Telemecanique	1	UN	\$ 1.298.400	\$ 1.298.400
4	Cable Cu N° 6 AWG THWN	20	m	\$ 4.947	\$ 98.940
5	Accesorios	1	Gl	\$ 20.000	\$ 20.000
SUBTOTAL					\$ 4.066.740
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Técnico	1	1	\$ 40.000	\$ 40.000
2	Herramienta menor	1	1	\$ 10.000	\$ 10.000
SUBTOTAL					\$ 50.000
COSTO DIRECTO					\$ 4.116.740

ÍTEM: 12					
OBRA: MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL TRANSFORMADOR (a)					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
SUBTOTAL					
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Servicio mantenimiento preventivo en sitio (personal especializado)	1	1	\$ 736.600	\$ 736.600
SUBTOTAL					\$ 736.600
COSTO TOTAL					\$ 736.600

ÍTEM: 13					
OBRA: MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL TRANSFORMADOR (b)					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
SUBTOTAL					
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Servicio mantenimiento preventivo en taller (personal especializado)	1	1	\$ 3.491.020	\$ 3.491.020
SUBTOTAL					\$ 3.491.020
*Incluye montaje, desmontaje y préstamo de un transformador mientras dure el mantenimiento.					COSTO TOTAL \$ 3.491.020

3.10. CENTIC

El edificio del CENTIC cuenta con una subestación tipo encapsulada conformada por dos transformadores de 500 kVA c/u. Esta subestación se alimenta de una salida no protegida de uno de los seccionadores ubicados en la Biblioteca mediante una acometida subterránea Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar, la cual llega a los dos seccionadores bajo carga de los respectivos transformadores (ver diagrama unifilar MT).

3.10.1. Atributos

Tabla 3.69. Atributos subestación CENTIC, transformador (a)

Código SIG:	0109	Clase:	Encapsulada	Potencia TRF:	500 kVA
Relación TRF:	13200/(228-131,6) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	4,5%
Corriente cc:	28,14 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones TRF:	1,4x1,2x1,5 m
Fabricante TRF:	ABB	Año:	2006	TAPS:	1** 13530 V
Tipo seccionador:	Seccionador bajo carga para uso interior				2 13200 V
Tipo fusible:	Bayoneta	Tipo pararrayo:	N/A		3 12870 V
In fusible:	40 A	Tensión pararrayo:	N/A		4 12540 V
Tensión fusible:	24 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	5 12210 V
Observaciones:	El 10 de abril de 2007, se movió el tap de la posición 2 a la posición 1; esto acorde a los datos arrojados por el analizador de redes.				

Tabla 3.70. Atributos TGBT (a), subestación CENTIC

Código SIG:	01091	Acometida:	Cu 4(3#500 MCM THHN + 1#500 MCM THHN) + 1#3/0 AWG t	
In Totalizador:	(640 - 1600) A	Icc Totalizador:	85 kA	Fabricante Tot: ABB
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 3 1/8" x 3/8"	In Barraje: 1310 A
Dimensiones Tablero:	0,9x0,5x2,0 m	Vn DPS:	----	Id DPS: ----
Observaciones:	El tablero no tiene DPS			

Tabla 3.71. Atributos subestación CENTIC, transformador (b)

Código SIG:	0110	Clase:	Encapsulada	Potencia TRF:	500 kVA
Relación TRF:	13200/(216-124,7) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	3,9%
Corriente cc:	34,27 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones TRF:	1,8x1,1x1,3 m
Fabricante TRF:	Siemens	Año:	2006	TAPS:	1 13530 V
Tipo seccionador:	Seccionador bajo carga para uso interior				2** 13200 V
Tipo fusible:	Bayoneta	Tipo pararrayo:	N/A		3 12870 V
In fusible:	40 A	Tensión pararrayo:	N/A		4 12540 V
Tensión fusible:	24 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	5 12210 V
Observaciones:	Ninguna				

Tabla 3.72. Atributos TGBT (b), subestación CENTIC

Código SIG:	01101	Acometida:	Cu 4(3#500 MCM THHN + 1#500 MCM THHN) + 1#3/0 AWG t	
In Totalizador:	(640 - 1600) A	Icc Totalizador:	85 kA	Fabricante Tot: ABB
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 4" x 3/8"	In Barraje: 1670 A
Dimensiones Tablero:	1,4x0,5x2,0 m	Vn DPS:	----	Id DPS: ----
Observaciones:	El tablero no tiene DPS			

3.10.2. Diagnóstico

3.10.2.1. Inspección visual

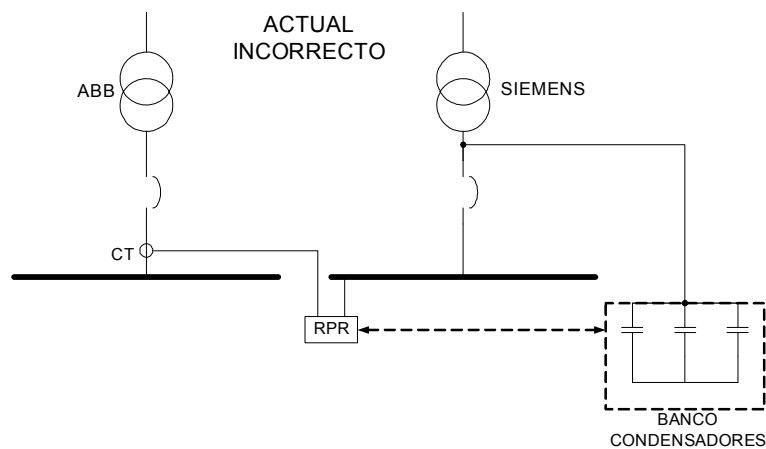
Corriente nominal MT transformador (a)	: 21,9 A
Corriente nominal BT transformador (a)	: 1266,1 A
Corriente nominal fusible MT (a)	: 40 A
Corriente nominal totalizador (a)	: (640 - 1600) A dial: 1280 A

Corriente nominal acometida (cárcamo) (a)	: 2800 A
Corriente nominal barraje (a) según normas DIN 46433	: 1310 A
Corriente nominal MT transformador (b)	: 21,9 A
Corriente nominal BT transformador (b)	: 1336,5 A
Corriente nominal fusible MT (b)	: 40 A
Corriente nominal totalizador (b)	: (640 - 1600) A dial: 1280 A
Corriente nominal acometida (cárcamo) (b)	: 2800 A
Corriente nominal barraje (b) según normas DIN 46433	: 1670 A

En los dos transformadores los fusibles de MT, los totalizadores, las acometidas y los barrajes de BT están bien especificados, pero hay que tener en cuenta que el dial del totalizador (a) no se debe ajustar por encima de 1266 A y el dial del totalizador (b) no se debe ajustar por encima de 1336 A.

La subestación posee un banco de condensadores de 125 kVAr, el cual no se encuentra instalado correctamente, ya que este banco se alimenta o compensa al transformador (b), pero esta conectado directamente de los bujes del transformador y el regulador de potencia reactiva del banco está leyendo la señal de corriente de la acometida del transformador (a), marca ABB (ver Figura 3.68).

Figura 3.68. Conexión errónea del banco de condensadores del CENTIC



Con base en la figura 3.68, el 10 de abril de 2007 se reubicó el transformador de corriente (CT) correspondiente al regulador de potencia reactiva del banco de condensadores al barraje de BT del transformador (b), marca Siemens; y el banco de condensadores se energizó directamente del barraje de BT.

3.10.2.2. Análisis de demanda del transformador (a)

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador (a) del CENTIC, el día miércoles 21 de febrero de 2007.

Figura 3.69. Perfil de tensiones de fase, transformador (a) CENTIC

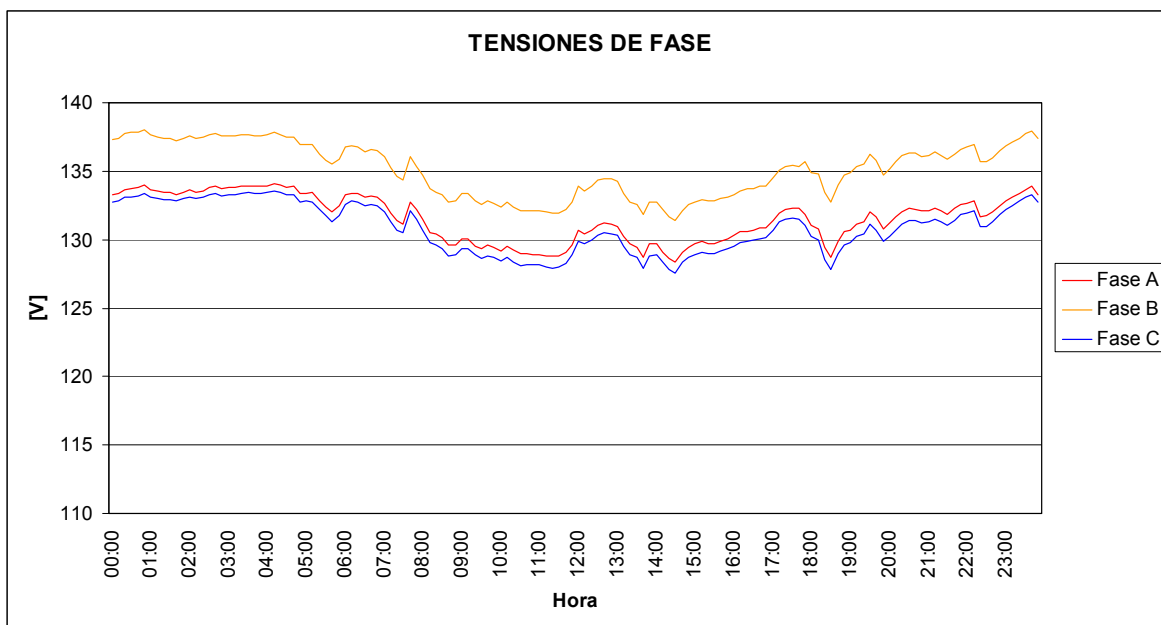


Figura 3.70. Perfil de corrientes de fase, transformador (a) CENTIC

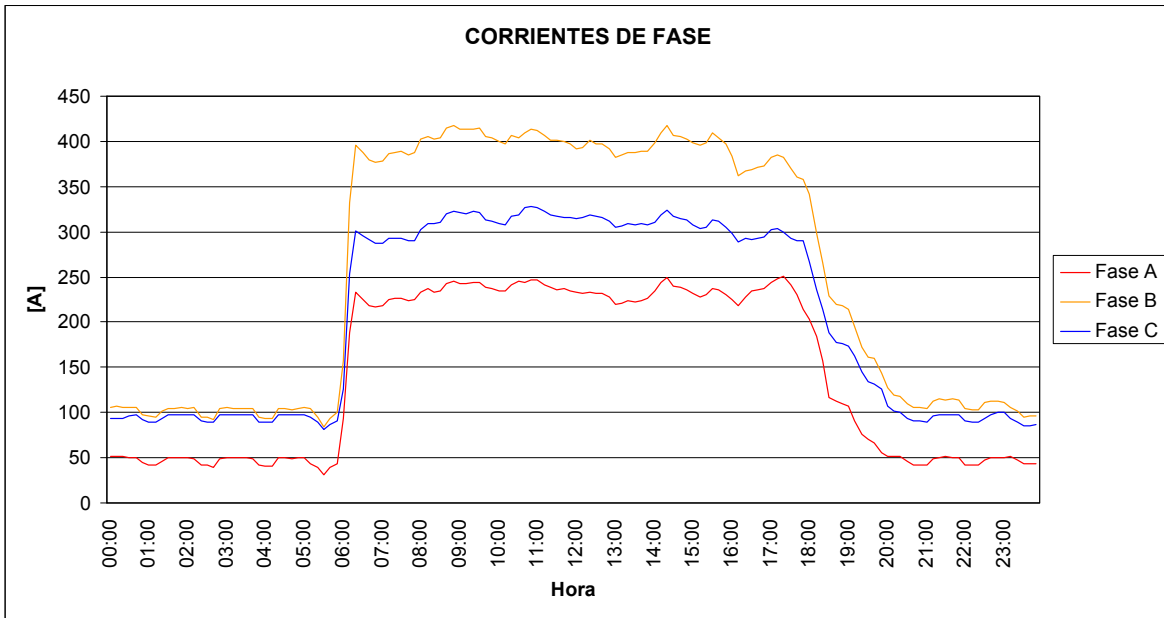


Figura 3.71. Perfil de potencias, transformador (a) CENTIC

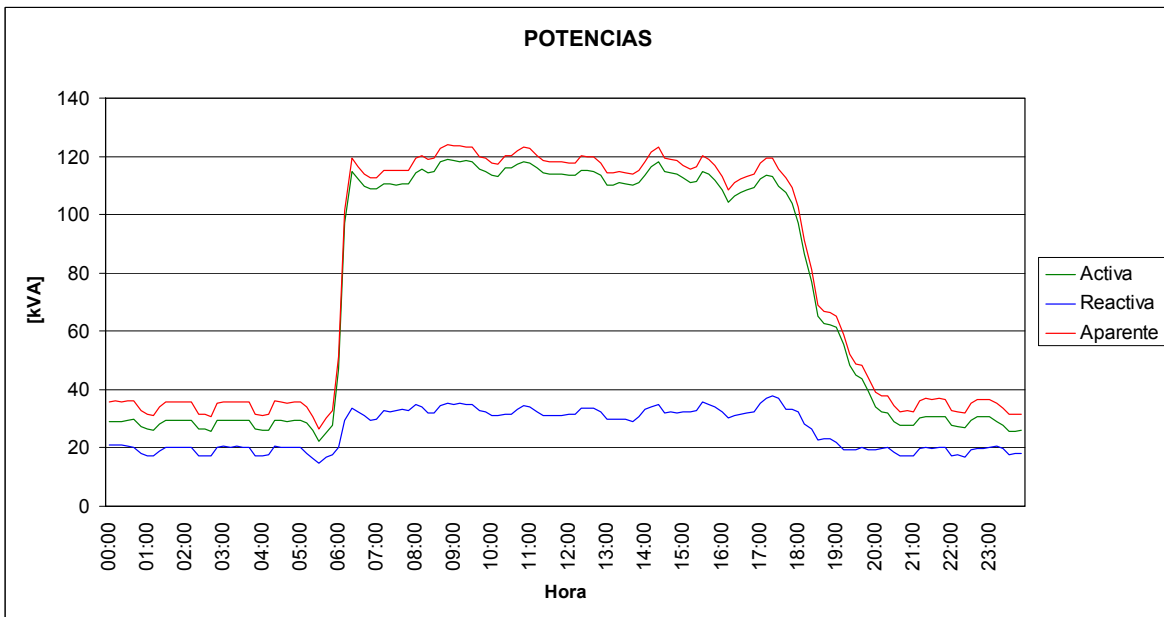
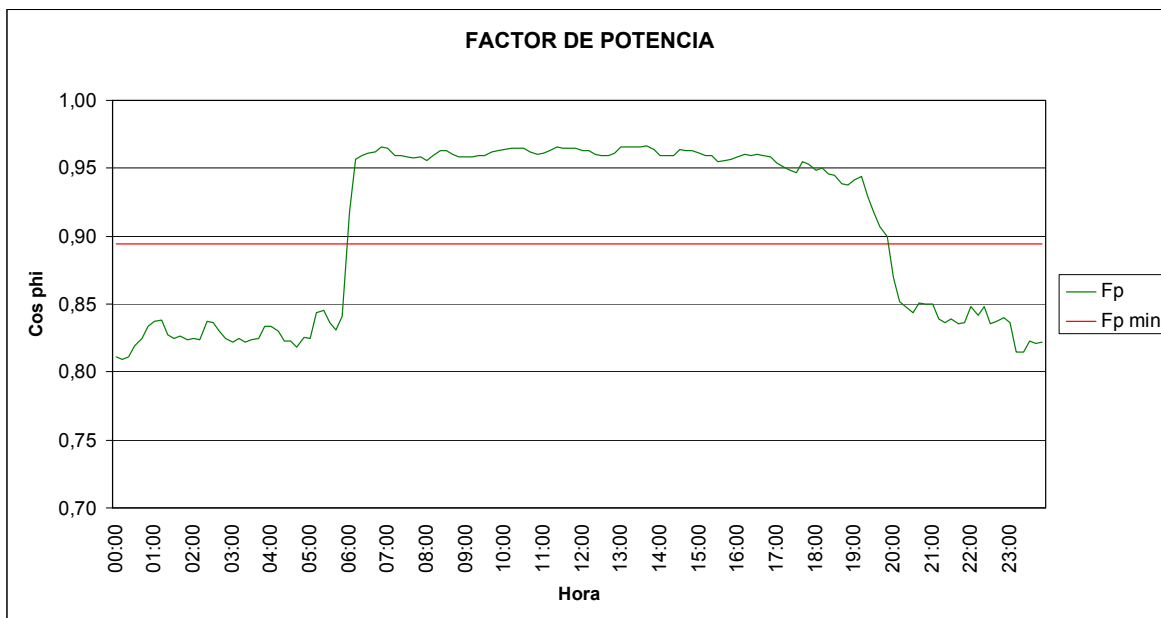


Figura 3.72. Perfil del factor de potencia, transformador (a) CENTIC



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap no es adecuada, pues da como resultado una tensión promedio de 132,5 V, la cual es una tensión muy elevada según la norma ESSA 2005. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son las siguientes:

Tabla 3.73. Tensiones según posición tap, transformador (a) CENTIC

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	13530	129,3
2	13200	132,5
3	12870	135,9
4	12540	139,5
5	12210	143,3

Con base en la tabla 3.73, el 10 de abril de 2007 se cambió la posición del tap, de la posición 2 a la posición 1, pero la tensión estimada en la posición 1 también es muy alta según lo recomendado por la norma ESSA 2005, esto se debe a que la relación de transformación es tipo industrial.

Las corrientes de fase presentan un desbalance de 150 A entre las fases A y B, es necesario repartir las cargas y tratar de equilibrar las fases.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 8:50 a.m. con un valor de 124,0 kVA, que representa un 24,8% del valor nominal, por lo tanto este transformador tiene una disponibilidad de 376 kVA.

Se observa que el factor de potencia está por debajo del valor penalizable (0,89), entre las 10 p.m. y las 6 a.m., esto debido al poco consumo de potencia activa en estas horas y al consumo reactivo propio del transformador.

3.10.2.3. Análisis de demanda del transformador (b)

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador (b) del CENTIC, el día jueves 22 de febrero de 2007.

Figura 3.73. Perfil de tensiones de fase, transformador (b) CENTIC

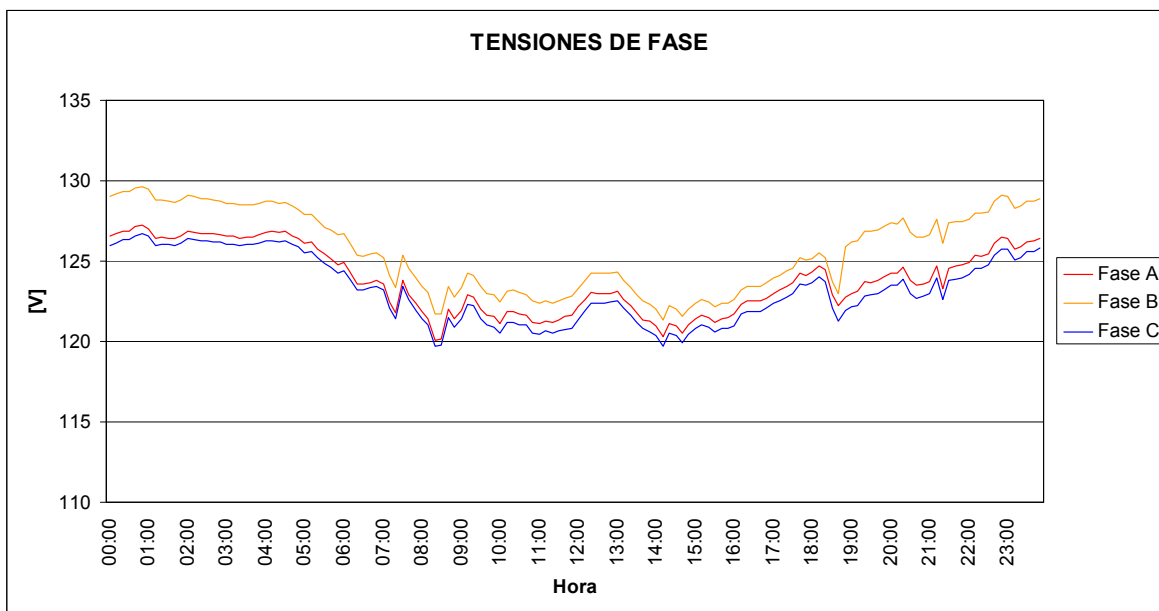


Figura 3.74. Perfil de corrientes de fase, transformador (b) CENTIC

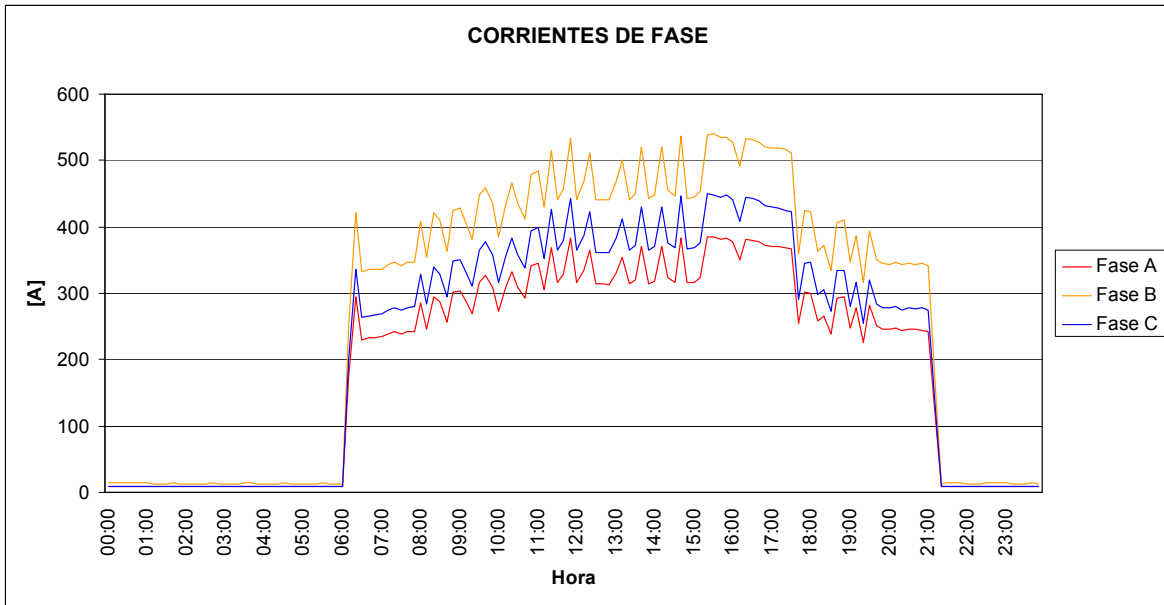


Figura 3.75. Perfil de potencias, transformador (b) CENTIC

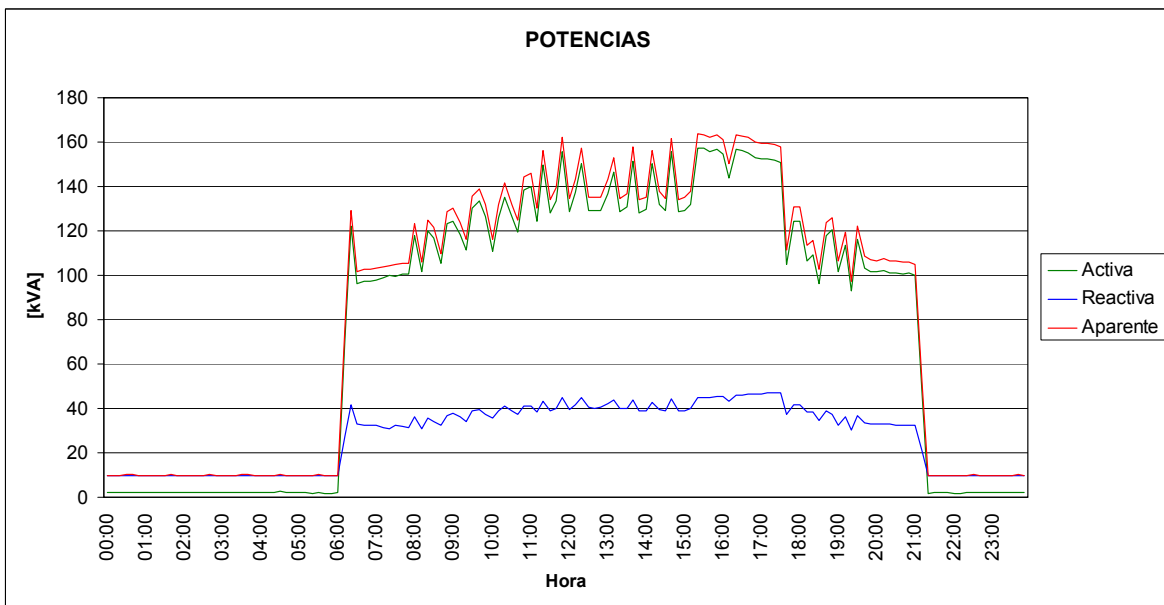
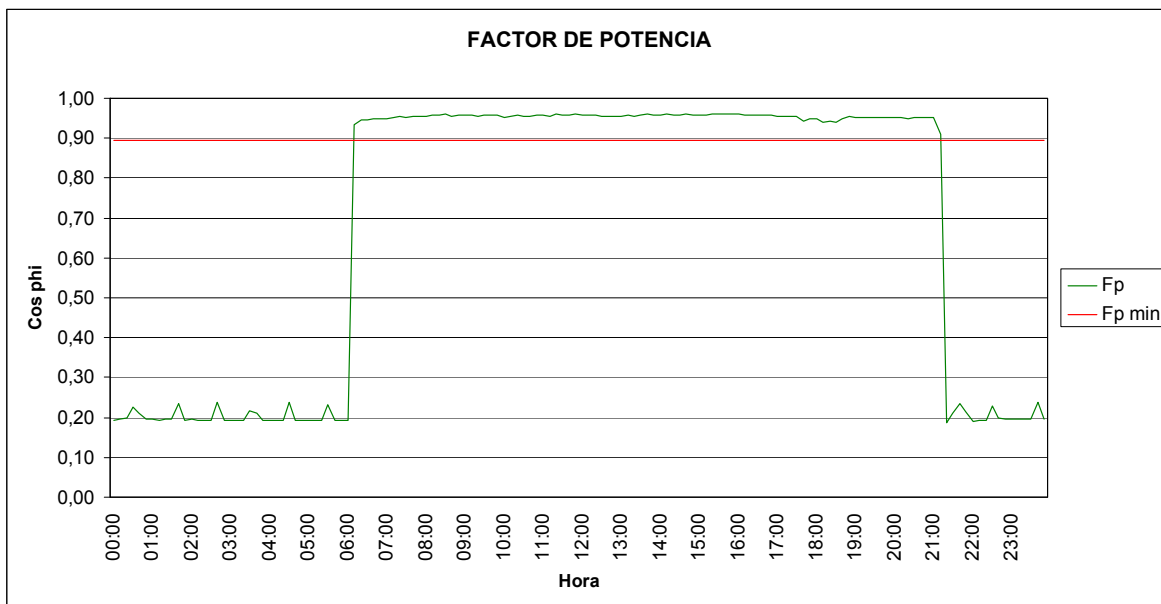


Figura 3.76. Perfil del factor de potencia, transformador (b) CENTIC



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap es adecuada, pues da como resultado una tensión promedio de 124,2 V. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son las siguientes:

Tabla 3.74. Tensiones según posición tap, transformador (b) CENTIC

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	13530	121,2
2	13200	124,2
3	12870	127,4
4	12540	130,8
5	12210	134,3

Las corrientes de fase presentan un desbalance de 150 A entre las fases A y B, es necesario repartir las cargas y tratar de equilibrar las fases.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 3:20 p.m. con un valor de 163,9 kVA, que representa un 32,8% del valor nominal, por lo tanto este transformador tiene una disponibilidad de 336,1 kVA.

Se observa que el factor de potencia está por debajo del valor penalizable (0,89), entre las 9:30 p.m. y las 6:30 a.m., esto debido al bajo consumo de potencia activa en estas horas y al consumo reactivo propio del transformador, pero en este transformador no es necesario compensar reactivos debido a que la potencia reactiva consumida en el horario mencionado es muy baja.

3.10.2.4. Resistencia de aislamiento del transformador (a)

Tabla 3.75. Resistencia de aislamiento, transformador (a) CENTIC

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	5500
Alta / Tierra	5000
Baja / Tierra	3500

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{500}} = 885[M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por encima del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en buenas condiciones.

3.10.2.5. Resistencia de aislamiento del transformador (b)

Tabla 3.76. Resistencia de aislamiento, transformador (b) CENTIC

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	3500
Alta / Tierra	5000
Baja / Tierra	3000

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{500}} = 885[M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por encima del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en buenas condiciones.

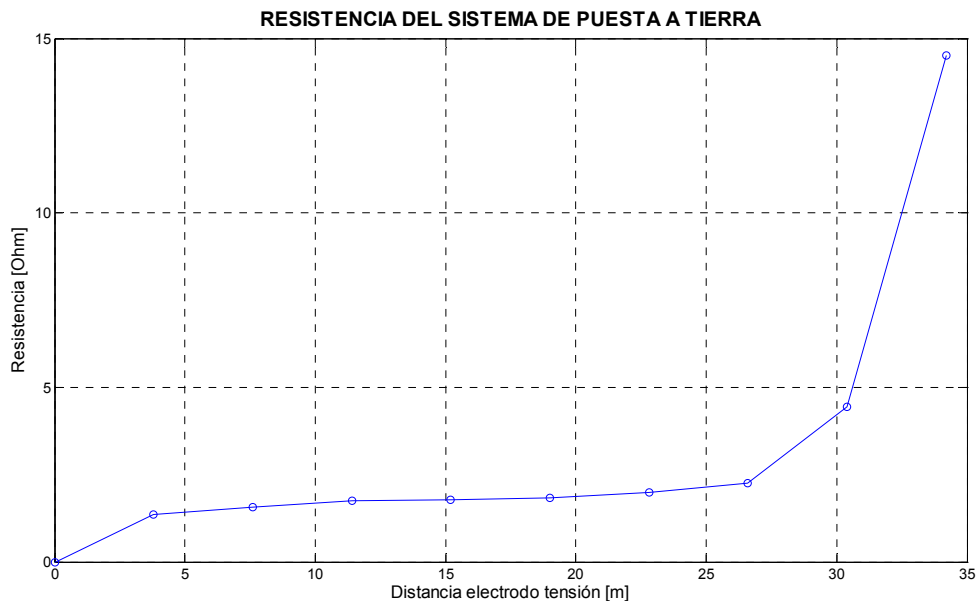
3.10.2.6. Resistencia del sistema de puesta a tierra

Los electrodos del sistema de puesta a tierra de la subestación no fueron encontrados, posiblemente se encuentran enterrados bajo el concreto de la subestación, por lo tanto se tomo la medición de la resistencia del sistema desde los bornes del transformador, de los cuales sale un conductor N° 2/0 AWG desnudo.

Tabla 3.77. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación CENTIC

Distancia [m]	0	3,8	7,6	11,4	15,2	19	22,8	26,6	30,4	34,2	38
Resistencia [Ω]	0	1,35	1,58	1,74	1,78	1,82	1,98	2,26	4,44	14,52	2660

Figura 3.77. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación CENTIC



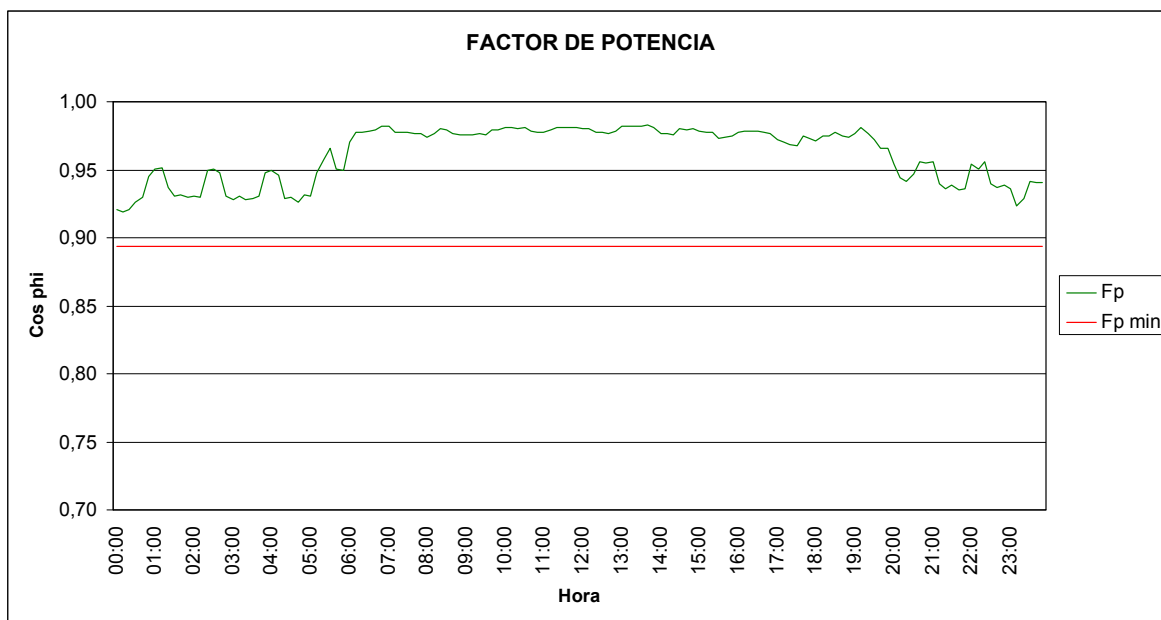
De la tabla de valores y la gráfica de medida de la resistencia de la malla, se observa que la región plana de la curva se encuentra alrededor del 62% de distancia del electrodo de

tensión, por lo tanto se puede afirmar que la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación es de 1,98 Ω .

3.10.3. Recomendaciones

- El dial del totalizador (a) no se debe ajustar por encima de 1266 A.
- El dial del totalizador (b) no se debe ajustar por encima de 1336 A.
- Es necesario rebobinar el transformador (a) con el fin de que quede con una relación de transformación de 13200/(220-127) V.
- Es necesario corregir el factor de potencia del transformador (a). Para esto es necesario instalar un banco de condensadores de 8,6 kVAr, al barraje de baja tensión. Con la instalación de este banco de condensadores se esperaba que el factor de potencia aguas arriba del transformador (a) se comporte de la siguiente manera.

Figura 3.78. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 8,6 kVAr, transformador (a) CENTIC



- Características del banco de condensadores a instalar

Marca	Tipo	Referencia	Potencia	Tensión	Frecuencia
Merlin Gerin	Varplus M1	52414	8,6 kVAr	220 V	60 Hz

- Características del breaker a instalar con el banco de condensadores

Marca	Tipo	Referencia	I nominal	Tensión	I cc
Merlin Gerin	EasyPact	EZC100N3030C	30 A	240 V	25 kA

3.10.4. Cantidades de obra y presupuesto

A continuación se presentan los costos directos y/o totales de las obras requeridas en la subestación del CENTIC.

ÍTEM: 14					
OBRA: MONTAJE BANCO DE CONDENSADORES 8,6 kVAr, transformador (a)					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Banco de condensadores 8,6 kVAr, Varplus M1, Merlin Gerin	1	UN	\$ 692.300	\$ 692.300
2	Totalizador 30 A, Merlin Gerin	1	UN	\$ 216.000	\$ 216.000
3	Cable Cu N° 10 AWG THWN	10	m	\$ 2.218	\$ 22.180
4	Accesorios	1	GI	\$ 20.000	\$ 20.000
SUBTOTAL					\$ 950.480
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Técnico	1	1	\$ 40.000	\$ 40.000
2	Herramienta menor	1	1	\$ 10.000	\$ 10.000
SUBTOTAL					\$ 50.000
COSTO DIRECTO					\$ 1.000.480

ÍTEM: 15					
OBRA: REBOBINADO TRANSFORMADOR (a) 500 kVA					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1					
SUBTOTAL					
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Rebobinado transformador 500 kVA (servicio especializado)	1	1	\$ 5.000.000	\$ 5.000.000
2	Alquiler transformador suplementario 500 kVA	1	1	\$ 200.000	\$ 200.000
3	Servicio montaje y desmontaje transformador	1	1	\$ 600.000	\$ 600.000
SUBTOTAL					\$ 5.800.000
COSTO TOTAL					\$ 5.800.000

3.11. ADMINISTRACIÓN

El edificio de Administración cuenta con una subestación a la vista tipo interior, conformada por dos transformadores, uno de 75 kVA el cual suministra energía a la división de servicios de información y otro de 200 kVA que suministra energía al resto del edificio.

Esta subestación se alimenta de una caja cortacircuitos ubicada en el sótano del edificio, esta caja cortacircuitos se alimenta directamente de la subestación de la Biblioteca y deriva dos acometidas, una a la subestación en cuestión y otra a la subestación del INSED (ver diagrama unifilar de MT). La acometida desde la Biblioteca hasta la caja cortacircuitos del sótano de Administración es subterránea Cu 2 AWG XLPE 15 kV tripolar y sus dos derivaciones son subterráneas Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar.

Los hilo fusibles de la caja cortacircuitos del sótano son de corriente nominal 20 A, los cual están bien especificados teniendo en cuenta las capacidades nominales de los transformadores de las subestaciones de Administración y el INSED.

La subestación tiene una planta de emergencia la cual cubre todas las instalaciones eléctricas de los dos transformadores, la planta tiene una capacidad nominal de 125 kW, 156 kVA, 220/127 V, 60 Hz.

Figura 3.79. Caja cortacircuitos, Sótano Administración



3.11.1. Atributos

Cada uno de los transformadores tiene su respectiva acometida y barraje de baja tensión. A continuación se presentan los atributos de los transformadores y los TGBT.

Tabla 3.78. Atributos subestación edificio Administración, transformador (a)

Código SIG:	0115	Clase:	A la vista	Potencia TRF:	75 kVA
Relación TRF:	13200/(220-127) V	Grupo conexión:	Dy-1	Tensión cc (Uz):	-----
Corriente cc:	-----	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones TRF:	1,0x0,6x1,1 m
Fabricante TRF:	OASA	Año:	-----	TAPS:	1** 13200 V
Tipo seccionador:	Caja cortacircuitos				2 12672 V
Tipo fusible:	Hilo	Tipo pararrayo:	N/A		3 12144 V
In fusible:	(3-1-1) A	Tensión pararrayo:	N/A		4 11416 V
Tensión fusible:	15 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	5 11082 V
Observaciones:	La placa de características del transformador no cuenta con mas información				

Tabla 3.79. Atributos TGBT (a), subestación edificio Administración

Código SIG:	01151	Acometida:	Cu 3#2 AWG THW + 1#4 AWG THW + 1#6 AWG THW t		
In Totalizador:	80 A	Icc Totalizador:	25 kA	Fabricante Tot:	Merlin Gerin
No barras BT:	5	Barraje:	Al 1" x 3/16"	In Barraje:	225 A
Dimensiones Tablero:	0,3x0,2x0,6 m	Vn DPS:	-----	Id DPS:	-----
Observaciones:	Este tablero está ubicado en la división de servicios de información. El tablero no tiene DPS				

Tabla 3.80. Atributos subestación edificio Administración, transformador (b)

Código SIG:	0116	Clase:	A la vista	Potencia TRF:	200 kVA
Relación TRF:	11400/(208-120) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	3,3%
Corriente cc:	15 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones TRF:	1,3x0,8x1,6 m
Fabricante TRF:	Andina de TRF	Año:	1974	TAPS:	1 12060 V
Tipo seccionador:	Seccionador bajo carga para uso interior				2 11730 V
Tipo fusible:	Hilo	Tipo pararrayo:	N/A		3** 11400 V
In fusible:	10 A	Tensión pararrayo:	N/A		4 11080 V
Tensión fusible:	15 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	5 10750 V
Observaciones:	El 30 de diciembre de 2006, se movió el tap de la posición 4 a la posición 3; esto acorde a los datos arrojados por el analizador de redes.				

Tabla 3.81. Atributos TGBT (b), subestación edificio Administración

Código SIG:	01161	Acometida:	Cu 2(3#250 MCM THW +1#2/0 AWG THW) + 1#2 AWG THW t	
In Totalizador:	(320 - 400) A	Icc Totalizador:	35 kA	Fabricante Tot:: Legrand
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 1" x 3/16"	In Barraje: 350 A
Dimensiones Tablero:	1,0x0,4x1,8 m	Vn DPS:	-----	Id DPS: -----
Observaciones:	El tablero no tiene DPS			

3.11.2. Diagnóstico

3.11.2.1. Inspección visual

Corriente nominal MT transformador (a) : 3,3 A
 Corriente nominal BT transformador (a) : 196,8 A
 Corriente nominal fusible MT (a) : (3-1-1) A
 Corriente nominal totalizador (a) : 80 A
 Corriente nominal acometida (tubería PVC 2") (a) : 130 A
 Corriente nominal barraje (a) según normas DIN 46433 : 225 A

Corriente nominal MT transformador (b) : 10,1 A
 Corriente nominal BT transformador (b) : 555,1 A
 Corriente nominal fusible MT (b) : 10 A
 Corriente nominal totalizador (b) : (320 - 400) A dial: 400 A
 Corriente nominal acometida (cárcamo ventilado) (b) : 810 A
 Corriente nominal barraje (b) según normas DIN 46433 : 350 A

En el transformador (a) los fusibles de MT no son iguales, lo cual representa un posible problema ante cualquier sobrecarga y además su corriente nominal está por debajo de la capacidad nominal del transformador. La acometida, el barraje y el totalizador están bien especificados. Este transformador presenta fugas de aceite por la tapa, además el nivel de aceite es muy bajo.

Debido a las fugas de aceite que presenta el transformador (a), el 13 de mayo de 2007 se le realizó un mantenimiento preventivo en taller el cual incluyó cambio de empaques y reposición de aceite perdido.

En el transformador (b) los fusibles, el totalizador y la acometida están bien especificados, pero el barraje está muy pequeño de acuerdo a la capacidad nominal del transformador, entonces debe tenerse en cuenta que el dial del totalizador no se debe ajustar por encima de 350 A, debido a que esta es la corriente nominal del barraje. Este transformador presenta fugas de aceite por los bujes de baja tensión.

3.11.2.2. Análisis de demanda del transformador (a)

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador (a) del edificio de Administración, el día miércoles 13 de noviembre de 2006.

Figura 3.80. Perfil de tensiones de fase, transformador (a) edificio Administración

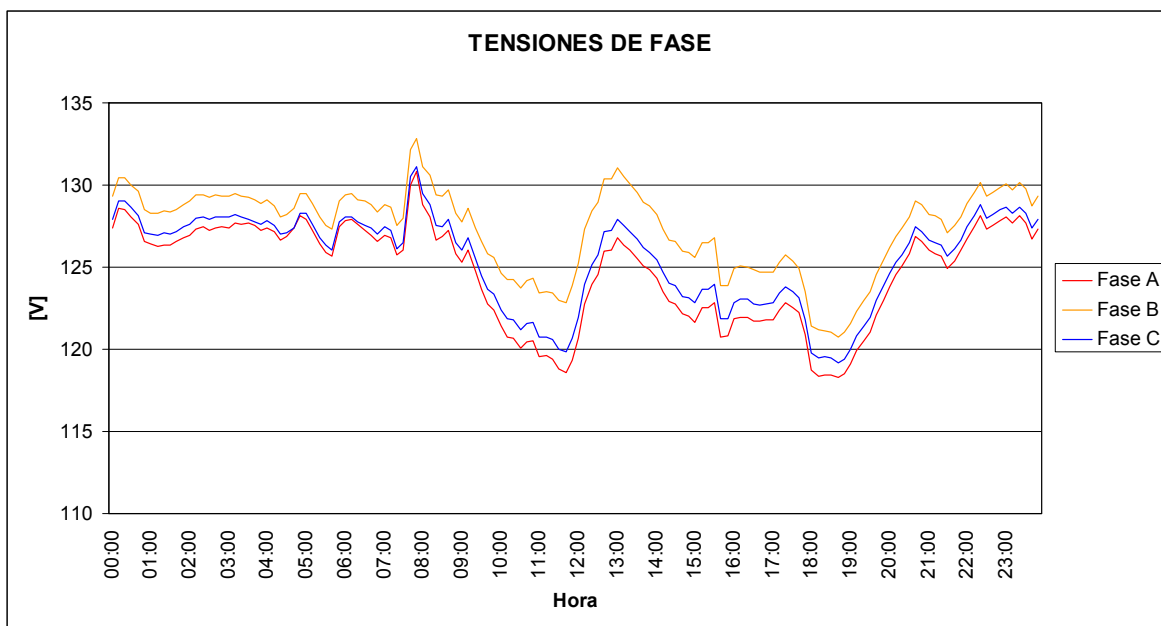


Figura 3.81. Perfil de corrientes de fase, transformador (a) edificio Administración

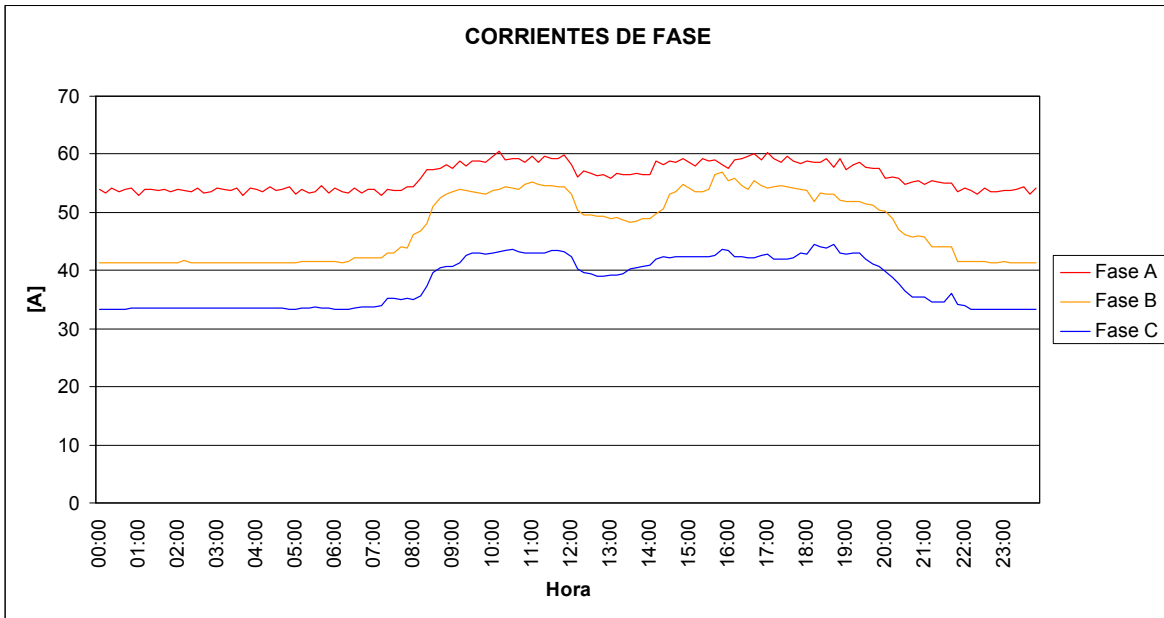


Figura 3.82. Perfil de potencias, transformador (a) edificio Administración

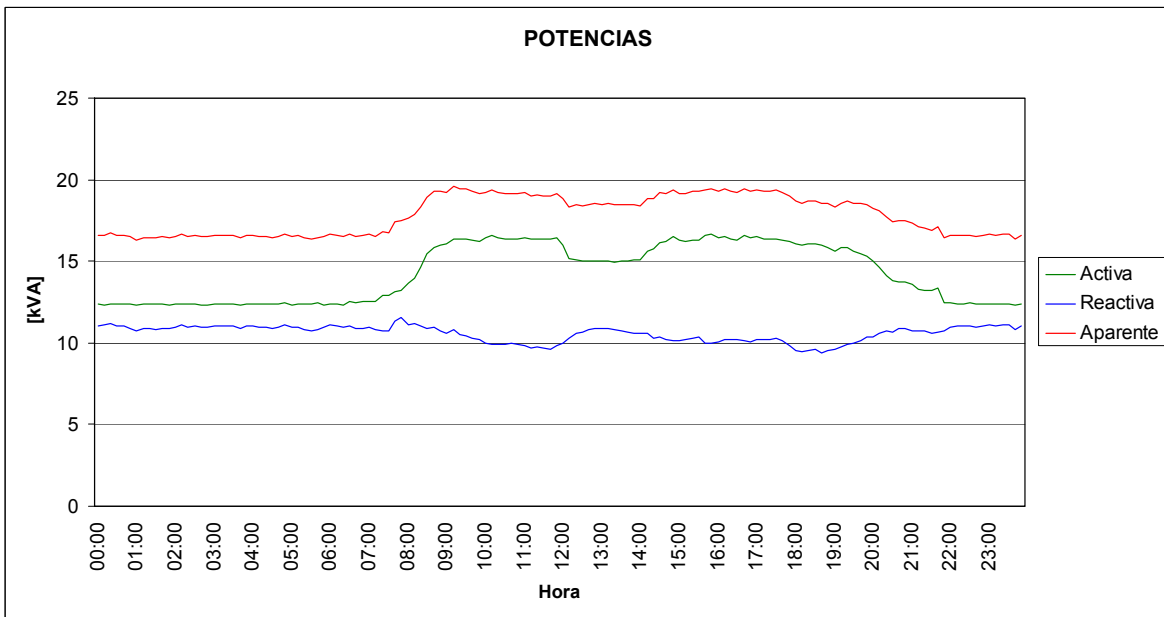
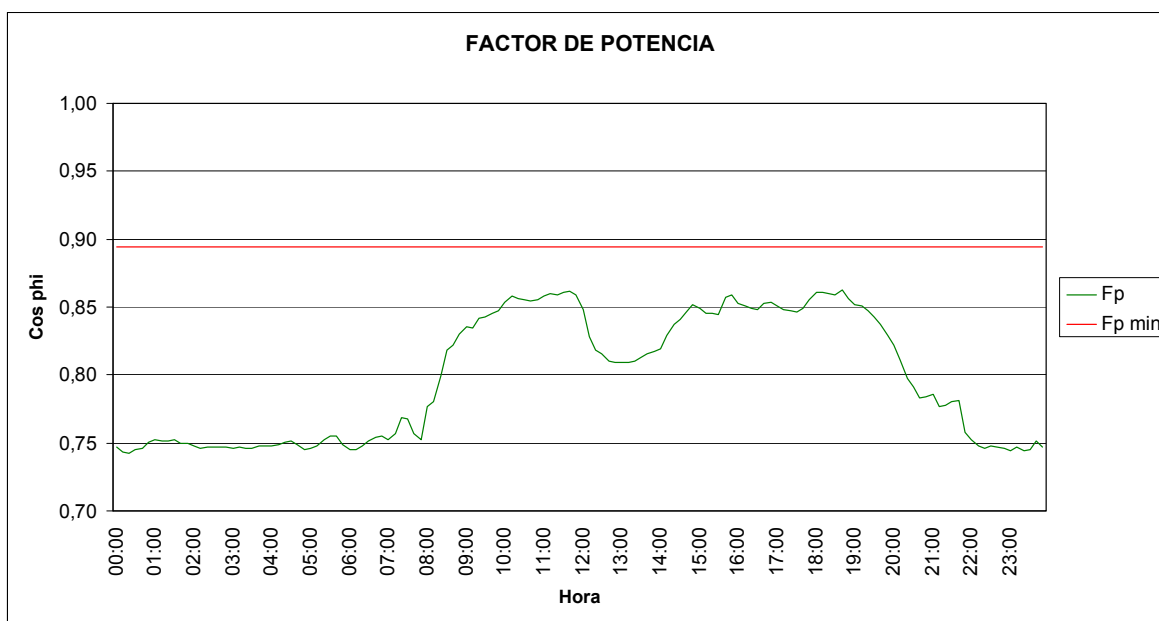


Figura 3.83. Perfil del factor de potencia, transformador (a) edificio Administración



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap es adecuada, pues da como resultado una tensión promedio de 125,9 V. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son:

Tabla 3.82. Tensiones según posición tap, transformador (a) edificio Administración

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	13200	125,9
2	12672	131,1
3	12144	136,8
4	11416	145,5
5	11082	149,9

Del perfil de corrientes de fase se observa que estas presentan un ligero desbalance de 20 A aproximadamente, el cual no es significativo y se puede considerar como normal.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 9:10 a.m. con un valor de 19,6 kVA, que representa un 26,1% del valor nominal, por lo tanto este transformador tiene una disponibilidad de 55,4 kVA.

Se observa que el factor de potencia siempre está por debajo del valor penalizable (0,89), esto debido posiblemente al poco consumo de carga activa, al consumo reactivo propio del transformador y que las cargas son de naturaleza reactiva (Ej.: computadores).

3.11.2.3. Análisis de demanda del transformador (b)

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador (b) del edificio de Administración, el día martes 12 de diciembre de 2006.

Figura 3.84. Perfil de tensiones de fase, transformador (b) edificio Administración

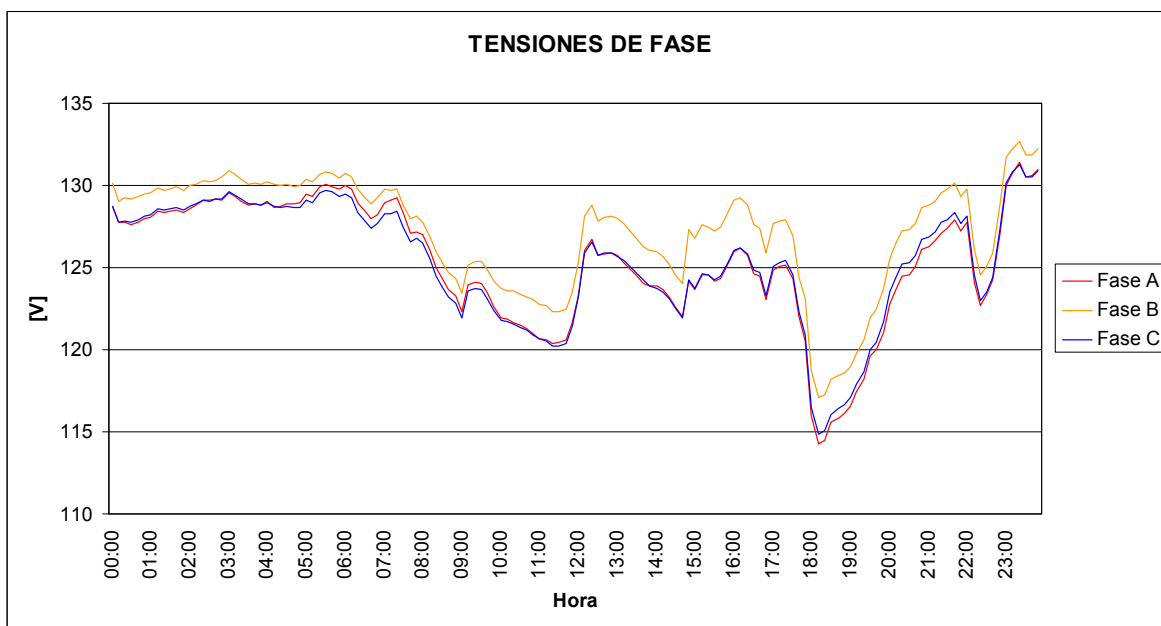


Figura 3.85. Perfil de corrientes de fase, transformador (b) edificio Administración

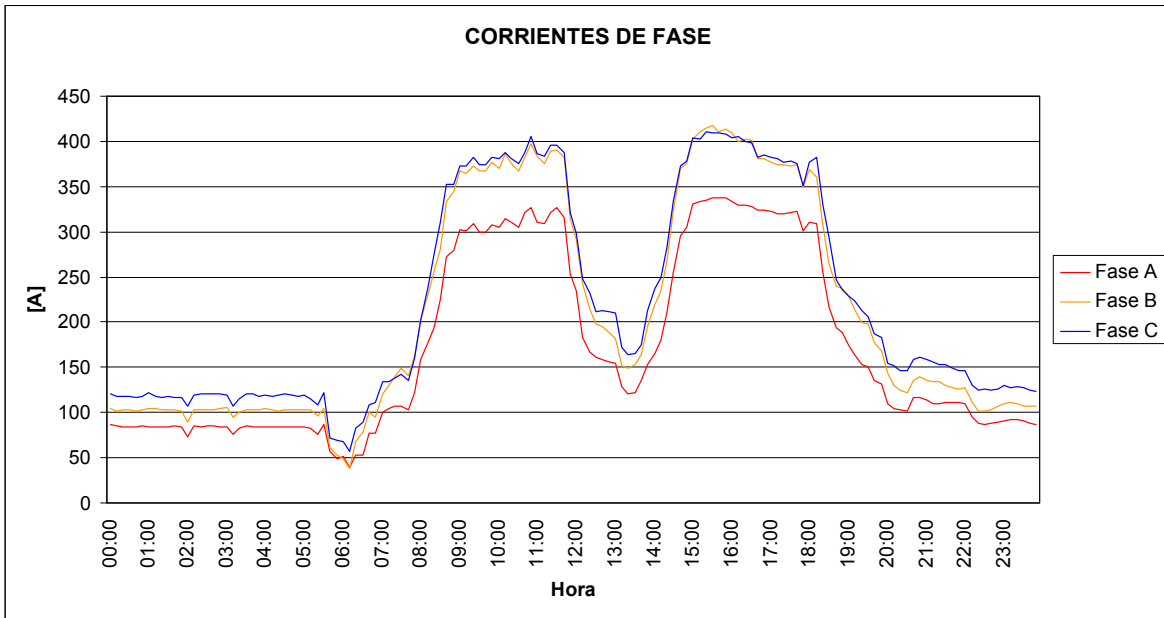


Figura 3.86. Perfil de potencias, transformador (b) edificio Administración

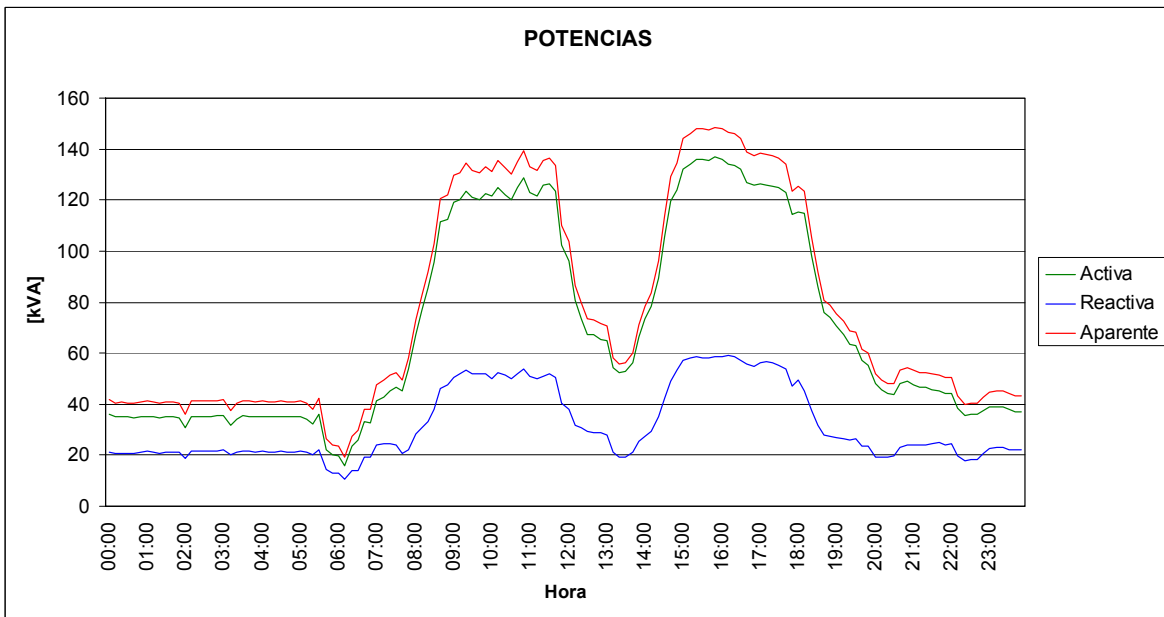
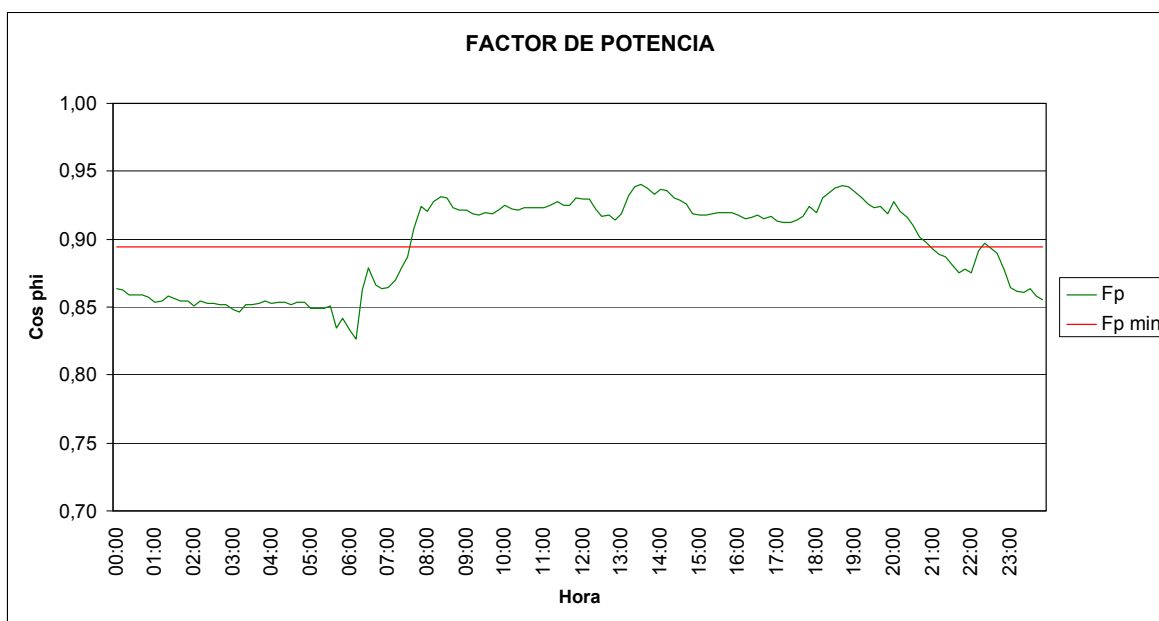


Figura 3.87. Perfil del factor de potencia, transformador (b) edificio Administración



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap no es adecuada, pues da como resultado una tensión de fase promedio de 126,0 V; la cual es una tensión muy elevada según la norma ESSA 2005, las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son:

Tabla 3.83. Tensiones según posición tap, transformador (b) edificio Administración

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	12060	115,7
2	11730	119,0
3	11400	122,4
4	11080	126,0
5	10750	129,8

Con base en la tabla 3.83, el 30 de diciembre de 2006 se cambió la posición del tap, de la posición 4 a la posición 3.

Del perfil de corrientes de fase se observa que estas presentan un ligero desbalance de 50 aproximadamente, el cual es muy pequeño y se puede considerar como normal. Las corrientes de fase ascienden a un valor aproximado de 400 A y la capacidad nominal del

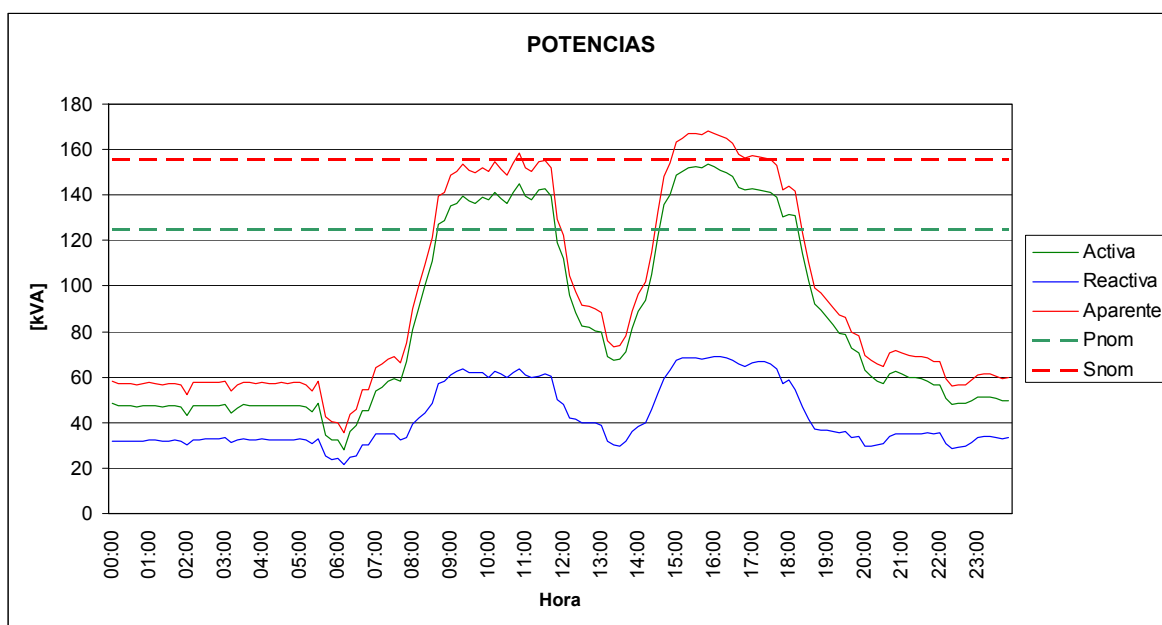
barraje es 350 A, por lo tanto es necesario el cambio de este barraje y a la vez el totalizador, por que estos tiene capacidades nominales menores que la del transformador.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 3:50 p.m. con un valor de 148,7 kVA, que representa un 74,4% del valor nominal, por lo tanto este transformador tiene una disponibilidad de 51,3 kVA.

Se observa que el factor de potencia decae por debajo del valor penalizable (0,89), entre las 9:00 p.m. y las 7:30 a.m. aproximadamente, esto debido al bajo consumo de potencia activa y al consumo reactivo propio del transformador.

Sumando los perfiles de potencias de los dos transformadores, se observa la potencia que la planta de emergencia tiene que suministrar ante cualquier interrupción del suministro de energía eléctrica.

Figura 3.88. Perfil de potencias, planta de emergencia subestación Administración



Se observa que la planta de emergencia ya se está excediendo de sus valores nominales, lo cual puede llevar a un deterioro y/o falla de planta. El valor máximo de potencia activa

que está suministrando la planta es 153,4 kW y su potencia nominal es de 125 kW, por lo tanto se está excediendo en 28,4 kW.

3.11.2.4. Resistencia de aislamiento del transformador (a)

Tabla 3.84. Resistencia de aislamiento, transformador (a) edificio Administración

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	2500
Alta / Tierra	2500
Baja / Tierra	1000

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{75}} = 2286[M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por encima del valor mínimo recomendado por la NETA, excepto entre baja/tierra pero los criterios de aislamiento para estos puntos son muchísimo menores. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en buenas condiciones.

3.11.2.5. Resistencia de aislamiento del transformador (b)

Tabla 3.85. Resistencia de aislamiento, transformador (b) edificio Administración

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	700
Alta / Tierra	800
Baja / Tierra	500

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{200}} = 1400[M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por debajo del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en pobres condiciones.

3.11.2.6. Rigidez dieléctrica del aceite del transformador (a)

Tabla 3.86. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador (a) Administración

Prueba	1	2	3	4	5	Promedio
Tensión de ruptura [kV]	31	30	33	35	32	32,2

La tensión de ruptura promedio está por encima del valor mínimo recomendado 30 kV.

3.11.2.7. Rigidez dieléctrica del aceite del transformador (b)

Tabla 3.87. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador (b) Administración

Prueba	1	2	3	4	5	Promedio
Tensión de ruptura [kV]	26	20	21	20	25	22,4

La tensión de ruptura promedio está por debajo del valor mínimo recomendado 30 kV.

Debido a la mala condición de aislamiento presentada por el transformador (b) y a la baja rigidez dieléctrica de su aceite, del 15 al 22 de abril se le realizó un mantenimiento preventivo en taller el cual incluyó cambio total del aceite, secado de las bobinas en horno y cambio de empaques.

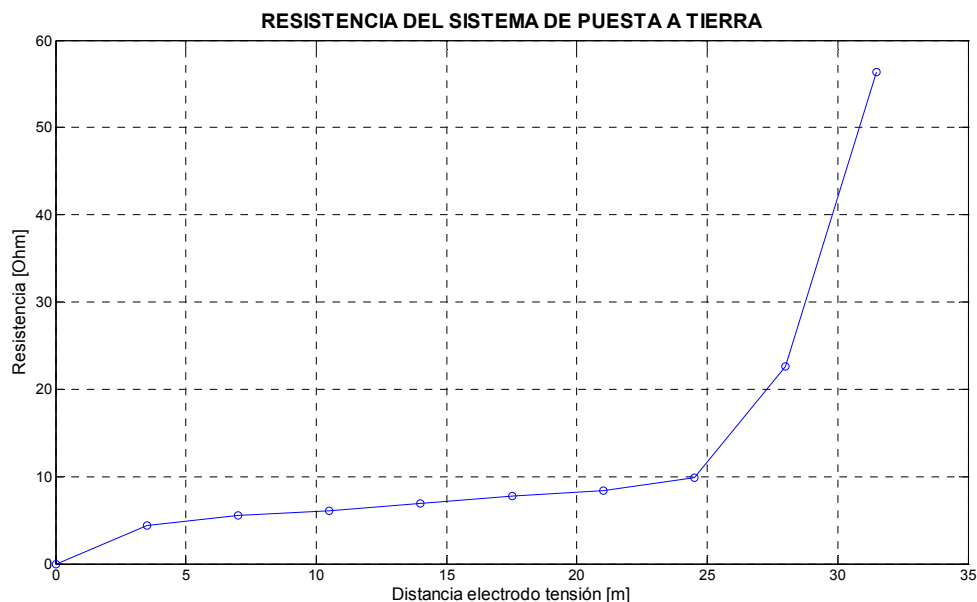
3.11.2.8. Resistencia del sistema de puesta a tierra

La subestación presenta un sistema de puesta a tierra conformado por una malla de dos retículas y seis cajas de inspección, en las cuatro esquinas se encuentran ubicadas cuatro varillas de cobre de 5/8" de diámetro y de 8' de profundidad (1,59 x 244) cm. La malla está interconectada por medio de un conductor de cobre N° 2/0 AWG desnudo y las conexiones son del tipo exotérmico. La malla de puesta a tierra se encuentra a cinco metros de distancia de la subestación.

Tabla 3.88. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación edificio Administración

Distancia [m]	0	3,5	7	10,5	14	17,5	21	24,5	28	31,5	35
Resistencia [Ω]	0	4,36	5,50	6,02	6,86	7,75	8,37	9,83	22,6	56,4	1898

Figura 3.89. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Administración



De la tabla de valores y la gráfica de medida de la resistencia de la malla, se observa que la región plana de la curva se encuentra alrededor del 62% de distancia del electrodo de tensión, por lo tanto se puede afirmar que la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación es de 8,37 Ω .

3.11.3. Recomendaciones

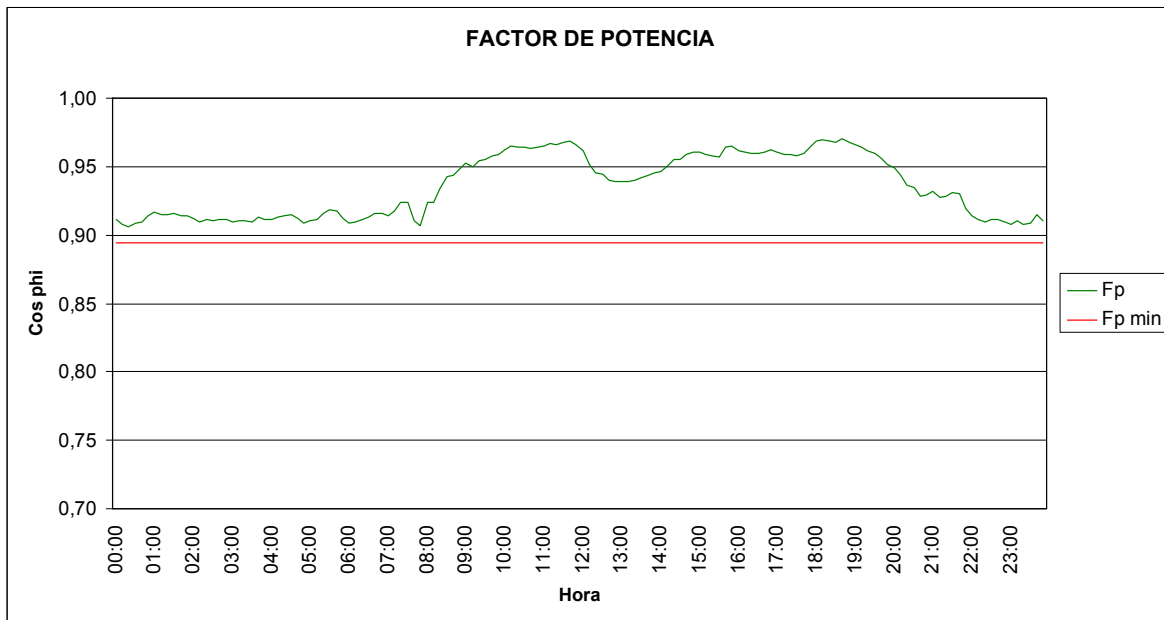
- Los fusibles de MT del transformador (a) deben ser de la misma corriente nominal y con un valor de 4 A; los fusibles de MT del transformador (b) deben ser 10 A.
- Debido a que el transformador (b) está usando el 74,4% de su capacidad nominal es necesario cambiar el totalizador y el barraje de BT, por unos que tengan una capacidad nominal acorde a la del transformador. Estas son las características de los nuevos equipos:

- Características del totalizador a instalar en el TGBT (b)

Marca	Familia	Referencia	I nominal	Tensión	I cc
Legrand	DPX – U630	6251 32	(400 - 500) A	240 V	35 kA

- Barraje BT: Cu 1 1/2" x 1/4"; In = 610 A
- Es necesario quitar por lo menos 50 kVA de carga, de los circuitos que alimenta la planta de emergencia, con el fin de evitar los niveles de sobrecarga con los que está trabajando actualmente.
- Es necesario corregir el factor de potencia del transformador (a). Para esto es necesario instalar un banco de condensadores de 5,4 kVAr, al barraje de baja tensión. Con la instalación de este banco de condensadores se esperaría que el factor de potencia aguas arriba del transformador (a) se comporte de la siguiente manera.

Figura 3.90. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 5,4 kVAr, transformador (a) edificio Administración



- Características del banco de condensadores a instalar

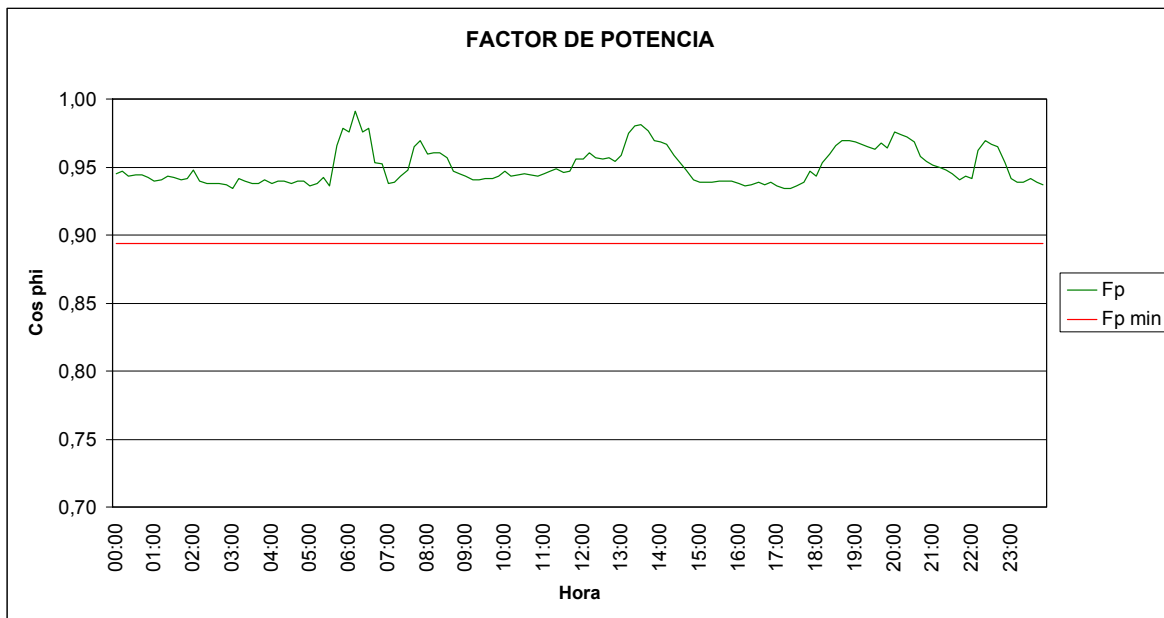
Marca	Tipo	Referencia	Potencia	Tensión	Frecuencia
Merlin Gerin	Varplus M1	52412	5,4 kVAr	220 V	60 Hz

- Características del breaker a instalar con el banco de condensadores

Marca	Tipo	Referencia	I nominal	Tensión	I cc
Merlin Gerin	EasyPact	EZC100N3020C	20 A	240 V	25 kA

- Para corregir el factor de potencia en el transformador (b) es necesario instalar un banco de condensadores de 8,6 kVAr al barraje de baja tensión. Con la instalación de este banco de condensadores se esperaría que el factor de potencia aguas arriba del transformador (b) se comporte de la siguiente manera.

Figura 3.91. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de un banco de condensadores de 8,6 kVAr, transformador (b) edificio Administración



- Características del banco de condensadores a instalar

Marca	Tipo	Referencia	Potencia	Tensión	Frecuencia
Merlin Gerin	Varplus M1	52414	8,6 kVAr	220 V	60 Hz

- Características del breaker a instalar con el banco de condensadores

Marca	Tipo	Referencia	I nominal	Tensión	I cc
Merlin Gerin	EasyPact	EZC100N3030C	30 A	240 V	25 kA

- Realizar una prueba de relación de transformación al transformador (b) y actualizar su placa de características.

3.11.4. Cantidades de obra y presupuesto

A continuación se presentan los costos directos de las obras requeridas en la subestación de Administración.

ÍTEM: 16					
OBRA: INSTALACIÓN TOTALIZADOR 500 A y BARRAJE BT, TGBT (b)					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Totalizador 500 A, DPX - U630, Legrand	1	UN	\$ 3.240.000	\$ 3.240.000
2	Barraje Cu 1 1/2" x 1/4"	3	m	\$ 80.000	\$ 240.000
3	Accesorios	1	Gl	\$ 20.000	\$ 20.000
SUBTOTAL					\$ 3.500.000
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Técnico	2	1	\$ 40.000	\$ 80.000
2	Herramienta menor	1	1	\$ 10.000	\$ 10.000
SUBTOTAL					\$ 90.000
COSTO DIRECTO					\$ 3.590.000

ÍTEM: 17					
OBRA: MONTAJE BANCO DE CONDENSADORES 5,4 kVAr, transformador (a)					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Banco de condensadores 5,4 kVAr, Varplus M1, Merlin Gerin	1	UN	\$ 482.100	\$ 482.100
2	Totalizador 20 A, Merlin Gerin	1	UN	\$ 216.000	\$ 216.000
3	Cable Cu N° 10 AWG THWN	10	m	\$ 2.218	\$ 22.180
4	Accesorios	1	Gl	\$ 20.000	\$ 20.000
SUBTOTAL					\$ 740.280
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Técnico	1	1	\$ 40.000	\$ 40.000
2	Herramienta menor	1	1	\$ 10.000	\$ 10.000
SUBTOTAL					\$ 50.000
COSTO DIRECTO					\$ 790.280

ÍTEM: 18					
OBRA: MONTAJE BANCO DE CONDENSADORES 8,6 kVAr, transformador (b)					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Banco de condensadores 8,6 kVAr, Varplus M1, Merlin Gerin	1	UN	\$ 692.300	\$ 692.300
2	Totalizador 30 A, Merlin Gerin	1	UN	\$ 216.000	\$ 216.000
3	Cable Cu N° 10 AWG THWN	10	m	\$ 2.218	\$ 22.180
4	Accesorios	1	Gl	\$ 20.000	\$ 20.000
SUBTOTAL					\$ 950.480
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Técnico	1	1	\$ 40.000	\$ 40.000
2	Herramienta menor	1	1	\$ 10.000	\$ 10.000
SUBTOTAL					\$ 50.000
COSTO DIRECTO					\$ 1.000.480

3.12. INSED

El edificio del INSED cuenta con una subestación de 150 kVA, tipo encapsulada. Esta subestación se alimenta de la caja cortacircuitos existente en el sótano del edificio de Administración por medio de una acometida subterránea Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar, la cual llega al seccionador bajo carga para uso interior existente en la subestación. La subestación se encuentra al costado norte del primer piso del edificio.

3.12.1. Atributos

Tabla 3.89. Atributos subestación INSED

Código SIG:	0114	Clase:	Encapsulada	Potencia TRF:	150 kVA
Relación TRF:	13200/(220-127) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	3,09%
Corriente cc:	12,7 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones TRF:	1,1x0,7x1,3 m
Fabricante TRF:	GAMS Ltda.	Año:	1990	TAPS:	1 13860 V
Tipo seccionador:	Seccionador bajo carga para uso interior				2** 13530 V
Tipo fusible:	Bayoneta	Tipo pararrayo:	N/A		3 13200 V
In fusible:	16 A	Tensión pararrayo:	N/A		4 12870 V
Tensión fusible:	24 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	5 12530 V
Observaciones:	El 30 de diciembre de 2006, se movió el tap de la posición 3 a la posición 2; esto acorde a los datos arrojados por el analizador de redes.				

Tabla 3.90. Atributos TGBT, subestación INSED

Código SIG:	01141	Acometida:	Cu 2(3#4/0 AWG THW) + 1#4/0 AWG THW + 1#2 AWG t	
In Totalizador:	(400 - 500) A	Icc Totalizador:	50 kA	Fabricante Tot: Terasaki
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 1 1/2" x 1/4"	In Barraje: 610 A
Dimensiones Tablero:	1,0x0,9x2,1 m	Vn DPS:	-----	Id DPS: -----
Observaciones:	El tablero no tiene DPS			

3.12.2. Diagnóstico

3.12.2.1. Inspección visual

Corriente nominal MT transformador	: 6,6 A
Corriente nominal BT transformador	: 393,6 A
Corriente nominal fusible MT	: 16 A
Corriente nominal totalizador	: (400 - 500) A dial: 400 A
Corriente nominal acometida (aire libre)	: 720 A
Corriente nominal barraje según normas DIN 46433	: 610 A

Los fusibles, el totalizador, la acometida y el barraje de BT están bien especificados, pero hay que tener en cuenta que el dial del totalizador siempre debe permanecer en 400 A.

La tapa del seccionador no cuenta con bloqueo mecánico, lo cual es un peligro ante cualquier imprudencia. El transformador presenta fugas de aceite por los bujes de baja y media tensión, además el nivel de aceite es muy bajo.

3.12.2.2. Análisis de demanda del transformador

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador del INSED, el día lunes 4 de diciembre de 2006.

Figura 3.92. Perfil de tensiones de fase, transformador INSED

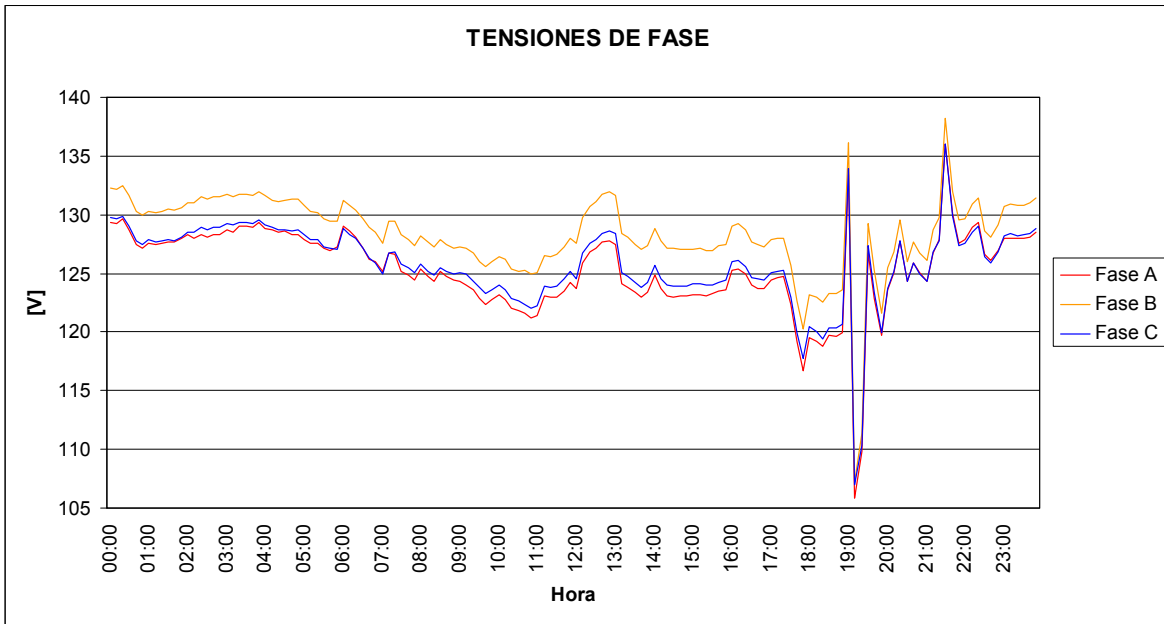


Figura 3.93. Perfil de corrientes de fase, transformador INSED

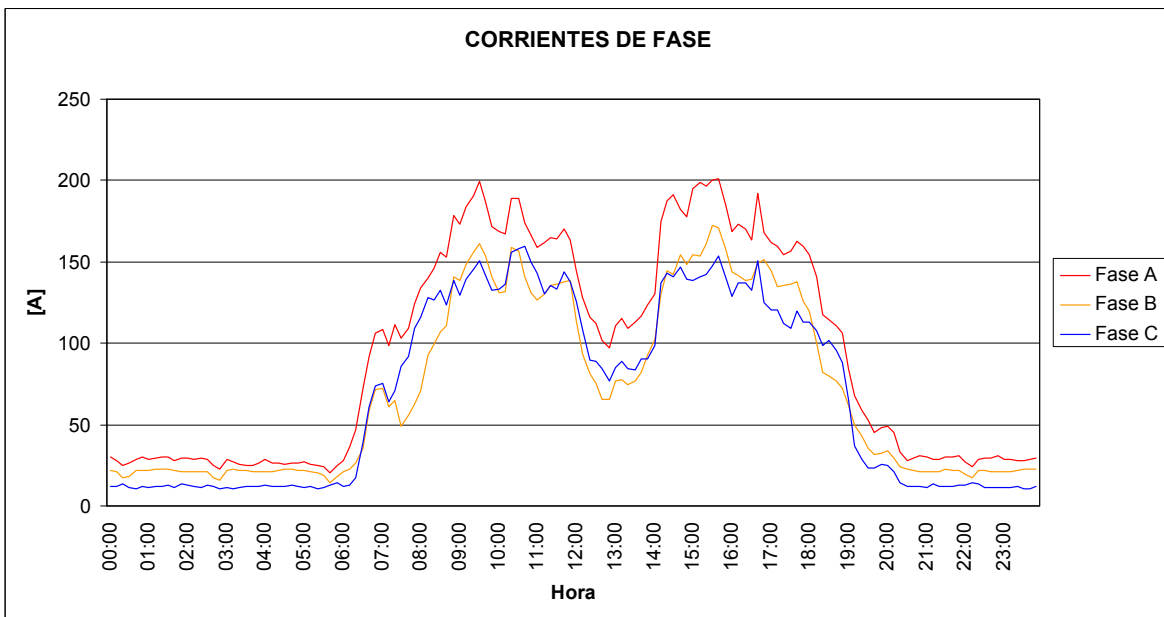


Figura 3.94. Perfil de potencias, transformador INSED

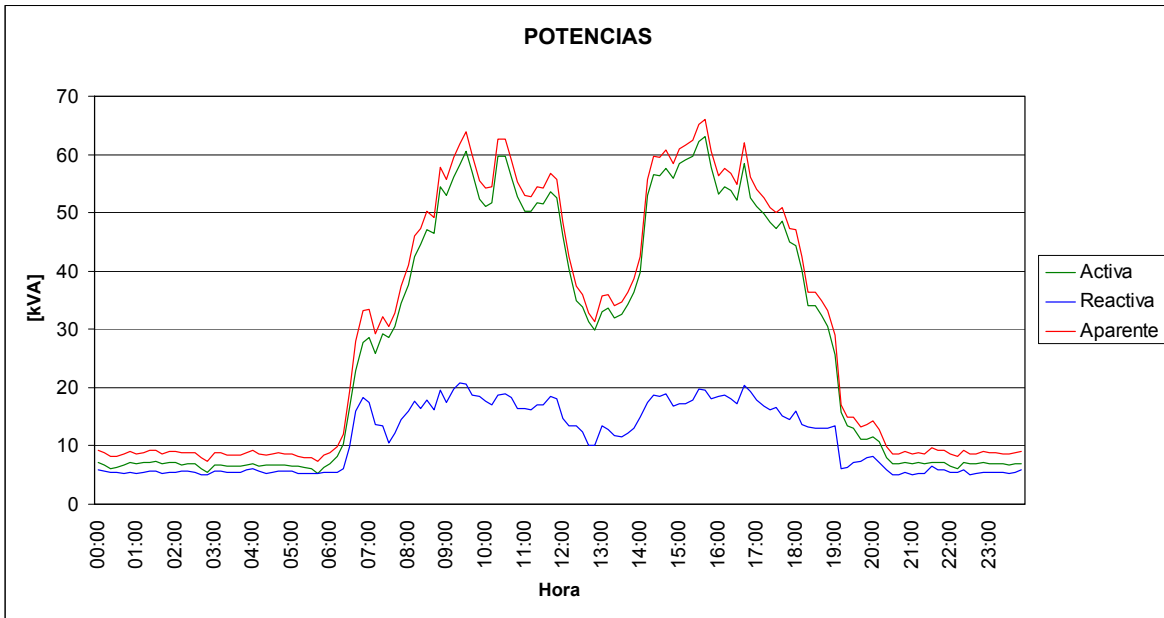
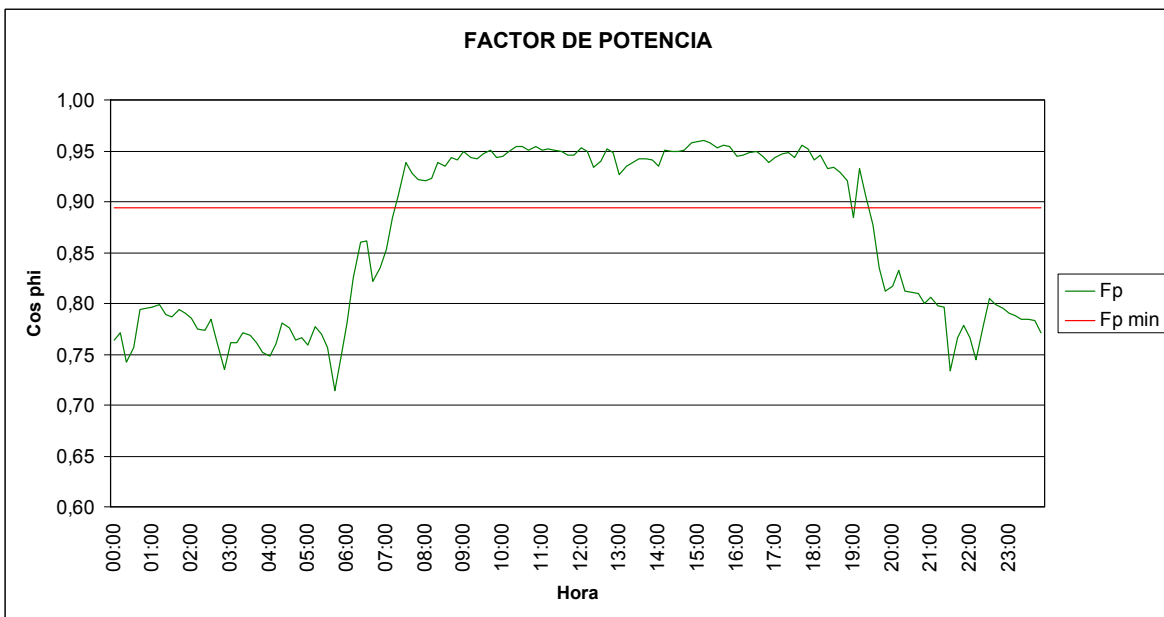


Figura 3.95. Perfil del factor de potencia, transformador INSED



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap no era la adecuada, pues da como resultado una tensión promedio de 126,5 V; la cual es una tensión muy elevada según la norma ESSA 2005. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son las siguientes:

Tabla 3.91. Tensiones según posición tap, transformador INSED

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	13860	120,5
2	13530	123,4
3	13200	126,5
4	12870	129,8
5	12530	133,3

Con base en la tabla 3.91, el 30 de diciembre de 2006 se cambió la posición del tap, de la posición 3 a la posición 2.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 3:40 p.m. con un valor de 65,9 kVA, que representa un 43,9% del valor nominal, por lo cual este transformador cuenta con una disponibilidad de 84,1 kVA.

Se observa que el factor de potencia decae por debajo del valor penalizable (0,89) entre las 7:30 p.m. y las 7:30 a.m. aproximadamente, esto debido al poco consumo de carga activa en ese horario y al consumo reactivo propio del transformador.

3.12.2.3. Resistencia de aislamiento del transformador

Tabla 3.92. Resistencia de aislamiento, transformador INSED

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	550
Alta / Tierra	600
Baja / Tierra	300

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{150}} = 1617[M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por debajo del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en pobres condiciones.

Debido a la mala condición de aislamiento presentada por el transformador, del 22 al 29 de abril de 2007 se le realizó un mantenimiento preventivo en taller el cual incluyó proceso de termo-vacío al aceite, secado de las bobinas en horno, reposición de aceite perdido y cambio de empaques.

3.12.2.4. Rigidez dieléctrica del aceite del transformador (b)

Tabla 3.93. Rigidez dieléctrica del aceite, transformador INSED

Prueba	1	2	3	4	5	Promedio
Tensión de ruptura [kV]	36	40	39	40	37	38,4

La tensión de ruptura promedio está por encima del valor mínimo recomendado 30 kV.

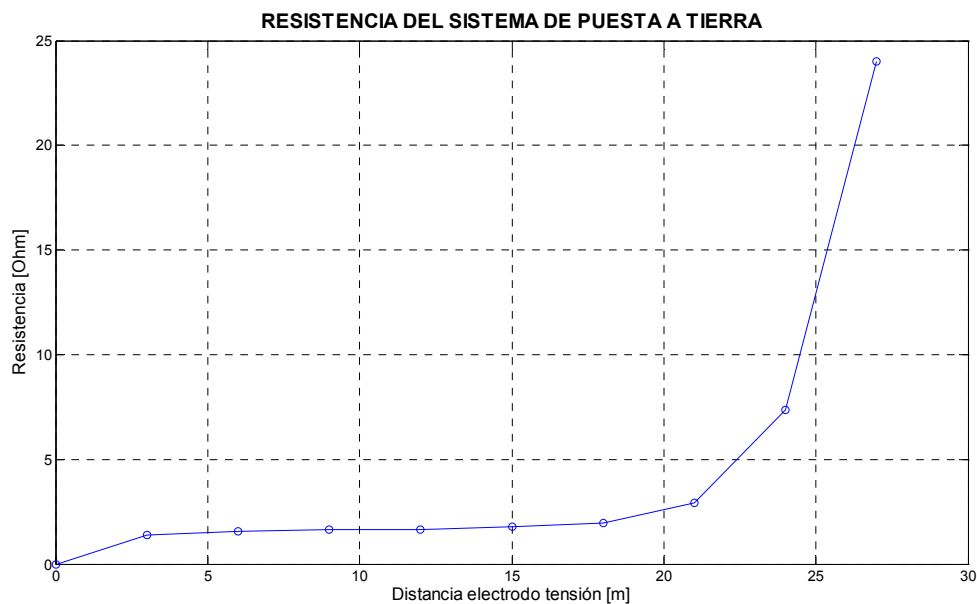
3.12.2.5. Resistencia del sistema de puesta a tierra

La subestación presenta un sistema de puesta a tierra conformado por una malla de dos retículas y seis cajas de inspección, en las cuatro esquinas se encuentran ubicadas cuatro varillas de cobre de 5/8" de diámetro y de 8' de profundidad (1,59 x 244) cm. La malla está interconectada por medio de un conductor de cobre N° 2/0 AWG desnudo y las conexiones son del tipo exotérmico. La malla de puesta a tierra se encuentra a quince metros de distancia de la subestación.

Tabla 3.94. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación INSED

Distancia [m]	0	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30
Resistencia [Ω]	0	1,4	1,58	1,63	1,63	1,80	1,95	2,91	7,35	24	1750

Figura 3.96. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación INSED



De la tabla de valores y la gráfica de medida de la resistencia de la malla, se observa que la región plana de la curva se encuentra alrededor del 62% de distancia del electrodo de tensión, por lo tanto se puede afirmar que la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación es de 1,95 Ω .

3.12.3. Recomendaciones

- El dial del totalizador siempre se debe ajustar en 400 A.
- Se debe reparar el bloqueo mecánico de la puerta del seccionador bajo carga.

3.13. LABORATORIOS DE CARACTERIZACIÓN

El edificio Laboratorios de Caracterización cuenta con una subestación de 225 kVA, tipo jardín, la cual se encuentra ubicada en el sótano al costado norte del edificio. Esta subestación se alimenta directamente del barraje premoldeado de media tensión existente en la subestación de Eléctrica Antigua por medio de una acometida subterránea Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar, la cual llega directamente al gabinete del transformador.

En el periodo de realización de este proyecto el edificio Laboratorios de Caracterización aun no contaba con la carga instalada, por lo tanto no se realizó el análisis de demanda del transformador.

3.13.1. Atributos

Tabla 3.95. Atributos subestación Laboratorios de Caracterización

Código SIG:	0101	Clase:	Tipo Jardín	Potencia TRF:	225 kVA
Relación TRF:	13200/(214-123,6) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	3,5%
Corriente cc:	17,3 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones gabinete:	1,5x1,1x1,2 m
Fabricante TRF:	Magnetron	Año:	2006	TAPS:	1 13530 V
Tipo seccionador:	Seccionador giratorio en aceite				2 13200 V
Tipo fusible:	De expulsión	Tipo pararrayo:	N/A		3** 12870 V
In fusible:	25 A	Tensión pararrayo:	N/A		4 12540 V
Tensión fusible:	15,5 kV	Id pararrayo:	N/A	** Tap actual	5 12210 V
Observaciones:	Ninguna				

Tabla 3.96. Atributos TGBT, subestación Laboratorios de Caracterización

Código SIG:	01011	Acometida:	Cu 3(3#4/0 AWG THHN + 1#3/0 AWG THHN + 1#4 AWG t)		
In Totalizador:	(504-630) A	Icc Totalizador:	35 kA	Fabricante Tot::	Legrand
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 2" x 3/8"	In Barraje:	890 A
Dimensiones Tablero:	1,2x0,5x2,0 m	Vn DPS:	-----	Id DPS:	-----
Observaciones:	El tablero no tiene DPS				

3.13.2. Diagnóstico

3.13.2.1. Inspección visual

Corriente nominal MT transformador	: 9,8 A
Corriente nominal BT transformador	: 607 A
Corriente nominal fusible MT	: 25 A
Corriente nominal totalizador	: (504 - 630) A dial: 567 A
Corriente nominal acometida (3 tuberías PVC 2")	: 780 A
Corriente nominal barraje según normas DIN 46433	: 890 A

Los fusibles de MT, el totalizador, la acometida y el barraje de BT se encuentran bien especificados, pero hay que tener en cuenta que el dial del totalizador no se debe ajustar por encima de 600 A.

3.13.2.2. Resistencia de aislamiento del transformador

Tabla 3.97. Resistencia de aislamiento, transformador Laboratorios de Caracterización

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	3500
Alta / Tierra	3000
Baja / Tierra	2000

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{225}} = 1320 [M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por encima del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en buenas condiciones.

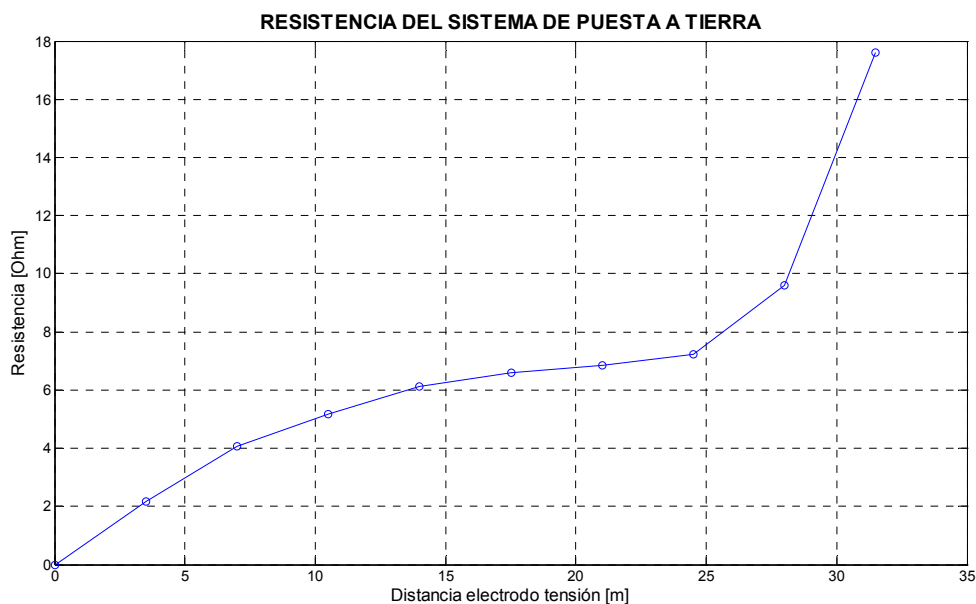
3.13.2.3. Resistencia del sistema de puesta a tierra

La subestación presenta un sistema de puesta a tierra conformado por una malla con tres varillas de cobre de 5/8" de diámetro y de 8' de profundidad (1,59 x 244) cm, cada una con su respectiva caja de inspección. La malla está interconectada por medio de un conductor de cobre N° 2/0 AWG desnudo y las conexiones son del tipo exotérmico.

Tabla 3.98. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Laboratorios de Caracterización

Distancia [m]	0	3,5	7	10,5	14	17,5	21	24,5	28	31,5	35
Resistencia [Ω]	0	2,18	4,06	5,17	6,11	6,59	6,86	7,23	9,60	17,61	2840

Figura 3.97. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Laboratorios de Caracterización



De la tabla de valores y la gráfica de medida de la resistencia de la malla, se observa que la región plana de la curva se encuentra alrededor del 62% de distancia del electrodo de tensión, por lo tanto se puede afirmar que la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación es de 6,86 Ω .

3.13.3. Recomendaciones

- El dial del totalizador nunca se debe ajustar por encima de 600 A.

3.14. CIENCIAS HUMANAS

El edificio Ciencias Humanas cuenta con una subestación de 400 kVA, tipo jardín, la cual se encuentra ubicada en el sótano del edificio. Esta subestación se alimenta del circuito de media tensión que pasa por la calle 9 en frente del edificio. En el punto de derivación se encuentra el descargador de sobretensiones (pararrayos) y la caja cortacircuitos con

cámara apagachispas, la cual tiene hilo fusibles de valor nominal de 20 A. La subterranización se realiza por medio de una acometida de Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar, la cual llega primero a un gabinete de medida y luego pasa directamente al gabinete del transformador.

3.14.1. Atributos

Tabla 3.99. Atributos subestación Ciencias Humanas

Código SIG:	0108	Clase:	Tipo Jardín	Potencia TRF:	400 kVA
Relación TRF:	13200/(215-124) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	3,64%
Corriente cc:	29,51 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones gabinete:	1,4x1,5x1,0 m
Fabricante TRF:	Siemens	Año:	2005	TAPS:	1 13530 V
Tipo seccionador:	Seccionador giratorio en aceite				2** 13200 V
Tipo fusible:	De expulsión	Tipo pararrayo:	ZnO		3 12870 V
In fusible:	40 A	Tensión pararrayo:	12 kV		4 12540 V
Tensión fusible:	15,5 kV	Id pararrayo:	10 kA	** Tap actual	5 12210 V
Observaciones:	Los pararrayos se encuentran en el punto de derivación de MT: poste calle 9.				

Tabla 3.100. Atributos TGBT, subestación Ciencias Humanas

Código SIG:	01081	Acometida:	Cu 5(3#4/0 AWG THHN) + 2(1#4/0 AWG THHN) + 1#2/0 AWG t		
In Totalizador:	(1280-1600) A	Icc Totalizador:	65 kA	Fabricante Tot.:	Legrand
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 2*(2" x 1/4")	In Barraje:	1210 A
Dimensiones Tablero:	3,3x0,5x2,0 m	Vn DPS:	-----	Id DPS:	-----
Observaciones:	El barraje tiene dos barras por fase. El tablero no tiene DPS				

3.14.2. Diagnóstico

3.14.2.1. Inspección visual

Corriente nominal MT transformador : 17,5 A
 Corriente nominal BT transformador : 1074 A
 Corriente nominal fusible MT : 40 A
 Corriente nominal totalizador : (1280 - 1600) A dial: 1280 A

Corriente nominal acometida (aire libre) : 2025 A

Corriente nominal barraje según normas DIN 46433 : 1210 A

Los fusibles de MT, la acometida y el barraje de BT se encuentran bien especificados, pero el totalizador no, ya que ni siquiera su valor mas bajo de ajuste estaría por debajo de la corriente nominal del transformador.

3.14.2.2. Análisis de demanda del transformador

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador de Ciencias Humanas, el día viernes 24 de noviembre de 2006.

Figura 3.98. Perfil de tensiones de fase, transformador Ciencias Humanas

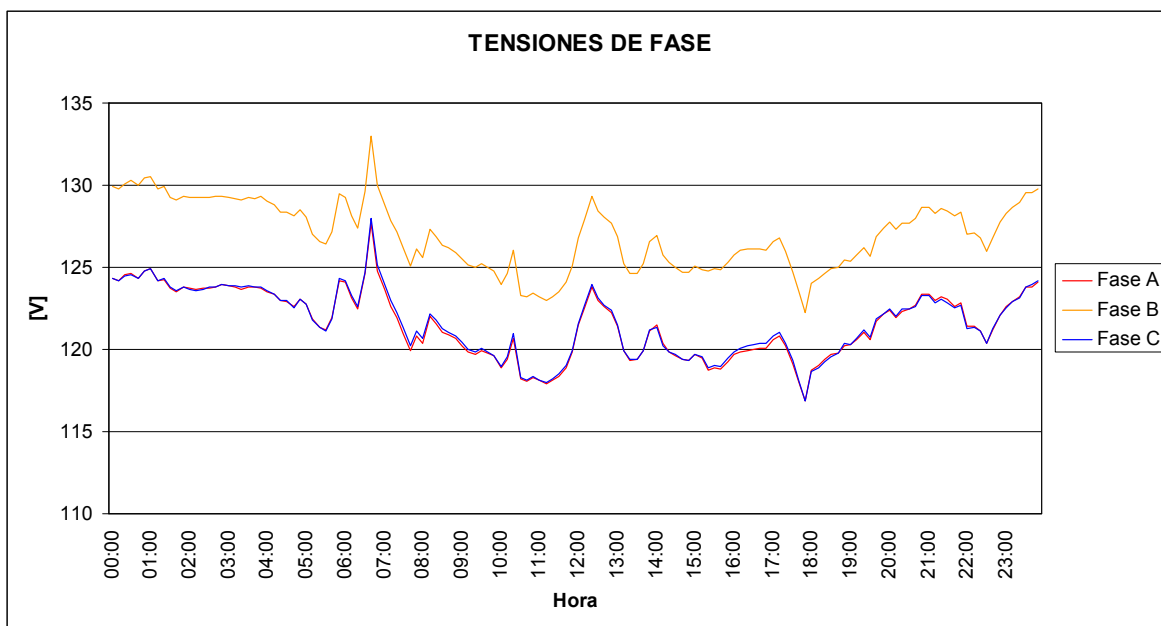


Figura 3.99. Perfil de corrientes de fase, transformador Ciencias Humanas

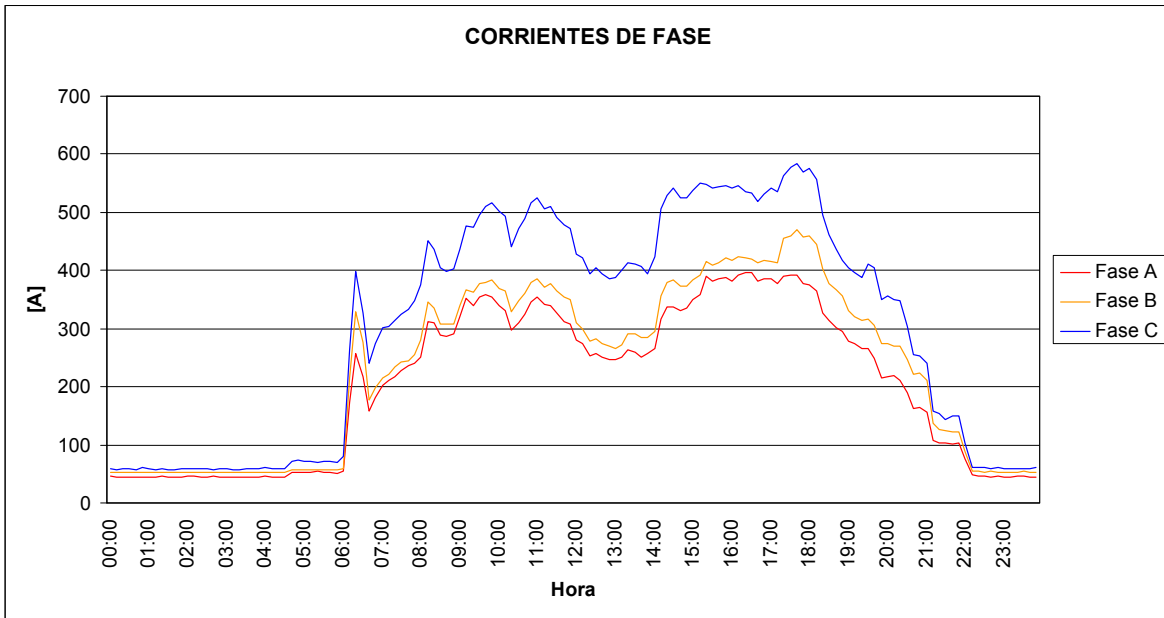


Figura 3.100. Perfil de potencias, transformador Ciencias Humanas

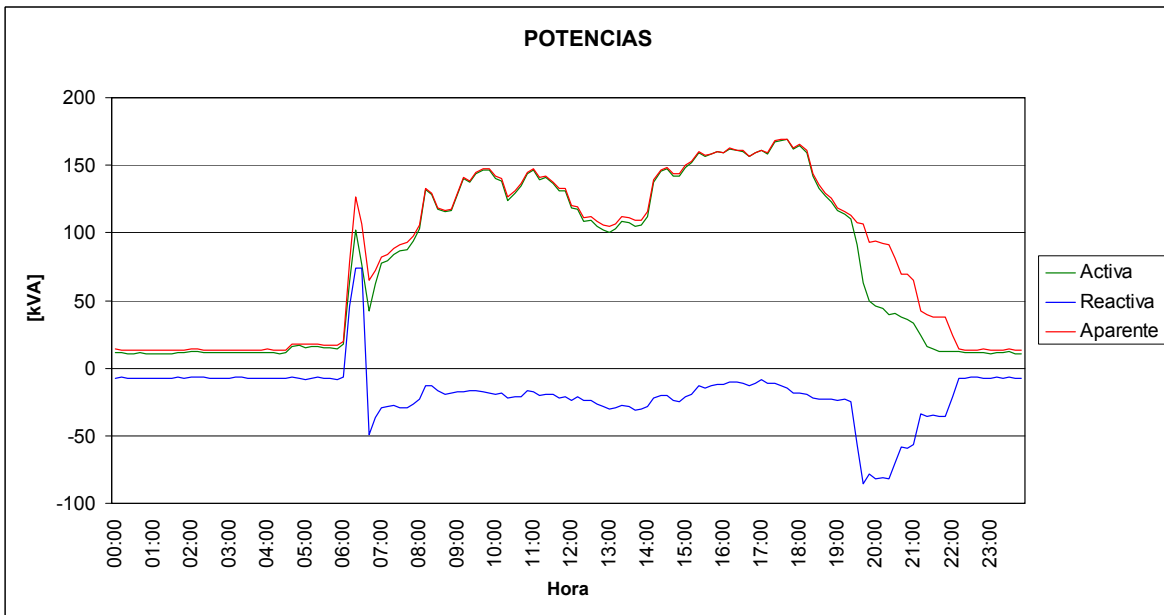
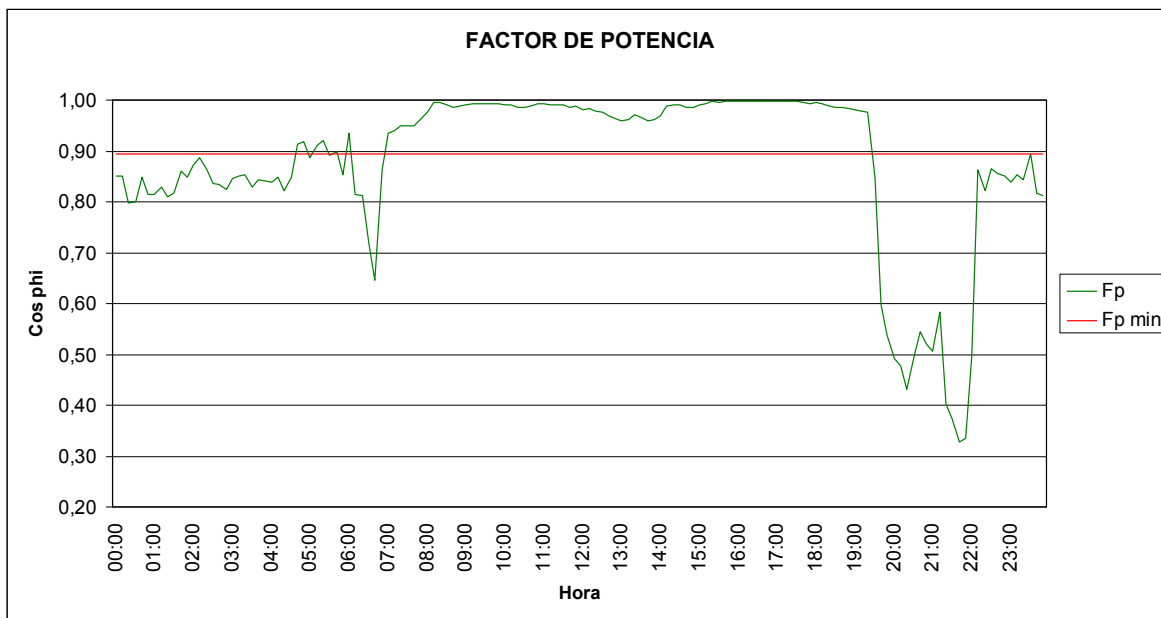


Figura 3.101. Perfil del factor de potencia, transformador Ciencias Humanas



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap es adecuada, pues da como resultado una tensión promedio de 123,4 V. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son las siguientes:

Tabla 3.101. Tensiones según posición tap, transformador Ciencias Humanas

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	13530	120,4
2	13200	123,4
3	12870	126,6
4	12540	129,9
5	12210	133,4

El perfil de tensión de la Fase B siempre se encuentra por encima de las otras en 5 V, este problema depende de la red de media tensión de la ESSA.

Del perfil de corrientes de fase se observa que existe un desbalance, la fase C se encuentra 100 A por encima de las otras dos en las horas del día, es necesario cambiar las fases de algunos circuitos y tratar de balancear las fases.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 5:40 p.m. con un valor de 169,6 kVA, que representa un 42,4% del valor nominal, por lo cual este transformador cuenta con una disponibilidad de 230,4 kVA.

Además se observa que la potencia reactiva se encuentra casi siempre en valores capacitivos, esto es por que la subestación cuenta con un banco de condensadores regulable con 4 pasos de 25 kVAr mas un paso fijo de 20 kVAr y es muy probable que el regulador tenga mal ajustados los valores $\cos \varphi$ y C/K.

Se observa que el factor de potencia se encuentra alrededor de 0,89 pero entre las 7:00 p.m. y las 10:00 p.m. el factor de potencia decae bruscamente pero capacitivamente, debido a que el valor C/K está mal ajustado.

3.14.2.3. Resistencia de aislamiento del transformador

Tabla 3.102. Resistencia de aislamiento, transformador Ciencias Humanas

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	13500
Alta / Tierra	11000
Baja / Tierra	5500

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{400}} = 990 [M \Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por encima del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en buenas condiciones.

3.14.2.4. Resistencia del sistema de puesta a tierra

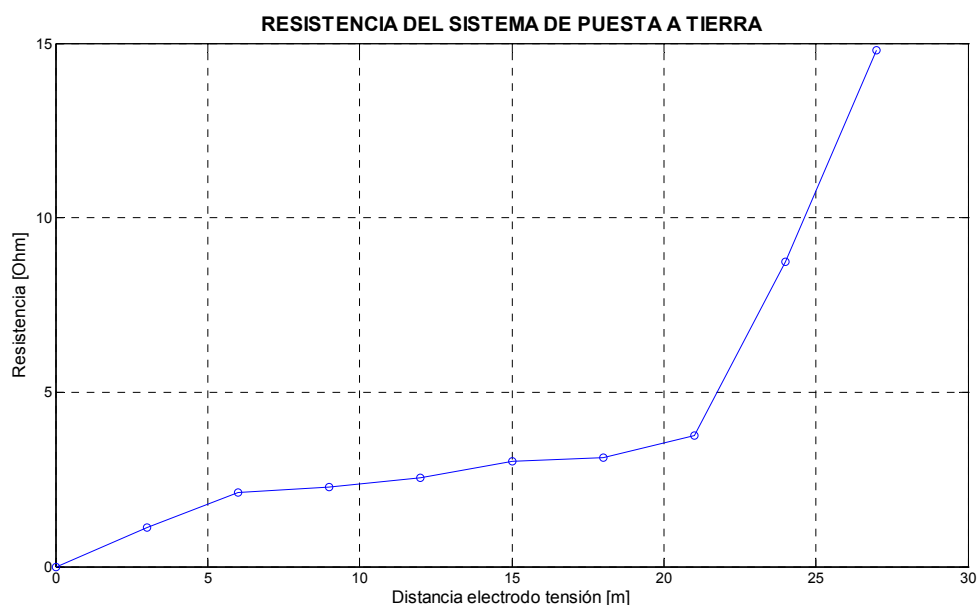
Los electrodos del sistema de puesta a tierra de la subestación no fueron encontrados, posiblemente se encuentran enterrados bajo el concreto de la subestación, por lo tanto se

tomo la medición de la resistencia del sistema desde los bornes del transformador, de los cuales sale un conductor N° 2/0 AWG desnudo.

Tabla 3.103. Resistencia del sistema de puesta tierra, subestación Ciencias Humanas

Distancia [m]	0	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30
Resistencia [Ω]	0	1,11	2,13	2,29	2,54	3,02	3,13	3,75	8,73	14,79	702

Figura 3.102. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Ciencias Humanas



De la tabla de valores y la gráfica de medida de la resistencia de la malla, se observa que la región plana de la curva se encuentra alrededor del 62% de distancia del electrodo de tensión, por lo tanto se puede afirmar que la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación es de 3,13 Ω .

3.14.3. Recomendaciones

- Es necesario cambiar el totalizador existente por uno con las siguientes características
 - Características del totalizador a instalar en el TGBT

Marca	Familia	Referencia	I nominal	Tensión	I cc
Legrand	DPX - 1250	6251 15	(1000 - 1250) A	230 V	80 kA

Esta recomendación se ejecutó el 20 de Agosto de 2007. El dial del totalizador se ajustó en 1000A.

- o Los valores $\cos \varphi$ y C/K del regulador existente en el banco de condensadores se deben ajustar de la siguiente manera:

- $\cos \varphi = 0,97$ inductivo

- $$\frac{C}{K} = \frac{I_{paso}}{RT_{CT}} = \frac{25000/\sqrt{3} \times 208}{1000/5} = 0,347$$

3.14.4. Cantidades de obra y presupuesto

A continuación se presentan los costos directos de las obras requeridas en la subestación de Ciencias Humanas.

ÍTEM: 19					
OBRA: INSTALACIÓN TOTALIZADOR 1000 A					
MATERIALES					
Nº	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Totalizador 1000 A, DPX – 1250, Legrand	1	UN	\$ 12.827.000	\$ 12.827.000
2	Accesorios	1	Gl	\$ 20.000	\$ 20.000
SUBTOTAL					\$ 12.847.000
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
Nº	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Técnico	2	1	\$ 40.000	\$ 80.000
2	Herramienta menor	1	1	\$ 10.000	\$ 10.000
SUBTOTAL					\$ 90.000
COSTO DIRECTO					\$ 12.937.000

3.15. COLISEO

El Coliseo cuenta con una subestación de 400 kVA, tipo jardín, la cual se encuentra ubicada en el costado oriental del edificio. Esta subestación se alimenta del circuito de media tensión que pasa por la carrera 30. En el punto de derivación se encuentran los

CT's y PT's, el descargador de sobretensión (pararrayos) y la caja cortacircuitos con cámara apagachispas, la cual tiene hilo fusibles de valor nominal de 20 A. La subterranización se realiza por medio de una acometida de Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar, la cual llega directamente al gabinete del transformador.

3.15.1. Atributos

Tabla 3.104. Atributos subestación Coliseo

Código SIG:	0119	Clase:	Tipo Jardín	Potencia TRF:	400 kVA
Relación TRF:	13200/(214-123,6) V	Grupo conexión:	Dy-5	Tensión cc (Uz):	4,2%
Corriente cc:	25,7 kA	Refrigeración:	ONAN	Dimensiones gabinete:	1,8x1,4x1,1 m
Fabricante TRF:	Magnetron	Año:	2005	TAPS:	1 13530 V
Tipo seccionador:	Seccionador giratorio en aceite				2** 13200 V
Tipo fusible:	De expulsión	Tipo pararrayo:	ZnO		3 12870 V
In fusible:	40 A	Tensión pararrayo:	12 kV		4 12540 V
Tensión fusible:	15,5 kV	Id pararrayo:	10 kA	** Tap actual	5 12210 V
Observaciones:	Los pararrayos se encuentran en el punto de derivación de MT: poste portería Cr 30. El 22 de abril de 2007, se movió el tap de la posición 3 a la posición 2; esto acorde a los datos arrojados por el analizador de redes.				

Tabla 3.105. Atributos TGBT, subestación Coliseo

Código SIG:	01191	Acometida:	Cu 4(3#250 MCM THHN + 1#4/0 AWG THHN + 1#2 AWG t)		
In Totalizador:	(500-1250) A	Icc Totalizador:	50 kA	Fabricante Tot.:	Merlin Gerin
No barras BT:	5	Barraje:	Cu 2*(2" x 1/4")	In Barraje:	1210 A
Dimensiones Tablero:	1,4x0,5x2,2 m	Vn DPS:	----	Id DPS:	----
Observaciones:	El barraje tiene dos barras por fase. El tablero no tiene DPS				

3.15.2. Diagnóstico

3.15.2.1. Inspección visual

Corriente nominal MT transformador : 17,5 A
 Corriente nominal BT transformador : 1079 A
 Corriente nominal fusible MT : 40 A

Corriente nominal totalizador : (500 - 1250) A dial: 1000 A
Corriente nominal acometida (4 tuberías PVC 2") : 1160 A
Corriente nominal barraje según normas DIN 46433 : 1210 A

Los fusibles de MT, el totalizador, la acometida y el barraje de BT se encuentran bien especificados, pero hay que tener en cuenta el dial del totalizador no se debe ajustar por encima de 1079 A.

3.15.2.2. Análisis de demanda del transformador

Con el analizador de redes se recopiló información del transformador del Coliseo, el día martes 20 de febrero de 2007.

Figura 3.103. Perfil de tensiones de fase, transformador Coliseo

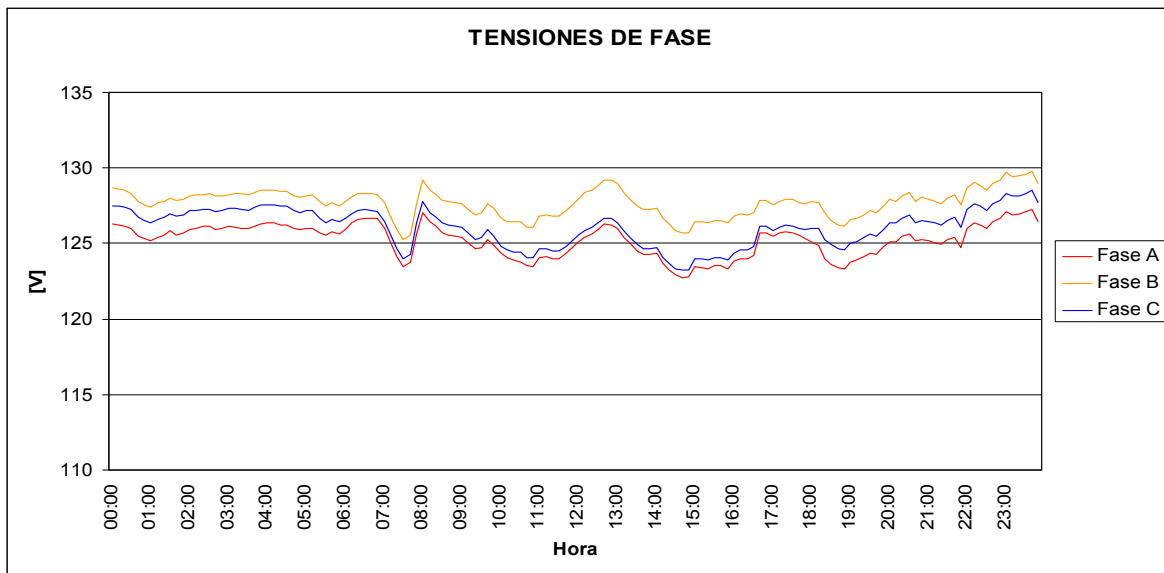


Figura 3.104. Perfil de corrientes de fase, transformador Coliseo

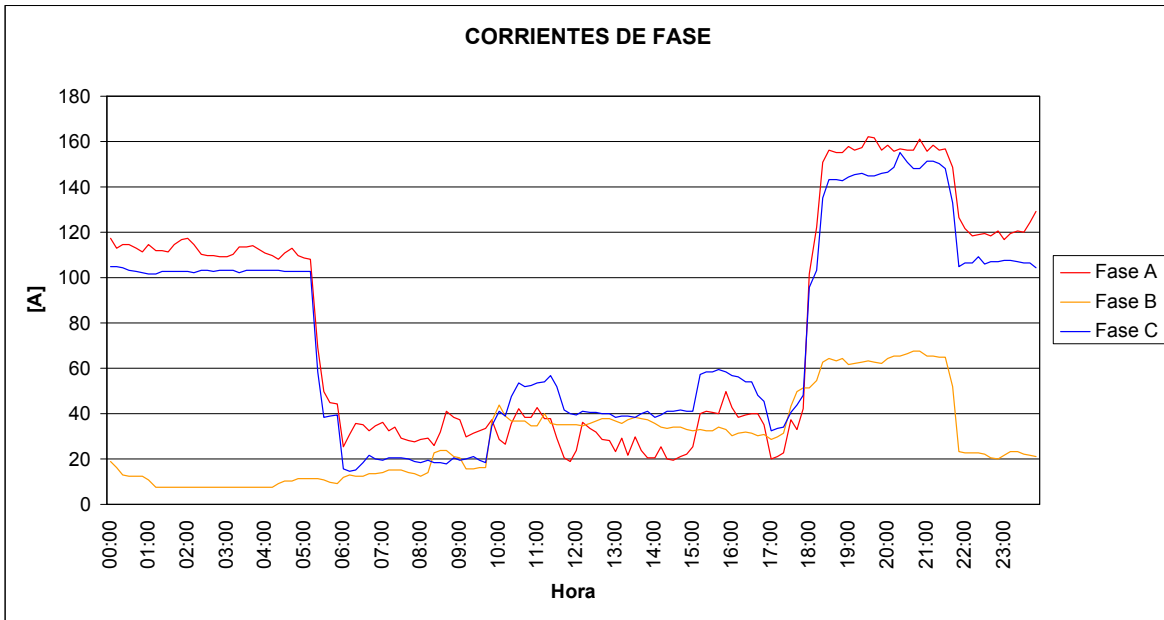


Figura 3.105. Perfil de potencias, transformador Coliseo

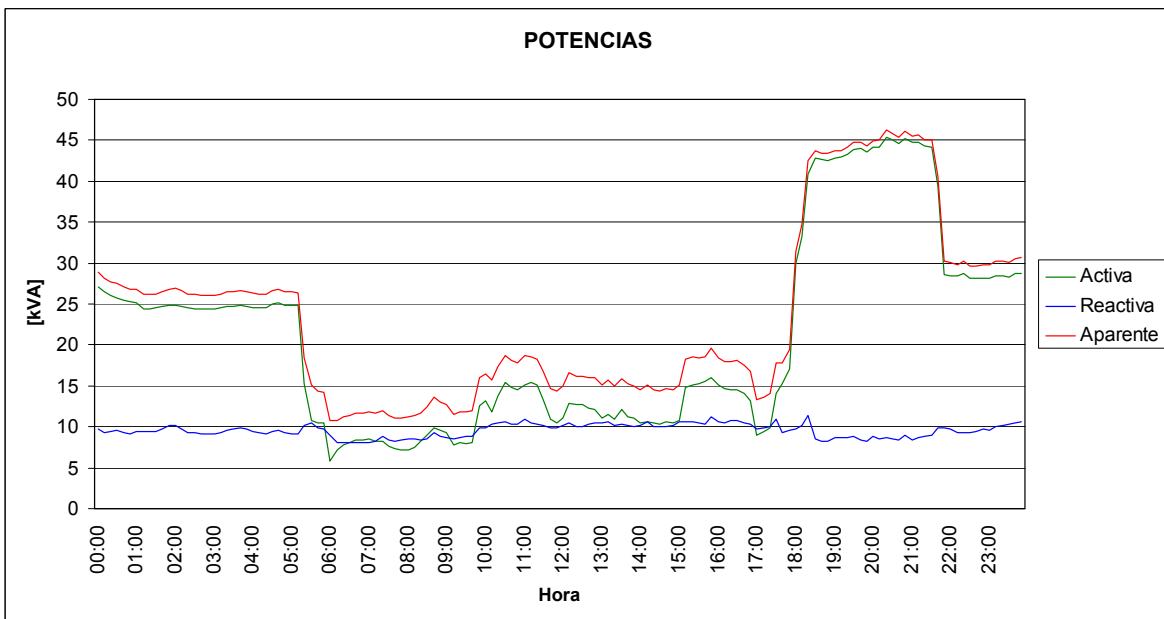
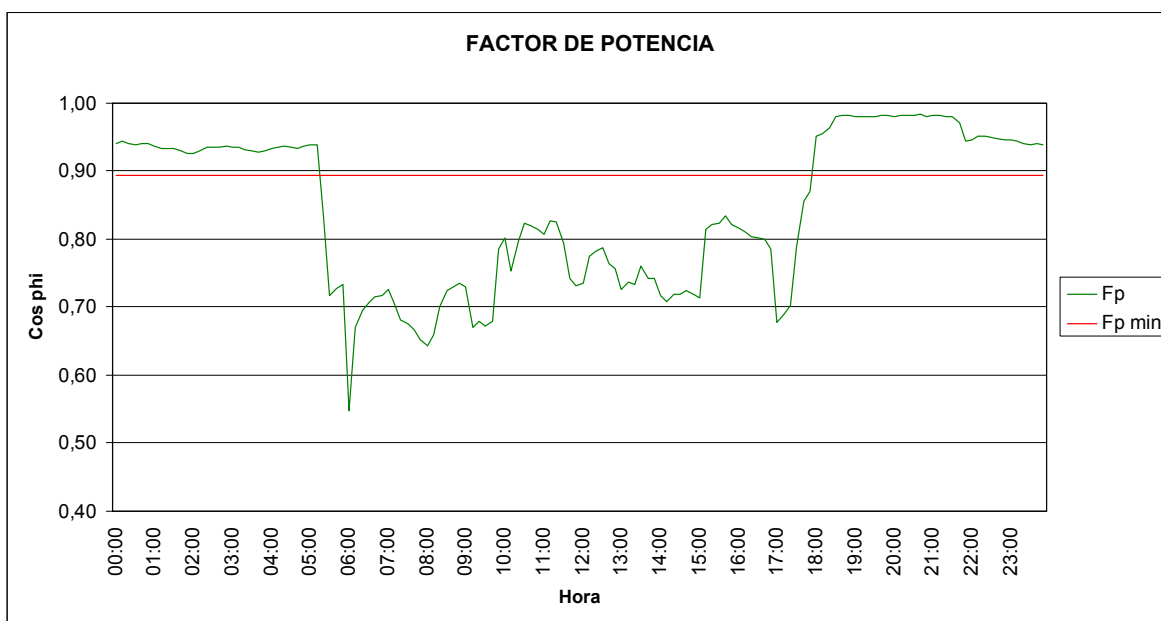


Figura 3.106. Perfil del factor de potencia, transformador Coliseo



Según los datos observados del nivel de tensión, se puede afirmar que la posición del tap no es adecuada, pues da como resultado una tensión promedio de 126,3 V, la cual es una tensión elevada según lo recomendado por la norma ESSA 2005. Las tensiones estimadas para las otras posiciones del tap son las siguientes:

Tabla 3.106. Tensiones según posición tap, transformador Coliseo

Posición TAP	Tensión Alta [V]	Tensión Baja (estimada) [V]
1	13530	120,2
2	13200	123,2
3	12870	126,3
4	12540	129,7
5	12210	133,2

Con base en la tabla 3.106, el 22 de abril de 2007, se cambió la posición del tap, de la posición 3 a la posición 2.

Del perfil de corrientes de fase se observa que existe un desbalance muy grande en la fase B en las horas de la noche, esto se debe a que toda la iluminación del campus deportivo de la Universidad se está alimentando de las fases A y C, por lo tanto es

necesario elaborar un rediseño para las redes de alumbrado público del campus deportivo.

En cuanto a la cargabilidad del transformador vemos que el punto máximo de potencia se registró a las 8:20 p.m. con un valor de 46,2 kVA, que representa un 11,6% del valor nominal, por lo cual este transformador cuenta con una disponibilidad de 353,8 kVA.

Se observa que el factor de potencia decae por debajo de 0,89 pero entre las 5:30 a.m. y las 6:00 p.m., esto debido al poco consumo de potencia activa y al consumo reactivo propio del transformador, pero como el consumo de energía reactiva es muy bajo no es necesario realizar compensación reactiva en este transformador, además en el lado de BT el factor de potencia se encuentra inductivo entre 0,95 y 1.

3.15.2.3. Resistencia de aislamiento del transformador

Tabla 3.107. Resistencia de aislamiento, transformador Coliseo

Puntos de medida	Resistencia de aislamiento [MΩ]
Alta / Baja	10000
Alta / Tierra	9000
Baja / Tierra	5000

$$\text{Resistencia mínima aceptable} = \frac{1,5 * 13200}{\sqrt{400}} = 990 [M\Omega]$$

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento están por encima del valor mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del transformador se encuentra en buenas condiciones.

3.15.2.4. Resistencia del sistema de puesta a tierra

La subestación presenta un sistema de puesta a tierra conformado por una malla de una retícula, en las cuatro esquinas se encuentran ubicadas cuatro varillas de cobre de 5/8" de diámetro y de 8' de profundidad (1,59 x 244) cm con su respectiva caja de inspección. La

La malla está interconectada por medio de un conductor de cobre N° 2/0 AWG desnudo y las conexiones son del tipo exotérmico.

Tabla 3.108. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Coliseo

Distancia [m]	0	4	8	12	16	20	24	28	32	36	40
Resistencia [Ω]	0	1,01	2,09	2,21	2,75	3,72	3,75	4,71	12,88	30,8	2270

Figura 3.107. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación Coliseo



De la tabla de valores y la gráfica de medida de la resistencia de la malla, se observa que la región plana de la curva se encuentra alrededor del 62% de distancia del electrodo de tensión, por lo tanto se puede afirmar que la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación es de 3,75 Ω .

3.15.3. Recomendaciones

- El dial del totalizador no se debe ajustar por encima de 1080 A.

- Es necesario elaborar un rediseño de las redes del alumbrado público del campus deportivo, con el fin de que estas sean trifásicas y no bifásicas como están actualmente.

3.16. SECCIONADOR PRINCIPAL DE MT

Como se había mencionado anteriormente en la subestación de Eléctrica Antigua se encuentra el seccionador principal de MT de la Universidad además de los CT's y PT's; el seccionador bajo carga tiene fusibles tipo HH de 63 A, los CT's tienen relación de transformación 30/5 y los PT's tienen relación de transformación 13200/120 V.

La red área que energiza este seccionador se subterraniza en el poste junto al edificio de Eléctrica Antigua donde existe una caja cortacircuitos con cámara apagachispas con hilo fusibles de 100 A tipo T y los respectivos pararrayos de 12 kV - 10 kA, ZnO.

Para tener una idea de si los valores nominales de los CT's y de los fusibles tipo HH y tipo hilo están bien especificados, se sumaron los perfiles de potencias de las subestaciones que dependen de este seccionador y a partir de estos valores se estimó la corriente que pasa por el seccionador.

Con el perfil de potencias total se calculó el factor de potencia visto por el contador electrónico, además, también se calculó el factor de potencia que vería el contador electrónico si se instalaran los diferentes bancos de condensadores recomendados en este capítulo.

Figura 3.108. Potencia total vista en el seccionador principal de la Universidad

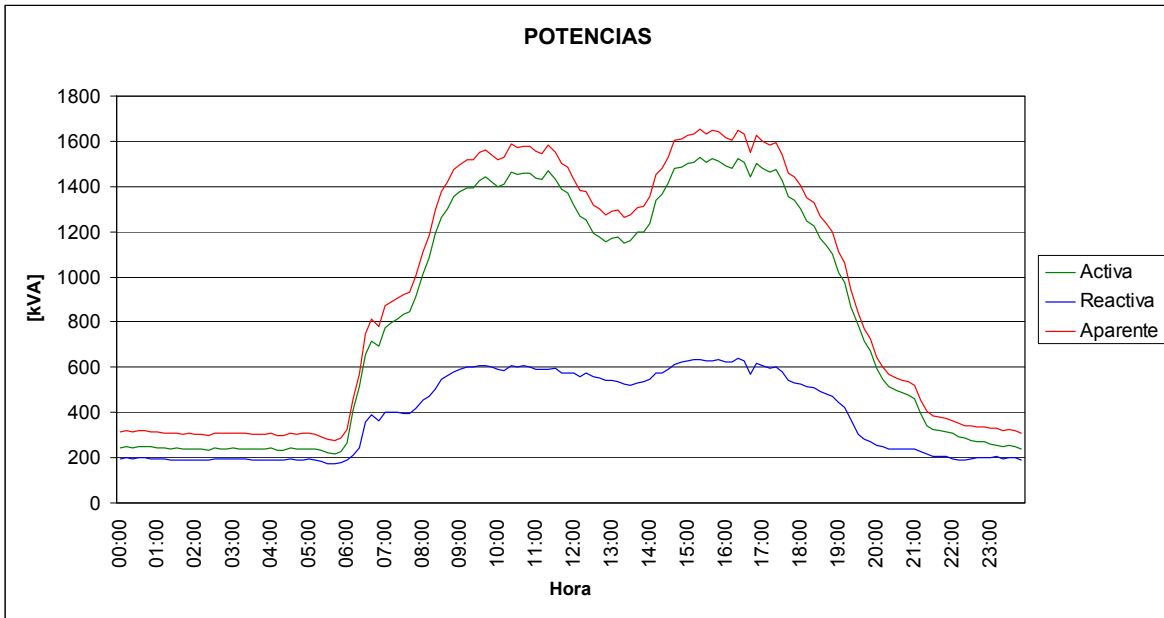


Figura 3.109. Corriente total vista en el seccionador principal de la Universidad

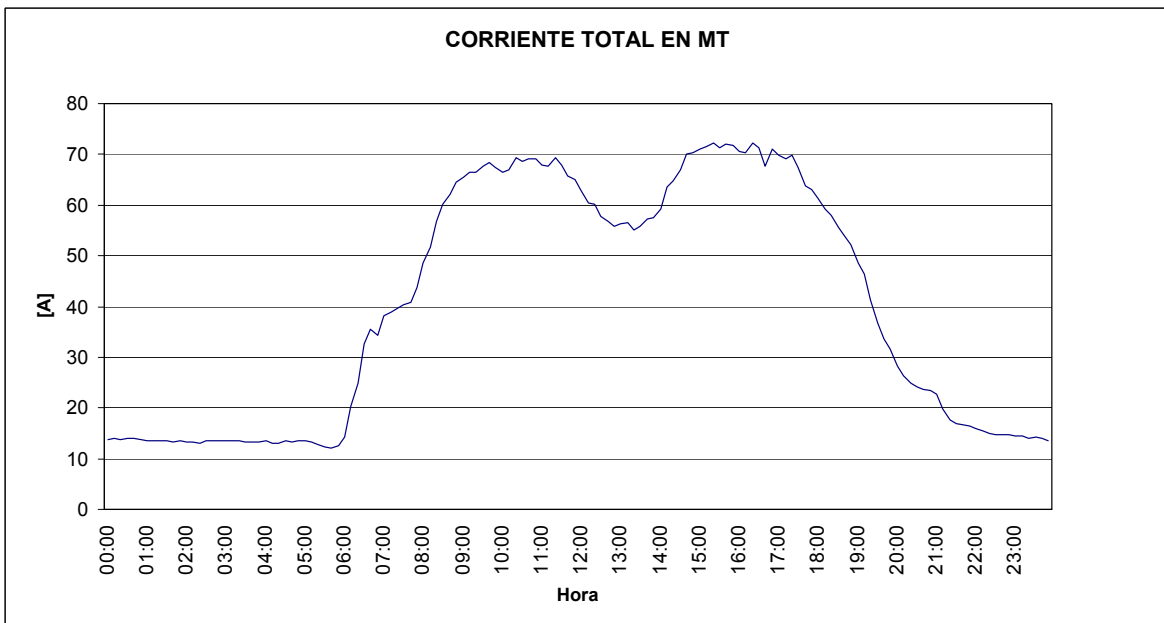
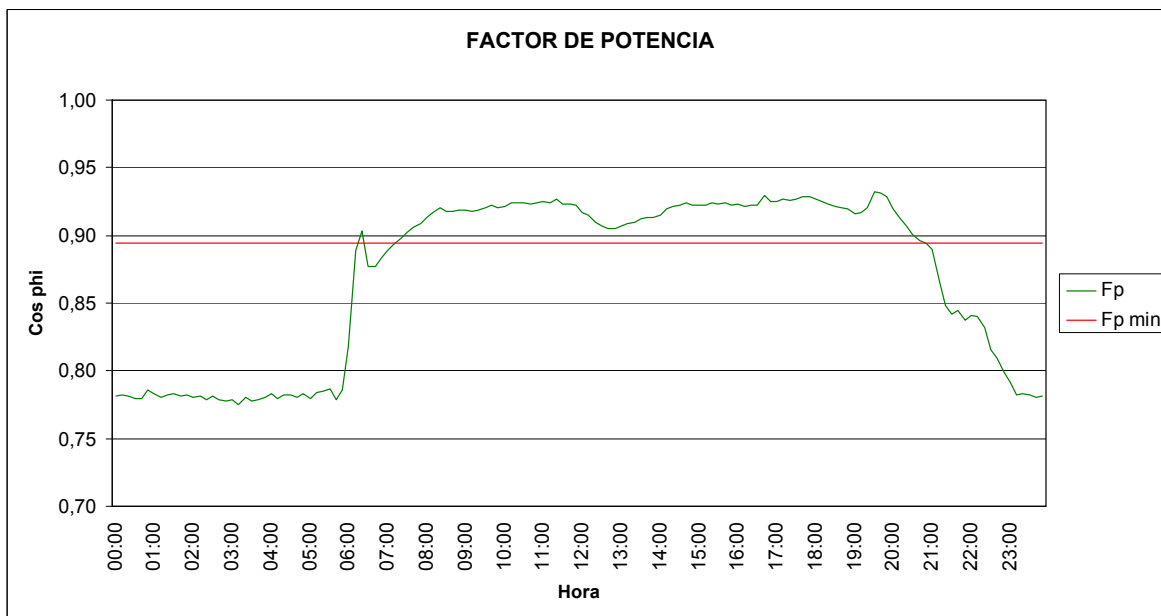


Figura 3.110. Factor de potencia visto en el seccionador principal de la Universidad



En cuanto a la cargabilidad del sistema de media tensión de la Universidad vemos que el punto máximo de potencia se registra a las 3:20 p.m. con un valor de 1654,4 kVA, que representa un 38,7% de la capacidad total instalada conectada a este seccionador la cual es 4280 kVA.

Se observa en la figura 3.109, que la corriente vista por los CT's llega a un valor máximo de 72,4 A y la relación de transformación de los CT's es 30/5 A. Por lo tanto estos CT's estaban mal especificados y por lo tanto estaban perdiendo exactitud en la transformación y a la vez en la medida debido a que la corriente nominal del contador electrónico es 5 A y en el punto de demanda máxima, por él circulaba una corriente de 12,07 A. Con base en estos resultados, el 1 de abril de 2007 se cambiaron los CT's por otros con relación de transformación 100/5 A.

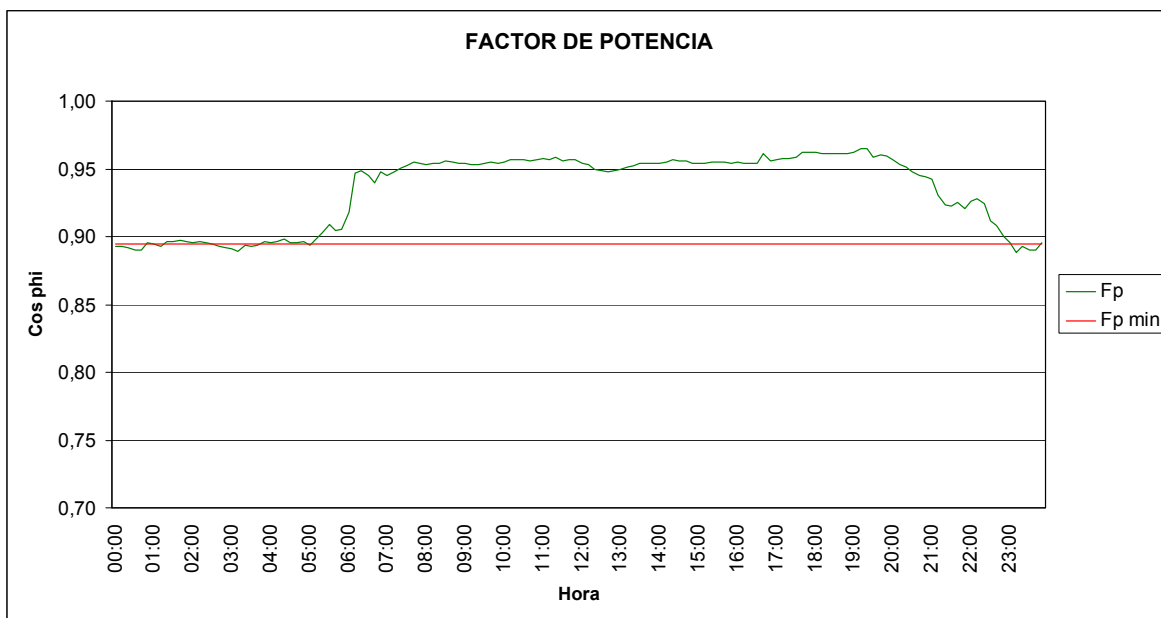
Los fusibles tipo HH también se encontraban mal especificados debido a que la corriente ya está superando levemente la corriente nominal de estos. El 1 de abril de 2007 también se cambiaron los fusibles tipo HH por otros con corriente nominal de 100 A.

En cuanto al factor de potencia vemos que este decae del valor penalizable (0,89) entre las 9:00 p.m. y las 7:00 a.m. aproximadamente. Por esta razón la Universidad está pagando actualmente un valor promedio de \$550.000 mensuales por consumo de energía reactiva.

3.16.1. Recomendaciones

- Si se siguen las recomendaciones de instalar los bancos de condensadores mencionados en este capítulo los cuales ascienden a 157,2 kVAr, el factor de potencia que vería el contador electrónico sería el que se observa en la Figura 3.111. En esta gráfica se observa que se ha corregido el factor de potencia en MT y así la Universidad ya no tendría que pagar los \$ 550.000 mensuales de energía reactiva. La instalación de los bancos de condensadores en las respectivas subestaciones tiene un costo directo de \$14.411.910. Si se instalan estos bancos de condensadores la inversión se recuperaría en 26,2 meses y teniendo en cuenta que la vida útil de estos equipos es mínimo 10 años, esto representaría una buena inversión.

Figura 3.111. Factor de potencia esperado en MT después de la instalación de los bancos de condensadores en las respectivas subestaciones



- Construir una subestación de 34,5/13,2 kV aledaña a la subestación de Eléctrica Antigua; ya que el kWh a 34,5 kV es 60 pesos mas económico que a 13,2 kV. Actualmente la Universidad está consumiendo un promedio de 450.000 kWh mensualmente, lo que equivaldría en un ahorro de 27 millones de pesos mensuales, la subestación se construiría de 2,5 MVA, esto según la Figura 3.108, (ver diseño en el plano 5 de este proyecto).

La nueva subestación constaría de los siguientes equipos:

- Transformador de Potencia

Características eléctricas:

- Potencia: 2500 kVA
- Relación de transformación: 34500/(13800-7967) V \pm 2.5%
- Grupo de conexión: Dyn5
- Impedancia de cortocircuito: 6%
- Frecuencia: 60 Hz
- Perdidas en el hierro: 4100 W
- Perdidas en el cobre a plena carga: 22400 W
- Refrigeración: ONAN (Aceite mineral)

Accesorios:

- Conmutador de regulación maniobrabable sin tensión
- Termómetro de 2 contactos
- Válvula de sobrepresión
- Relé de protección (gas, presión y temperatura)

- Celda de protección con disyuntor en SF6 y base portafusibles

Características eléctricas:

- Tensión nominal: 36 kV
- Tensión de aislamiento (60Hz): 80 kV
- BIL: 195 kV
- Corriente de cortocircuito: 20 kA

Descripción celda:

- Disyuntor 630 A en SF6

- Seccionador de puesta a tierra
 - Juego de barras tripolar para conexión superior 630 A
 - Mando manual
 - Dispositivo de bloque con 3 lámparas de presencia de tensión
 - Varillaje para disparo tripolar por fusión de fusibles
 - Base portafusibles para 3 fusibles normas DIN
 - Señalización mecánica fusión fusible
 - Bornes para conexión inferior de cable seco unipolar
 - Resistencia de calefacción
 - Tres fusibles normas DIN de 80 A tipo HH
 - Termóstato
- Celda de medida
- Características eléctricas:
- Tensión nominal: 36 kV
 - Tensión de aislamiento (60Hz): 80 kV
 - BIL: 195 kV
 - Corriente de cortocircuito: 20 kA
- Descripción celda:
- Tres transformadores de corriente (CT's) de 50/5 A
 - Tres transformadores de potencial (PT's) de 34500/120 V
 - Juego de barras tripolar para conexión superior de 630 A
 - Caja de baja tensión superior apta para instalación de contador de energía
 - Resistencia de calefacción
- Interruptor en vacío tipo EVOLIS
- Características eléctricas:
- Tensión nominal: 17,5 kV
 - Corriente nominal: 630 A
 - Tensión de aislamiento: 38 kV
 - BIL: 95 kV
 - Corriente de cortocircuito: 25 kA

- Terminal premoldeado tipo interior 35 kV
- Terminal premoldeado tipo interior 15 kV
- Codo desconectable bajo carga de 200A – 15kV

La inversión en cuanto al montaje de esta subestación sería la siguiente:

ÍTEM: 20					
OBRA: CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE SUBESTACIÓN 2500 kVA, 34,5/13,2 kV					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Transformador trifásico 2500 kVA, 34500/(13200-7621) V, Dyn5	1	UN	\$ 99.470.000	\$ 99.470.000
2	Celda de protección con seccionador de operación bajo carga y base portafusibles, Tensión nominal: 36 kV	1	UN	\$ 36.769.680	\$ 36.769.680
3	Celda de medida con tres CT's y tres PT's, Tensión nominal: 36 kV	1	UN	\$ 40.922.480	\$ 40.922.480
4	Interruptor en vacío tipo EVOLIS, Tn: 17,5 kV – In: 630 A	1	UN	\$ 25.178.960	\$ 25.178.960
5	Terminal premoldeado tipo interior 35 kV	6	J	\$ 1.642.000	\$ 9.852.000
6	Terminal premoldeado tipo interior 15 kV	1	J	\$ 305.000	\$ 305.000
7	Codo desconectable bajo carga de 200A – 15kV	3	UN	\$ 301.000	\$ 903.000
8	Accesorios	1	GI	\$ 10.000.000	\$ 10.000.000
SUBTOTAL					\$ 223.401.120
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Ingeniería de detalle	1	1	\$ 2.000.000	\$ 2.000.000
2	Construcción y montaje subestación (servicio especializado)	1	1	\$ 35.000.000	\$ 35.000.000
SUBTOTAL					\$ 37.000.000
COSTO DIRECTO					\$ 260.401.120

La nueva subestación se alimentaría por medio de una red subterránea a 34,5 kV mediante cable Cu N°1/0 AWG XLPE 35kV el cual se derivará del mismo apoyo donde actualmente se esta derivando la red aérea de 13,2 kV que llega a la subestación de Eléctrica Antigua.

La nueva red de MT constaría de los siguientes materiales:

- Cable Cu N° 1/0 AWG XLPE 35kV, nivel de aislamiento: 100%
- Tubo PVC de 3"
- Caja de inspección para MT tipo vehicular de 1,1x1,1x1,0 [m], concreto de 3000psi
- Caja cortacircuitos con cámara apagachispas de 36kV – 200A

- Descargador de sobretensiones ZnO, 30kV – 10kA
- Terminal premoldeado tipo exterior 35kV

La inversión en cuanto al montaje de esta red de MT sería la siguiente:

ÍTEM: 21					
OBRA: CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE RED SUBTERRÁNEA 34,5 kV					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Cable Cu N° 1/0 AWG XLPE 35kV monopolar 100% asilamiento	730	m	\$ 48.120	\$ 35.127.600
2	Tubo PVC de 3" x 6m	80	m	\$ 28.050	\$ 2.244.000
3	Caja de inspección MT tipo vehicular de 1,1x1,1x1,0 [m], 3000psi	7	UN	\$ 600.000	\$ 4.200.000
4	Caja cortacircuitos con cámara apagachispas de 36kV – 200A	3	UN	\$ 207.000	\$ 621.000
5	Descargador de sobretensiones ZnO, 30kV – 10kA	3	UN	\$ 298.000	\$ 894.000
6	Terminal premoldeado tipo exterior 35kV	1	J	\$ 1.642.000	\$ 1.642.000
7	Accesorios	1	Gl	\$ 2.000.000	\$ 2.000.000
SUBTOTAL					\$ 46.728.600
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Construcción y montaje red MT (servicio especializado)	1	1	\$ 7.000.000	\$ 7.000.000
SUBTOTAL					\$ 7.000.000
COSTO DIRECTO					\$53.728.600

Entonces el costo directo en cuanto a diseño, construcción y montaje de la subestación y su respectiva red de MT sería de \$ 314'129.720 pesos.

El transformador tiene una perdidas de potencia en el hierro de 4100 W y unas perdidas en el cobre con 40% de la carga (según figura 3.108) de 3584 W, lo que equivale a unas perdidas totales de energía de 7,684 kW/h. Entonces,

$$314'129.720 = 27'000.000 \times n - (210,8 \times 7,684 \times 24 \times 30) \times n$$

$$\Rightarrow n = 12,16$$

Teniendo un ahorro de 27 millones de pesos mensuales debido al cambio de tarifa y unas perdidas mensuales de \$1'166.247 pesos, la inversión de la nueva subestación se recuperaría en 12,16 meses, y después seguiría generando un ahorro de 26 millones de pesos aproximadamente todos los meses.

4. RED DE MEDIA TENSIÓN

La Universidad Industrial de Santander cuenta en su campus central con una red subterránea de media tensión a 13200 V la cual es muy variada en sus características en los diferentes tramos que la componen, encontrándose cables monopolares y tripolares, tuberías de PVC y eternit, cárcamos y cajas de inspección muy variadas en sus dimensiones y tipos.

La Universidad también cuenta con un tramo de red de media tensión aérea a 13200 V, la cual va desde el circuito de media tensión que pasa por la carrera 25 y llega hasta el poste junto al edificio de Eléctrica Antigua, este tramo es la acometida principal de media tensión de la Universidad y está compuesto por cuatro estructuras y conductores ACSR N° 2/0 AWG.

En primera instancia se trabajó en el seguimiento de la red con el fin de obtener toda la información correspondiente para la posterior elaboración de los planos y aplicación en el Sistema de Información Geográfica, además se realizó una inspección visual donde se verificó si las características de los tramos de la red cumplen con lo especificado en las normas competentes.

Durante los días 29 y 30 de diciembre de 2006 se realizaron las medidas de resistencia de aislamiento a todos los cables que componen la red de media tensión subterránea, con el fin de determinar el estado actual del aislamiento de estos cables. Estas medidas se realizaron teniendo en cuenta la sección 2.2 y con una tensión de prueba CD 5000 V en un minuto. Los valores mínimos de resistencia de aislamiento aceptables para los conductores de la red de media tensión de la Universidad son:

- Cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar

$$R = K \log_{10} \left(\frac{D}{d} \right) = 5000 \log_{10} \left(\frac{22,78}{6,81} \right) = 2622 [M\Omega]$$

- Cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV tripolar

$$R = K \log_{10} \left(\frac{D}{d} \right) = 5000 \log_{10} \left(\frac{47,83}{6,81} \right) = 4233 [M\Omega]$$

Con base en los resultados arrojados por la inspección visual y las medidas de resistencia de aislamiento se plantean algunas recomendaciones en algunos tramos de la red donde la situación actual lo amerite y sobre todo si estos planteamientos son viables de ejecutar por la Universidad.

4.1. ELÉCTRICA ANTIGUA – LABORATORIOS DE CARACTERIZACIÓN

Desde el barraje premoldeado de MT sale una acometida subterránea hacia la subestación de Laboratorios de Caracterización en cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar y tubería PVC de 3”.

4.1.1. Diagnóstico

4.1.1.1. Inspección visual

En el recorrido de esta acometida existen siete cajas de inspección de las cuales seis de estas tienen como medidas interiores 110x110x110 cm. Por la primera caja de inspección de este tramo pasan tres acometidas más, pero las dimensiones internas de esta caja son 80x80x100 cm, dimensiones que son muy pequeñas de acuerdo a la cantidad de cable que pasa por esta caja. Esta caja además se encuentra con alto grado de contaminación ambiental.

Figura 4.1. Caja de inspección 1, tramo Eléctrica Antigua – Laboratorios de Caracterización



4.1.1.2. Resistencia de aislamiento

Para medir la resistencia de aislamiento del cable correspondiente a este tramo se desconectaron los cables en sus dos extremos, en el barraje premoldeado de MT y en el transformador tipo jardín de la subestación de Laboratorios de Caracterización. La medida se realizó en el extremo correspondiente a la subestación de Laboratorios de Caracterización.

Tabla 4.1. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Laboratorios de Caracterización

Tiempo [s]	5	10	20	30	40	50	60
Fase R [MΩ]	3750	4250	4500	4500	4750	4750	5000
Fase S [MΩ]	3500	4500	4750	4900	5000	5000	5000
Fase T [MΩ]	3250	4050	4500	4600	4750	4750	5000

Figura 4.2. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Laboratorios de Caracterización

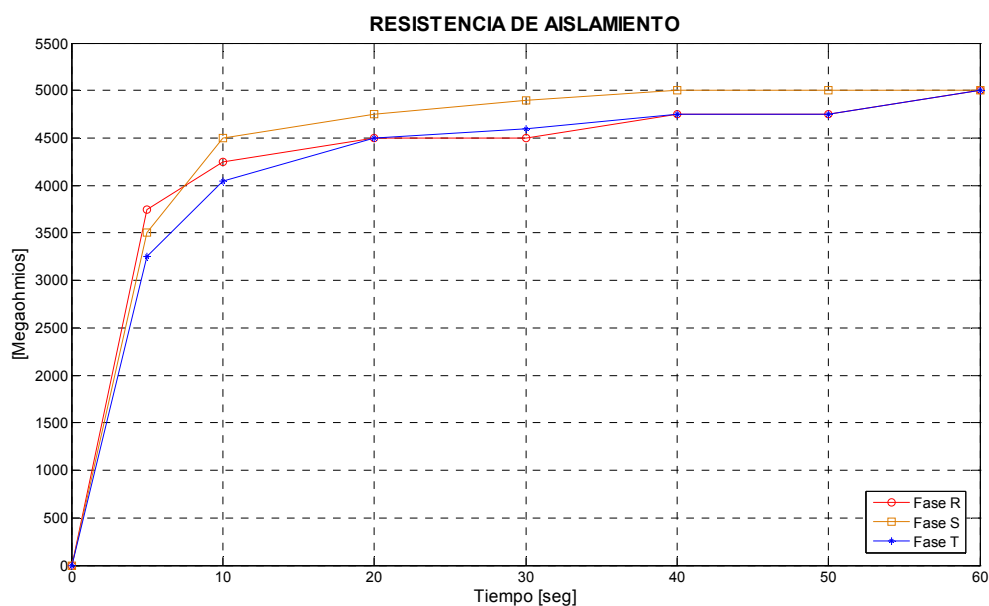


Tabla 4.2. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Eléctrica Antigua – Laboratorios de Caracterización

	Coeficiente de absorción dieléctrica	Condición del aislamiento
Fase R	1,11	Dudosa
Fase S	1,02	Pobre
Fase T	1,09	Pobre

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento dan valores mayores que 2622 MΩ en las tres fases. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del cable se encuentra en buenas condiciones, pero la contaminación ambiental existente en la primera caja de inspección puede estar afectando el aislamiento del cable.

4.1.2. Recomendaciones

- Se necesita realizar una limpieza a la primera caja de inspección para retirar la contaminación ambiental que puede estar afectando el aislamiento del cable.

- Es necesario aumentar las dimensiones internas de la primera caja de inspección de este tramo, las medidas adecuadas según la sección 370.D de la NTC 2050 son: 170x170x100 cm.

4.2. ELÉCTRICA ANTIGUA – JORGE BAUTISTA VESGA

Desde el barraje premoldeado de MT sale una acometida subterránea hacia la subestación Jorge Bautista Vesga en cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar y tubería PVC de 3”.

4.2.1. Diagnóstico

4.2.1.1. Inspección visual

En el recorrido de esta acometida existen ocho cajas de inspección las cuales tienen como medidas interiores 110x110x110 cm, estas dimensiones cumplen con lo mínimo recomendado en la norma NTC 2050. Las cajas se encuentran en buen estado de mantenimiento.

4.2.1.2. Resistencia de aislamiento

Para medir la resistencia de aislamiento del cable correspondiente a este tramo se desconectaron los cables en sus dos extremos, en el barraje premoldeado de MT y en el transformador tipo jardín de la subestación Jorge Bautista Vesga. La medida se realizó en el extremo correspondiente a la subestación Jorge Bautista Vesga.

Tabla 4.3. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Jorge Bautista Vesga

Tiempo [s]	5	10	20	30	40	50	60
Fase R [MΩ]	2500	3500	4000	4000	4250	4500	4750
Fase S [MΩ]	2500	3000	3500	3500	4000	4000	4500
Fase T [MΩ]	2500	3500	3750	3750	4000	4000	4500

Figura 4.3. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Jorge Bautista Vesga

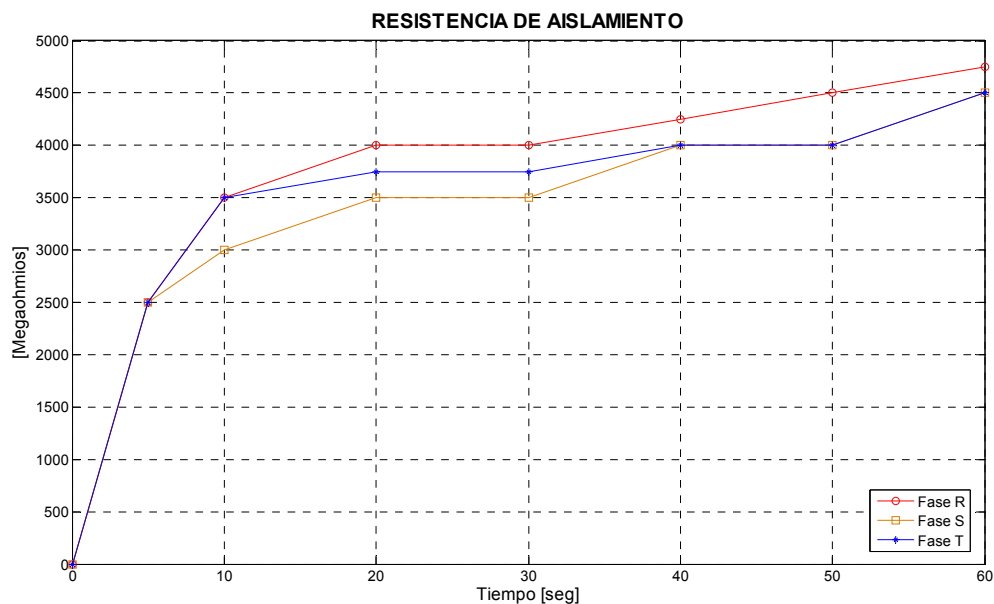


Tabla 4.4. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Eléctrica Antigua – Jorge Bautista Vesga

	Coefficiente de absorción dieléctrica	Condición del aislamiento
Fase R	1,19	Dudosa
Fase S	1,29	Aceptable
Fase T	1,20	Dudosa

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento dan valores mayores que 2622 MΩ en las tres fases. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del cable se encuentra en buenas condiciones.

4.3. ELÉCTRICA ANTIGUA – INGENIERÍA CIVIL

Desde el barraje premoldeado de MT sale una acometida subterránea hacia la subestación de Ingeniería Civil en cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV tripolar, en cárcamo la primera parte y después en tubería PVC de 3". (ver plano red de MT).

4.3.1. Diagnóstico

4.3.1.1. Inspección visual

Esta acometida es muy diversa en sus características durante su recorrido, debido a que pasa por cajas de inspección de diferentes tipos y tamaños las cuales también alojan otras acometidas de MT, también contiene un cárcamo de 75x15 cm por el cual pasan a la vez acometidas de baja tensión.

Figura 4.4. Cárcamo de la acometida Eléctrica Antigua – Ingeniería Civil



Por la última caja de inspección de este tramo también pasan otras dos acometidas y las dimensiones internas de esta caja son 150x150x70 cm, dimensiones que son muy pequeñas de acuerdo a la cantidad de cable que pasa por esta caja.

4.3.1.2. Resistencia de aislamiento

Para medir la resistencia de aislamiento del cable correspondiente a este tramo se desconectaron los cables en sus dos extremos, en el barraje premoldeado de MT y en la caja cortacircuitos correspondiente al transformador de Ingeniería Civil. La medida se realizó en el extremo correspondiente a la subestación de Ingeniería Civil.

Tabla 4.5. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Ingeniería Civil

Tiempo [s]	5	10	20	30	40	50	60
Fase R [MΩ]	3250	4500	5000	5250	5500	5500	5500
Fase S [MΩ]	3500	4500	5500	5750	5750	6250	6250
Fase T [MΩ]	3250	4750	5750	6250	6250	7000	7000

Figura 4.5. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Ingeniería Civil

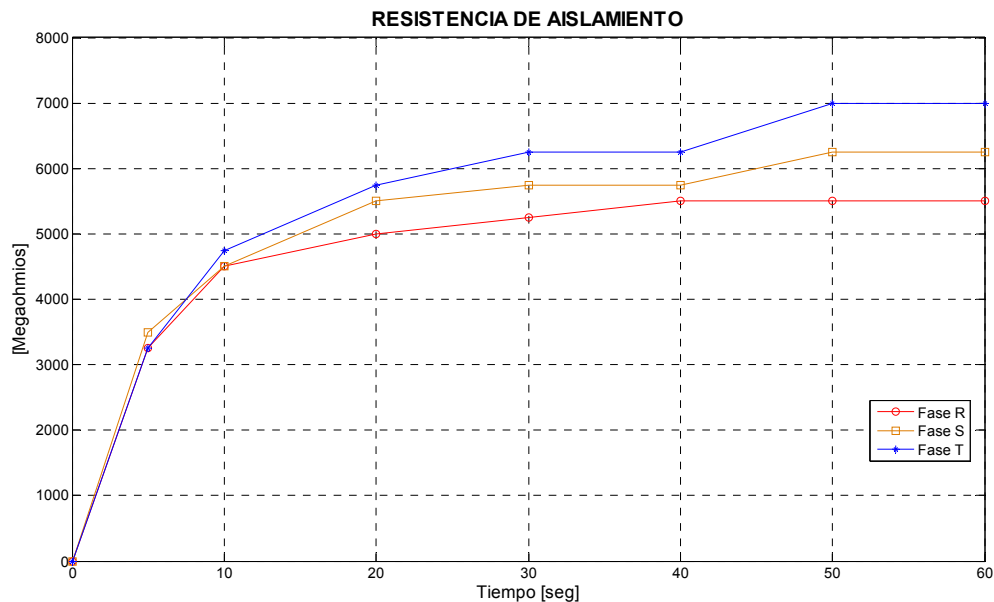


Tabla 4.6. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Eléctrica Antigua – Ingeniería Civil

	Coeficiente de absorción dieléctrica	Condición del aislamiento
Fase R	1,05	Pobre
Fase S	1,09	Pobre
Fase T	1,12	Dudosa

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento dan valores mayores que 4233 MΩ en las tres fases. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del cable se encuentra en buenas condiciones, pero la contaminación ambiental existente en las cajas de inspección y el cárcamo puede estar afectando el aislamiento del cable. Este cable tiene un tiempo de funcionamiento superior a 20 años.

4.3.2. Recomendaciones

- Es necesario el cambio del cable de este tramo por cuestiones de confiabilidad, debido a su elevado tiempo de funcionamiento.
- Eliminar el cárcamo existente (95 m) y reemplazarlo por tubería PVC de 3" y cajas de inspección de 100x100x100 cm, con el fin de brindar una mayor protección al cable contra daños mecánicos y contaminación ambiental.
- Es necesario aumentar las dimensiones internas de las dos últimas cajas de inspección de este tramo, las medidas adecuadas según la norma NTC 2050 son: 110x110x100 cm para la penúltima y 170x170x100 cm para la última.
- Se necesita realizar una limpieza a las cajas de inspección para retirar la contaminación ambiental que puede estar afectando el aislamiento del cable.

4.3.3. Cantidades de obra y presupuesto

ÍTEM: 22					
OBRA: ADECUACIÓN TRAMO ELÉCTRICA ANTIGUA – INGENIERÍA CIVIL					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Cable Cu N°2 AWG XLPE 15 kV monopolar 100% aislamiento	600	m	\$ 23.200	\$ 13.920.000
2	Terminal premoldeado 15 kV, tipo interior	1	J	\$ 305.000	\$ 305.000
3	Codo desconectable de 200 A – 15 kV	3	UN	\$ 301.000	\$ 903.000
4	Ducto PVC 3" x 6m	32	UN	\$ 28.050	\$ 897.600
5	Caja de inspección MT 1,0x1,0x1,0 [cm], 3000 psi	7	UN	\$ 500.000	\$3.500.000
6	Accesorios	1	Gl	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000
SUBTOTAL					\$ 20.525.600
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Adecuación tramo (servicio especializado)	1	1	\$ 3.000.000	\$ 3.000.000
SUBTOTAL					\$ 3.000.000
COSTO DIRECTO					\$ 23.525.600

4.4. INGENIERÍA CIVIL – INGENIERÍA QUÍMICA

Desde la caja cortacircuitos de la subestación de Ingeniería Civil sale una acometida subterránea hacia la subestación de Ingeniería Química en cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar y tubería PVC de 3”.

4.4.1. Diagnóstico

4.4.1.1. Inspección visual

En el recorrido de esta acometida existen seis cajas de inspección las cuales son muy variadas en sus medidas interiores, las dimensiones de algunas de estas cajas no cumplen con lo mínimo recomendado en la norma NTC 2050. Las cajas de inspección se encuentran con alto grado de contaminación ambiental.

4.4.1.2. Resistencia de aislamiento

Para medir la resistencia de aislamiento del cable correspondiente a este tramo se desconectaron los cables en sus dos extremos, la caja cortacircuitos de Ingeniería Civil y en la caja cortacircuitos de Ingeniería Química. La medida se realizó en el extremo correspondiente a la subestación de Ingeniería Química.

Tabla 4.7. Resistencia de aislamiento, cable Ingeniería Civil – Ingeniería Química

Tiempo [s]	5	10	20	30	40	50	60
Fase R [MΩ]	7000	9000	11000	11500	11500	11500	12000
Fase S [MΩ]	10000	15000	20000	22500	25000	25000	25000
Fase T [MΩ]	9000	14000	15000	17500	17500	19000	20000

Figura 4.6. Resistencia de aislamiento, cable Ingeniería Civil – Ingeniería Química

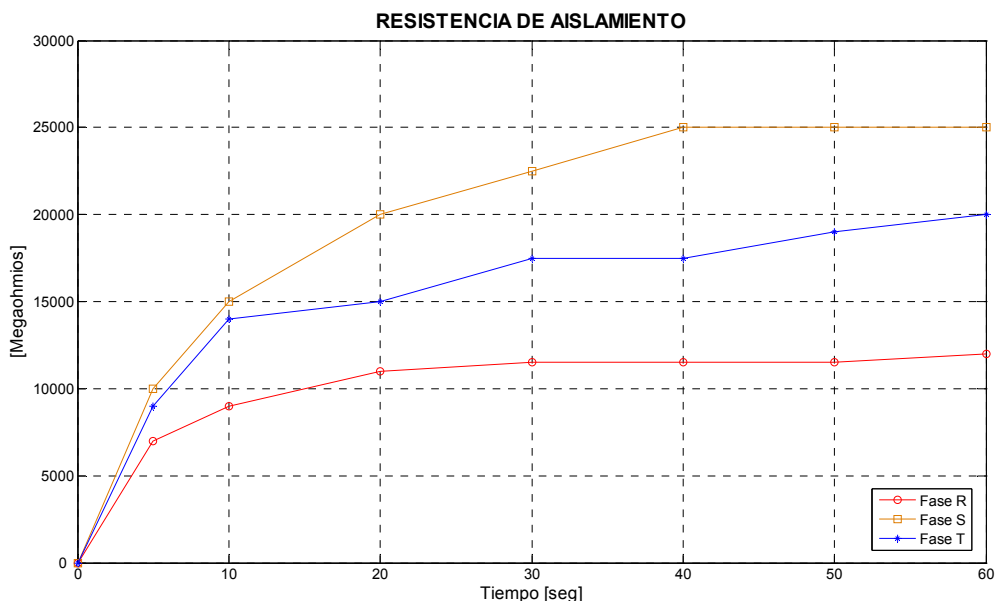


Tabla 4.8. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Ingeniería Civil – Ingeniería Química

	Coeficiente de absorción dieléctrica	Condición del aislamiento
Fase R	1,04	Pobre
Fase S	1,11	Dudosa
Fase T	1,14	Dudosa

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento dan valores mayores que 2622 MΩ en las tres fases. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del cable se encuentra en buenas condiciones, pero la contaminación ambiental existente en las cajas de inspección puede estar afectando el aislamiento del cable.

4.4.2. Recomendaciones

- Se necesita realizar una limpieza a las cajas de inspección para retirar la contaminación ambiental que puede estar afectando el aislamiento del cable.

4.5. INGENIERÍA CIVIL – PLANTA DE ACEROS

Desde la caja cortacircuitos de la subestación de Ingeniería Civil sale una acometida subterránea hacia la subestación de Planta de Aceros en cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar y tubería de eternit de 4”.

4.5.1. Diagnóstico

4.5.1.1. Inspección visual

En el recorrido de esta acometida existen siete cajas de inspección las cuales son muy variadas en sus tipos y medidas interiores, las dimensiones de algunas de estas cajas no cumplen con lo mínimo recomendado en la norma NTC 2050. Las cajas de inspección se encuentran con alto grado de contaminación ambiental.

4.5.1.2. Resistencia de aislamiento

Para medir la resistencia de aislamiento del cable correspondiente a este tramo se desconectaron los cables en sus dos extremos, la caja cortacircuitos de Ingeniería Civil y en la caja cortacircuitos de Planta de Aceros. La medida se realizó en el extremo correspondiente a la subestación de Planta de Aceros.

Tabla 4.9. Resistencia de aislamiento, cable Ingeniería Civil – Planta de Aceros

Tiempo [s]	5	10	20	30	40	50	60
Fase R [MΩ]	12,5	15	19	22,5	25	27,5	30
Fase S [MΩ]	3000	3500	3750	4000	4000	4000	4000
Fase T [MΩ]	4000	5500	5500	6000	6000	6000	6000

Figura 4.7. Resistencia de aislamiento, cable Ingeniería Civil – Planta de Aceros

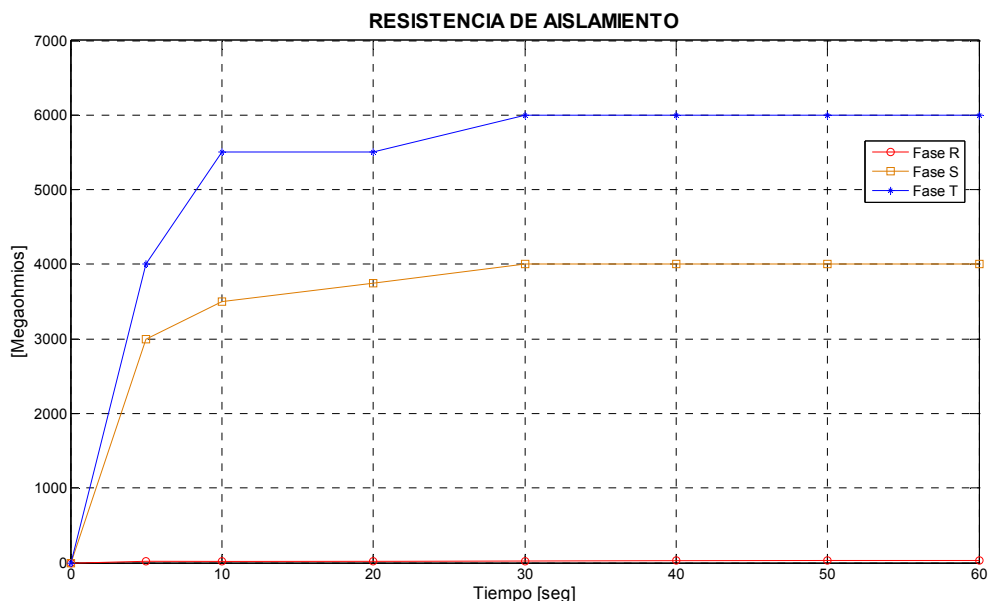


Tabla 4.10. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Ingeniería Civil – Planta de Aceros

	Coeficiente de absorción dieléctrica	Condición del aislamiento
Fase R	1,33	Aceptable
Fase S	1,00	Pobre
Fase T	1,00	Pobre

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento dan valores mayores de 2622 MΩ en las fases S y T, pero en la fase R da un valor final de 30 MΩ el cual es un valor demasiado bajo. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del cable de la fase R se encuentra en pobres condiciones y la contaminación ambiental existente en las cajas de inspección puede estar afectando el aislamiento de toda la acometida.

4.5.2. Recomendaciones

- Es necesario el cambio del cable de la fase R debido al bajo valor de resistencia de aislamiento que este presentó.

- Se necesita realizar una limpieza a las cajas de inspección para retirar la contaminación ambiental que puede estar afectando el aislamiento del cable.

4.5.3. Cantidades de obra y presupuesto

ÍTEM: 23					
OBRA: CAMBIO CABLE FASE R, tramo Ingeniería Civil – Planta de Aceros					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar 100% aislamiento	180	m	\$ 23.200	\$ 4.176.000
2	Terminal premoldeado 13200 V, uso interior	1	J	\$ 305.000	\$ 305.000
3	Accesorios	1	Gl	\$ 200.000	\$ 200.000
SUBTOTAL					\$ 4.681.000
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Cambio cable (servicio especializado)	1	1	\$ 700.000	\$ 700.000
SUBTOTAL					\$ 700.000
COSTO DIRECTO					\$ 5.381.000

4.6. PLANTA DE ACEROS – LABORATORIOS LIVIANOS

Desde la caja cortacircuitos de la subestación de Planta de Aceros sale una acometida subterránea hacia la subestación de Laboratorios Livianos en cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV tripolar y tubería de eternit de 4”.

4.6.1. Diagnóstico

4.6.1.1. Inspección visual

En el recorrido de esta acometida existen once cajas de inspección las cuales son muy variadas en sus medidas interiores, las dimensiones de algunas de estas cajas no cumplen con lo mínimo recomendado en la norma NTC 2050. Las cajas de inspección se encuentran con alto grado de contaminación ambiental, dos de ellas se encuentran dentro de las instalaciones del edificio de Planta de Aceros y las dos últimas cajas de este tramo también contienen acometidas de baja tensión.

4.6.1.2. Resistencia de aislamiento

Para medir la resistencia de aislamiento del cable correspondiente a este tramo se desconectaron los cables en sus dos extremos, la caja cortacircuitos de Planta de Aceros y en la caja cortacircuitos de Laboratorios Livianos. La medida se realizó en el extremo correspondiente a la subestación de Planta de Aceros.

Tabla 4.11. Resistencia de aislamiento, cable Planta de Aceros – Laboratorios Livianos

Tiempo [s]	5	10	20	30	40	50	60
Fase R [MΩ]	100	100	150	150	175	175	175
Fase S [MΩ]	600	700	750	800	850	900	900
Fase T [MΩ]	2500	3000	3250	3500	3500	3500	3500

Figura 4.8. Resistencia de aislamiento, cable Planta de Aceros – Laboratorios Livianos

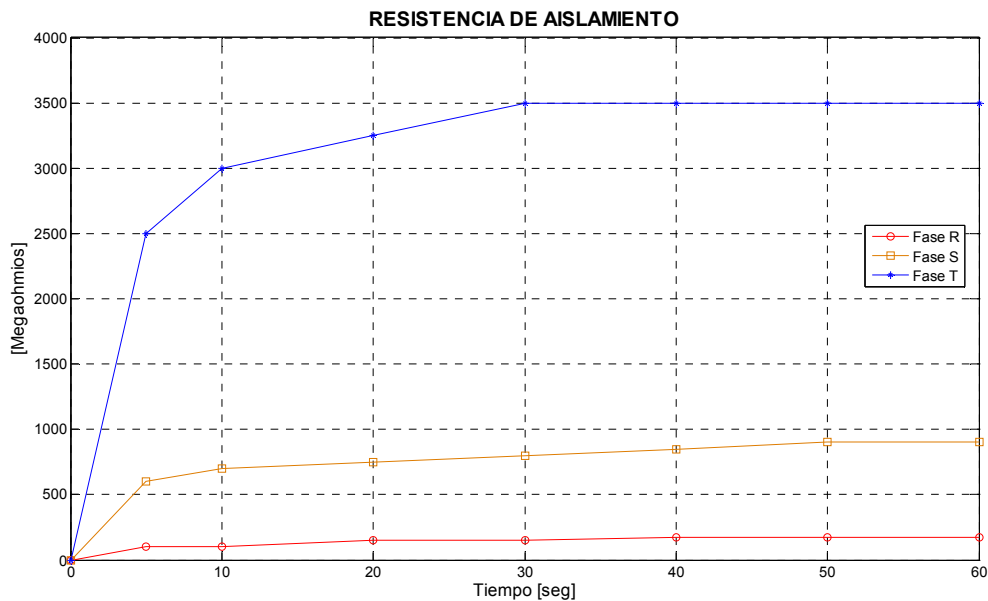


Tabla 4.12. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Planta de Aceros – Laboratorios Livianos

	Coeficiente de absorción dieléctrica	Condición del aislamiento
Fase R	1,17	Dudosa
Fase S	1,13	Dudosa
Fase T	1,00	Pobre

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento dan valores menores de 4233 MΩ en las tres fases. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del cable se encuentra en pobres condiciones y la contaminación ambiental existente en las cajas de inspección puede estar afectando el aislamiento del cable.

4.6.2. Recomendaciones

- Es necesario el cambio del cable debido al bajo valor de resistencia de aislamiento que este presentó.
- Construir una caja de inspección de 100x100x100 cm en la esquina sur-occidental del edificio de Planta de Aceros con el fin que la red de MT no pase por el interior de este, además que las dos cajas existentes dentro del edificio se encuentran en muy mal estado.
- Construir dos cajas de inspección de 100x100x100 cm en la esquina sur-occidental del edificio de Laboratorios Livianos con el fin que las dos cajas de inspección existentes aledañas a esta esquina queden solo con las acometidas de baja tensión que estas contienen.
- Se necesita realizar una limpieza a las cajas de inspección para retirar la contaminación ambiental que puede estar afectando el aislamiento del cable.

4.6.3. Cantidades de obra y presupuesto

ÍTEM: 24					
OBRA: CAMBIO CABLE, tramo Planta de Aceros – Laboratorios Livianos					
MATERIALES					
Nº	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar 100% aislamiento	600	m	\$ 23.200	\$ 13.920.000
2	Terminal premoldeado 15 kV, tipo interior	2	J	\$ 305.000	\$ 610.000
3	Accesorios	1	Gl	\$ 700.000	\$ 700.000
SUBTOTAL					\$ 15.230.000
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
Nº	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Cambio cable (servio especializado)	1	1	\$ 2.000.000	\$ 2.000.000
SUBTOTAL					\$ 2.000.000
COSTO DIRECTO					\$ 17.230.000

ÍTEM: 25					
OBRA: CONSTRUCCIÓN CAJAS DE INSPECCIÓN, tramo Planta de Aceros – Laboratorios Livianos					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Caja de inspección MT 1,0x1,0x1,0 [m], 3000 psi	3	UN	\$ 500.000	\$ 1.500.000
2	Ducto PVC 3" x 6m	10	UN	\$ 28.050	\$ 280.500
3	Accesorios	1	GI	\$ 100.000	\$ 100.000
SUBTOTAL					\$ 1.880.500
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Construcción cajas de inspección (servicio especializado)	1	1	\$ 300.000	\$ 300.000
SUBTOTAL					\$ 300.000
COSTO DIRECTO					\$ 2.180.500

4.7. LABORATORIOS LIVIANOS – INGENIERÍA MECÁNICA

Desde la caja cortacircuitos de la subestación de Laboratorios Livianos sale una acometida subterránea hacia la subestación de Ingeniería Mecánica en cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV tripolar y tubería de eternit de 4".

4.7.1. Diagnóstico

4.7.1.1. Inspección visual

En el recorrido de esta acometida existen diez cajas de inspección las cuales son muy variadas en sus medidas interiores, las dimensiones de algunas de estas cajas no cumplen con lo mínimo recomendado en la norma NTC 2050. Las cajas de inspección se encuentran con alto grado de contaminación ambiental y las dos últimas cajas de este tramo también contienen acometidas de baja tensión.

4.7.1.2. Resistencia de aislamiento

Para medir la resistencia de aislamiento del cable correspondiente a este tramo se desconectaron los cables en sus dos extremos, la caja cortacircuitos de Laboratorios

Livianos y en la caja cortacircuitos de Ingeniería Mecánica. La medida se realizó en el extremo correspondiente a la subestación de Laboratorios Livianos.

Tabla 4.13. Resistencia de aislamiento, cable Laboratorios Livianos – Ingeniería Mecánica

Tiempo [s]	5	10	20	30	40	50	60
Fase R [MΩ]	1500	2000	2250	2500	2500	2500	2500
Fase S [MΩ]	2250	3000	3100	3250	3400	3500	3500
Fase T [MΩ]	1750	2250	2500	2600	2750	2750	2750

Figura 4.9. Resistencia de aislamiento, cable Laboratorios Livianos – Ingeniería Mecánica

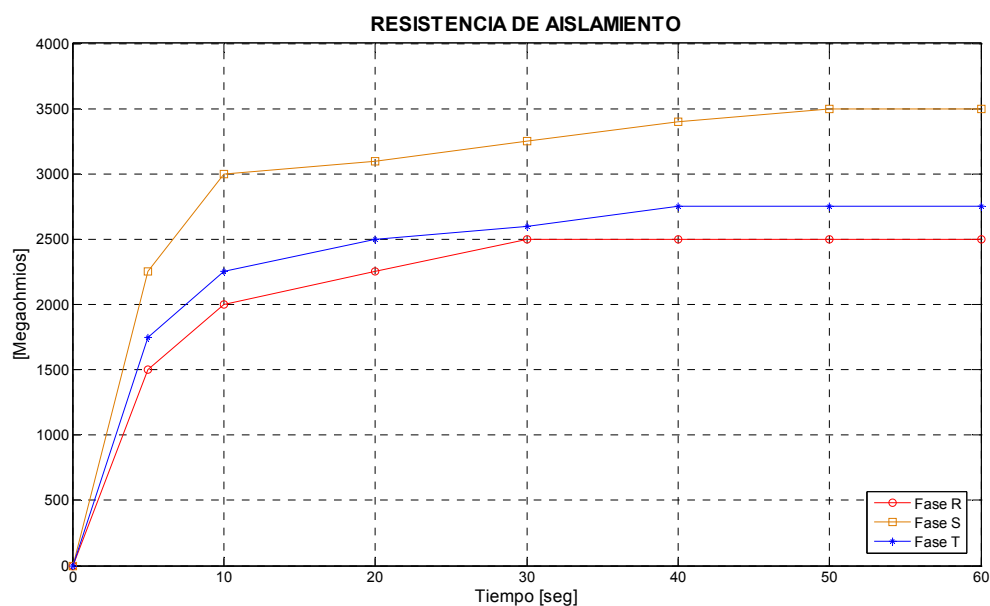


Tabla 4.14. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Laboratorios Livianos – Ingeniería Mecánica

	Coeficiente de absorción dieléctrica	Condición del aislamiento
Fase R	1,00	Pobre
Fase S	1,08	Pobre
Fase T	1,06	Pobre

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento dan valores menores de 4233 MΩ en las tres fases. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del cable se encuentra en pobres condiciones y la contaminación ambiental existente en las cajas de inspección puede estar afectando el aislamiento del cable.

4.7.2. Recomendaciones

- Es necesario el cambio del cable debido al bajo valor de resistencia de aislamiento que este presentó.
- Construir dos cajas de inspección de 100x100x100 cm aledañas a las dos últimas cajas de inspección de este tramo con el fin de que estas dos cajas existentes queden solo con las acometidas de baja tensión que estas contienen.
- Se necesita realizar una limpieza a las cajas de inspección para retirar la contaminación ambiental que puede estar afectando el aislamiento del cable.

4.7.3. Cantidades de obra y presupuesto

ÍTEM: 26					
OBRA: CAMBIO CABLE, tramo Laboratorios Livianos – Ingeniería Mecánica					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar 100% aislamiento	660	m	\$ 23.200	\$ 15.312.000
2	Terminal premoldeado 13200 V, uso interior	2	J	\$ 305.000	\$ 610.000
3	Accesorios	1	Gl	\$ 800.000	\$ 800.000
SUBTOTAL					\$ 16.722.000
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Cambio cable (servicio especializado)	1	1	\$ 2.500.000	\$ 2.500.000
SUBTOTAL					\$ 2.500.000
COSTO DIRECTO					\$ 19.222.000

ÍTEM: 27					
OBRA: CONSTRUCCIÓN CAJAS DE INSPECCIÓN, tramo Laboratorios Livianos – Ingeniería Mecánica					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Caja de inspección MT 1,0x1,0x1,0 [m], 3000 psi	2	UN	\$ 500.000	\$ 1.000.000
2	Ducto PVC 3" x 6m	12	UN	\$ 28.050	\$ 336.600
3	Accesorios	1	GI	\$ 70.000	\$ 70.000
SUBTOTAL					\$ 1.406.600
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Construcción cajas de inspección (servicio especializado)	1	1	\$ 200.000	\$ 200.000
SUBTOTAL					\$ 200.000
COSTO DIRECTO					\$ 1.606.600

4.8. INGENIERÍA MECÁNICA – LUÍS A. CALVO

Desde la caja cortacircuitos de la subestación de Ingeniería Mecánica sale una acometida subterránea hacia la subestación del auditorio Luís A. Calvo en cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV tripolar y tubería de eternit de 4".

4.8.1. Diagnóstico

4.8.1.1. Inspección visual

En el recorrido de esta acometida existen seis cajas de inspección las cuales son muy variadas en sus medidas interiores, estas dimensiones cumplen con lo mínimo recomendado en la norma NTC 2050. Las cajas de inspección se encuentran con alto grado de contaminación ambiental y las tres primeras cajas de este tramo también tienen acometidas de baja tensión.

4.8.1.2. Resistencia de aislamiento

Para medir la resistencia de aislamiento del cable correspondiente a este tramo se desconectaron los cables en sus dos extremos, la caja cortacircuitos de Ingeniería

Mecánica y en la caja cortacircuitos del Luís A. Calvo. La medida se realizó en el extremo correspondiente a la subestación del auditorio Luís A. Calvo.

Tabla 4.15. Resistencia de aislamiento, cable Ingeniería Mecánica – Luís A. Calvo

Tiempo [s]	5	10	20	30	40	50	60
Fase R [MΩ]	5000	7000	8500	8500	8500	9000	9000
Fase S [MΩ]	2500	3000	3400	3500	3600	3600	3750
Fase T [MΩ]	5000	6500	7000	7500	7500	8000	8000

Figura 4.10. Resistencia de aislamiento, cable Ingeniería Mecánica – Luís A. Calvo

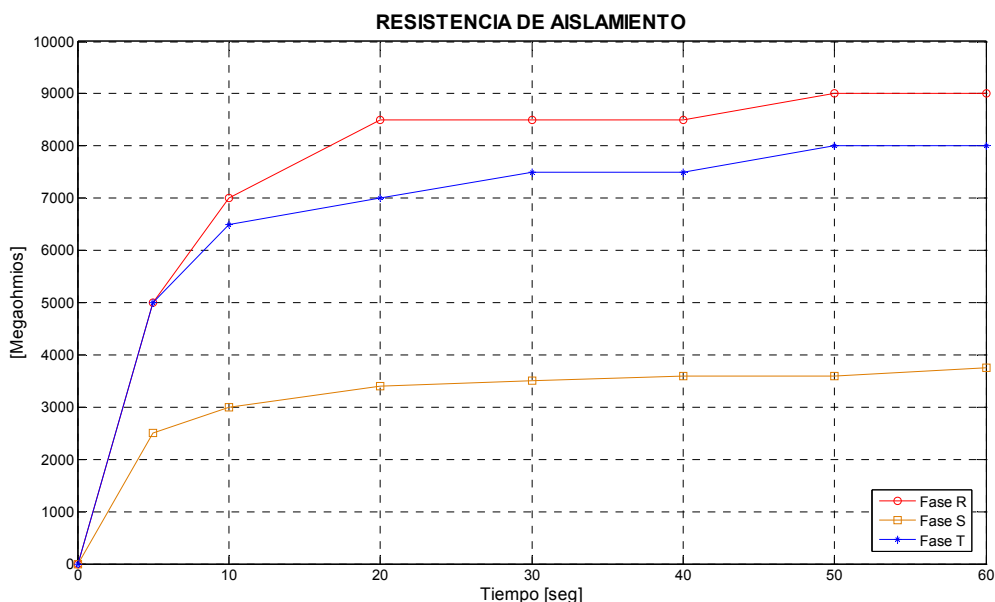


Tabla 4.16. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Ingeniería Mecánica – Luís A. Calvo

	Coeficiente de absorción dieléctrica	Condición del aislamiento
Fase R	1,06	Pobre
Fase S	1,07	Pobre
Fase T	1,07	Pobre

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento dan valores mayores de 4233 MΩ en las fases R y T pero en la fase S da un valor de 3750 MΩ. Por lo tanto se deduce que el

aislamiento del cable se encuentra en pobres condiciones y la contaminación ambiental existente en las cajas de inspección puede estar afectando el aislamiento del cable.

4.8.2. Recomendaciones

- Es necesario el cambio del cable debido al bajo valor de resistencia de aislamiento que este presentó.
- Construir dos cajas de inspección de 70x120x120 cm aledañas a la segunda y tercera cajas de inspección de este tramo con el fin de que estas dos cajas existentes queden solo con las acometidas de baja tensión que estas contienen.
- Se necesita realizar una limpieza a las cajas de inspección para retirar la contaminación ambiental que puede estar afectando el aislamiento del cable.

4.8.3. Cantidades de obra y presupuesto

ÍTEM: 28					
OBRA: CAMBIO CABLE, tramo Ingeniería Mecánica – Luís A. Calvo					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar 100% aislamiento	480	m	\$ 23.200	\$ 11.136.000
2	Terminal premoldeado 15 kV, tipo interior	2	J	\$ 305.000	\$ 610.000
3	Accesorios	1	Gl	\$ 600.000	\$ 600.000
SUBTOTAL					\$ 12.346.000
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Cambio cable (servicio especializado)	1	1	\$ 2.000.000	\$ 2.000.000
SUBTOTAL					\$ 2.000.000
COSTO DIRECTO					\$ 14.346.000

ÍTEM: 29					
OBRA: CONSTRUCCIÓN CAJAS DE INSPECCIÓN, tramo Ingeniería Mecánica – Luís A. Calvo					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Caja de inspección MT 1,0x1,0x1,0 [m], 3000 psi	2	UN	\$ 500.000	\$ 1.000.000
2	Ducto PVC 3" x 6m	10	UN	\$ 28.050	\$ 280.500
3	Accesorios	1	GI	\$ 60.000	\$ 60.000
SUBTOTAL					\$ 1.340.500
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Construcción cajas de inspección (servicio especializado)	1	1	\$ 200.000	\$ 200.000
SUBTOTAL					\$ 200.000
COSTO DIRECTO					\$ 1.540.500

4.9. ELÉCTRICA ANTIGUA – BIBLIOTECA

Desde el barraje premoldeado de MT sale una acometida subterránea hacia la subestación de la Biblioteca en cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar y tubería PVC 3".

4.9.1. Diagnóstico

4.9.1.1. Inspección visual

En el recorrido de esta acometida existen siete cajas de inspección de las cuales seis de estas tienen como medidas interiores 110x110x110 cm. La primera caja de este tramo es la misma que se mencionó en la sección 4.1. Estas cajas se encuentran en buen estado de mantenimiento excepto la primera.

4.9.1.2. Resistencia de aislamiento

Para medir la resistencia de aislamiento del cable correspondiente a este tramo se desconectaron los cables en sus dos extremos, el barraje premoldeado de MT y el seccionador bajo carga de la Biblioteca. La medida se realizó en el extremo correspondiente a la subestación de la Biblioteca.

Tabla 4.17. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Biblioteca

Tiempo [s]	5	10	20	30	40	50	60
Fase R [MΩ]	1250	1500	2750	3000	3000	3000	3100
Fase S [MΩ]	1750	2750	3000	3250	3500	3500	3500
Fase T [MΩ]	1750	2000	2250	2750	3000	3000	3100

Figura 4.11. Resistencia de aislamiento, cable Eléctrica Antigua – Biblioteca

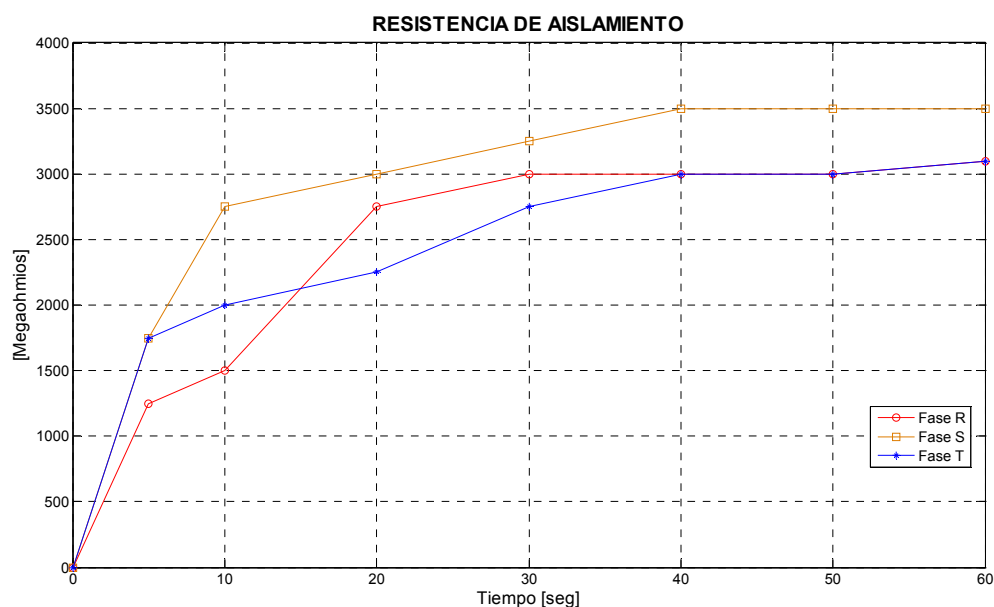


Tabla 4.18. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Eléctrica Antigua – Biblioteca

	Coeficiente de absorción dieléctrica	Condición del aislamiento
Fase R	1,03	Pobre
Fase S	1,08	Pobre
Fase T	1,13	Dudosa

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento dan valores mayores de 2622 MΩ en las tres fases. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del cable se encuentra en buenas condiciones pero la contaminación ambiental existente en la primera caja de inspección puede estar afectando el aislamiento del cable.

4.9.2. Recomendaciones

- Se necesita realizar una limpieza a la primera caja de inspección para retirar la contaminación ambiental que puede estar afectando el aislamiento del cable.

4.10. BIBLIOTECA - CENTIC

Desde el seccionador bajo carga de la Biblioteca sale una acometida subterránea hacia la subestación del CENTIC en cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar y tubería PVC de 3".

4.10.1. Diagnóstico

4.10.1.1. Inspección visual

En el recorrido de esta acometida existen tres cajas de inspección las cuales tienen como medidas interiores 120x70x140 cm. Las cajas se encuentran en buen estado de mantenimiento.

4.10.1.2. Resistencia de aislamiento

Para medir la resistencia de aislamiento del cable correspondiente a este tramo se desconectaron los cables en sus dos extremos, el seccionador bajo carga de la Biblioteca y el seccionador bajo carga del CENTIC. La medida se realizó en el extremo correspondiente a la subestación del CENTIC.

Tabla 4.19. Resistencia de aislamiento, cable Biblioteca - CENTIC

Tiempo [s]	5	10	20	30	40	50	60
Fase R [MΩ]	5500	7000	7500	8000	8750	9250	10000
Fase S [MΩ]	4500	6500	7000	7500	7750	7750	8500
Fase T [MΩ]	5500	7000	7500	8000	8250	8750	9000

Figura 4.12. Resistencia de aislamiento, cable Biblioteca - CENTIC

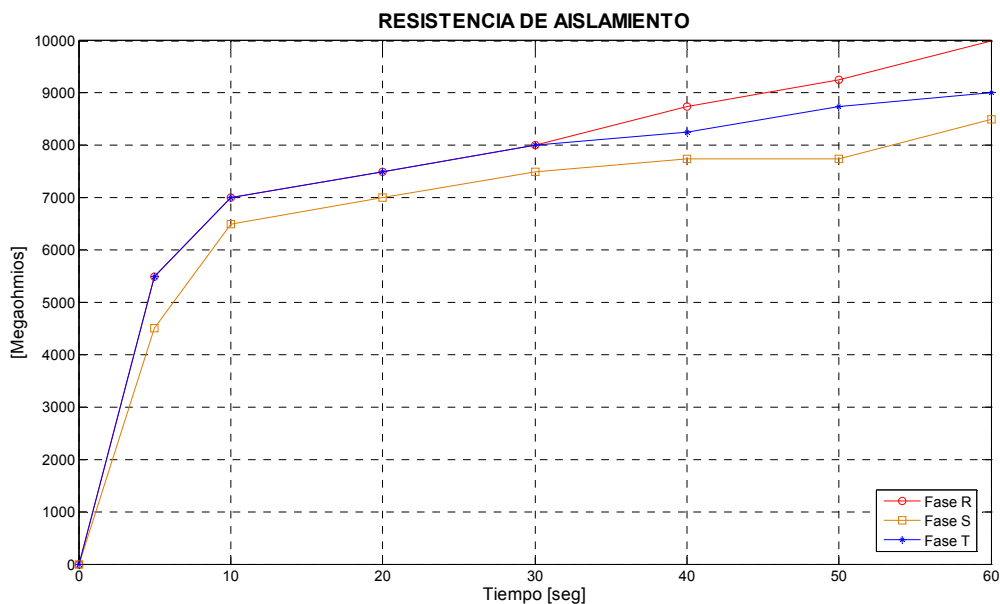


Tabla 4.20. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Biblioteca - CENTIC

	Coefficiente de absorción dieléctrica	Condición del aislamiento
Fase R	1,25	Aceptable
Fase S	1,13	Dudosa
Fase T	1,12	Dudosa

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento dan valores mayores de 2622 MΩ en las tres fases. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del cable se encuentra en buenas condiciones.

4.11. BIBLIOTECA – SÓTANO ADMINISTRACIÓN

Desde el seccionador bajo carga de la Biblioteca sale una acometida subterránea hacia la caja cortacircuitos ubicada en el sótano del edificio de Administración en cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV tripolar, en cárcamo la primera parte y después en tubería PVC de 3". (ver plano red de MT).

4.11.1. Diagnóstico

4.11.1.1. Inspección visual

Esta acometida es muy diversa en sus características durante su recorrido, su primera parte está compuesta por un cárcamo de 60x70 cm y luego pasa por dos cajas de inspección las cuales tienen medidas interiores muy pequeñas y violan los valores mínimos recomendados por la norma NTC 2050. Tanto el cárcamo como las dos cajas de inspección también contienen acometidas de baja tensión.

Figura 4.13. Cárcamo de la acometida Biblioteca – Sótano Administración



4.11.1.2. Resistencia de aislamiento

Para medir la resistencia de aislamiento del cable correspondiente a este tramo se desconectaron los cables en sus dos extremos, el seccionador bajo carga de la Biblioteca y la caja cortacircuitos existente en el sótano de Administración. La medida se realizó en el extremo correspondiente a la subestación de la Biblioteca.

Tabla 4.21. Resistencia de aislamiento, cable Biblioteca – Sótano Administración

Tiempo [s]	5	10	20	30	40	50	60
Fase R [MΩ]	225	250	250	260	275	290	300
Fase S [MΩ]	275	300	335	350	350	350	360
Fase T [MΩ]	400	500	500	550	550	550	550

Figura 4.14. Resistencia de aislamiento, cable Biblioteca – Sótano Administración

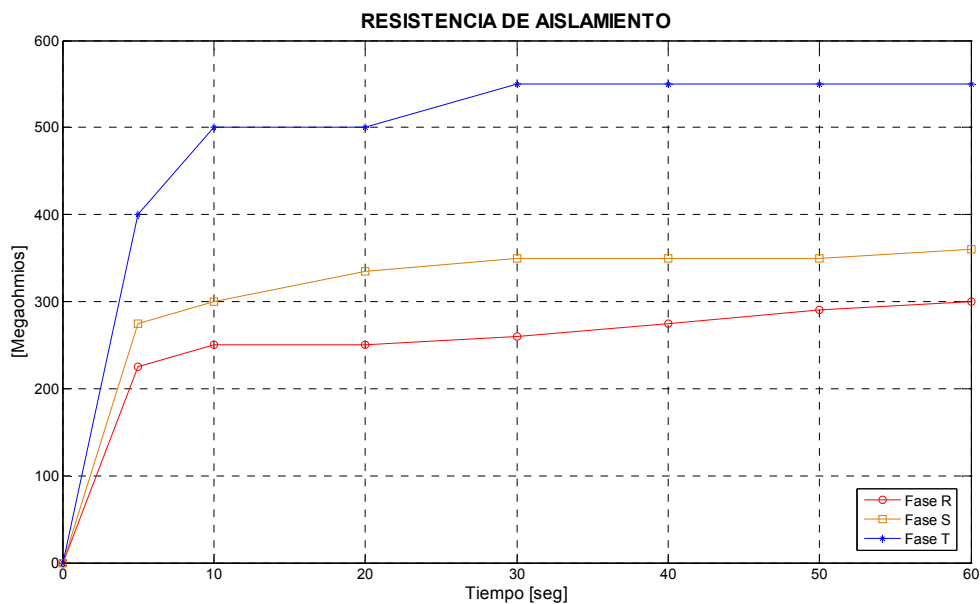


Tabla 4.22. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Biblioteca – Sótano Administración

	Coefficiente de absorción dieléctrica	Condición del aislamiento
Fase R	1,15	Dudosa
Fase S	1,03	Pobre
Fase T	1,00	Pobre

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento dan valores menores que 4233 MΩ en las tres fases. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del cable se encuentra en pobres condiciones y la contaminación ambiental existente en las cajas de inspección y el cárcamo puede estar afectando el aislamiento del cable.

4.11.2. Recomendaciones

- Es necesario el cambio del cable debido al bajo valor de resistencia de aislamiento que este presentó.
- Colocar tubería PVC de 3" dentro del cárcamo existente (65 m), con el fin de brindar una mayor protección al cable contra daños mecánicos y la contaminación ambiental.

- Construir dos cajas de inspección de 100x100x100 cm aledañas a las dos cajas de inspección de este tramo con el fin de que estas dos cajas existentes queden solo con las acometidas de baja tensión que estas contienen.

4.11.3. Cantidades de obra y presupuesto

ÍTEM: 30					
OBRA: ADECUACIÓN TRAMO BIBLIOTECA – SÓTANO ADMINISTRACIÓN					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar 100% aislamiento	570	m	\$ 23.200	\$ 13.224.000
2	Terminal premoldeado 15 kV, tipo interior	2	J	\$ 305.000	\$ 610.000
3	Ducto PVC 3" x 6m	11	UN	\$ 28.050	\$ 308.550
4	Caja de inspección MT 1,0x1,0x1,0 [m], 3000 psi	2	UN	\$ 500.000	\$ 1.000.000
5	Accesorios	1	GI	\$ 800.000	\$ 800.000
SUBTOTAL					\$ 15.942.550
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Adecuación tramo (servicio especializado)	1	1	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000
SUBTOTAL					\$ 2.400.000
COSTO DIRECTO					\$ 18.342.550

4.12. SÓTANO ADMINISTRACIÓN – SUBESTACIÓN ADMINISTRACIÓN

Desde la caja cortacircuitos existente en el sótano del edificio de Administración sale una acometida subterránea hacia la subestación de Administración en cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar y tubería PVC de 3".

4.12.1. Diagnóstico

4.12.1.1. Inspección visual

En el recorrido de esta acometida existen dos cajas de inspección las cuales son muy variadas en sus medidas interiores, estas dimensiones son muy pequeñas y no cumplen con lo mínimo recomendado en la norma NTC 2050. Estas cajas también contienen acometidas de baja tensión.

4.12.1.2. Resistencia de aislamiento

Para medir la resistencia de aislamiento del cable correspondiente a este tramo se desconectaron los cables en sus dos extremos, la caja cortacircuitos existente en el sótano y en la caja cortacircuitos de la subestación. La medida se realizó en el extremo correspondiente a la subestación del edificio.

Tabla 4.23. Resistencia de aislamiento, cable Sótano Administración – Subestación Administración

Tiempo [s]	5	10	20	30	40	50	60
Fase R [MΩ]	1000	1200	1300	1400	1500	1550	1600
Fase S [MΩ]	250	275	300	300	310	325	340
Fase T [MΩ]	7000	8500	9500	10000	10000	10500	10500

Figura 4.15. Resistencia de aislamiento, cable Sótano Administración – Subestación Administración

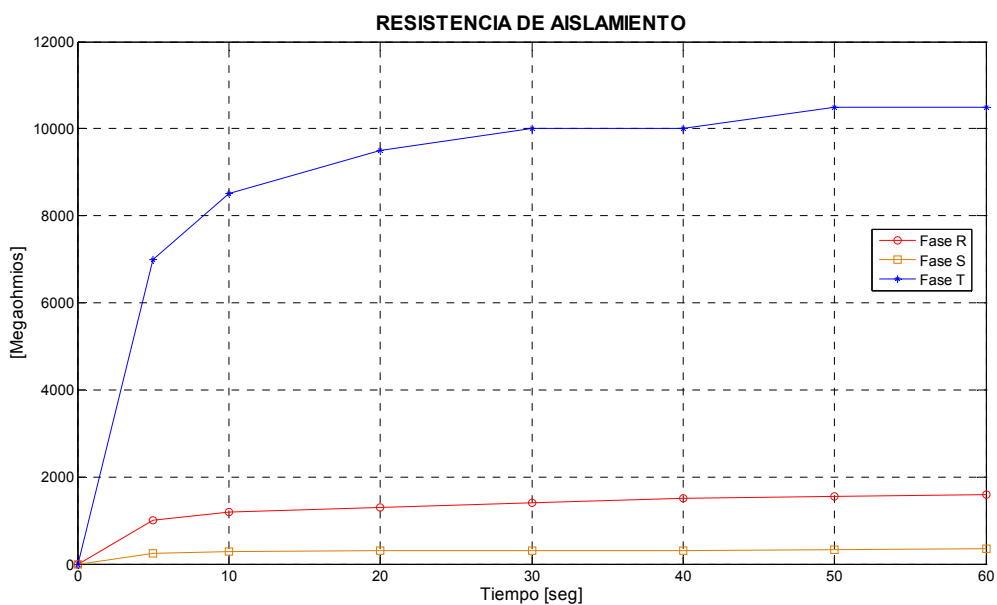


Tabla 4.24. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Sótano Administración – Subestación Administración

	Coeficiente de absorción dieléctrica	Condición del aislamiento
Fase R	1,14	Dudosa
Fase S	1,13	Dudosa
Fase T	1,05	Pobre

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento dan valores menores de 2622 MΩ en las fases R y S, aunque en la fase T da un valor de 10500 MΩ. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del cable de las fases R y S se encuentra en pobres condiciones.

4.12.2. Recomendaciones

- Es necesario el cambio del cable de las fases R y S debido al bajo valor de resistencia de aislamiento que estas presentaron.
- Construir dos cajas de inspección de 100x100x120 cm aledañas a las dos cajas de inspección de este tramo con el fin de que estas dos cajas existentes queden solo con las acometidas de baja tensión que estas contienen.

4.12.3. Cantidades de obra y presupuesto

ÍTEM: 31					
OBRA: CAMBIO CABLE FASE R y S, tramo Sótano Administración – Subestación Administración					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar 100% aislamiento	160	m	\$ 23.200	\$ 3.712.000
2	Terminal premoldeado 15 kV, tipo interior	2	J	\$ 305.000	\$ 610.000
3	Accesorios	1	Gl	\$ 30.000	\$ 200.000
SUBTOTAL					\$ 4.522.000
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Cambio cable (servicio especializado)	1	1	\$ 700.000	\$ 700.000
SUBTOTAL					\$ 700.000
COSTO DIRECTO					\$ 5.222.000

ÍTEM: 32					
OBRA: CONSTRUCCIÓN CAJAS DE INSPECCIÓN, tramo Sótano Admón. – Subestación Admón.					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Caja de inspección MT 1,0x1,0x1,0 [m], 3000 psi	2	UN	\$ 500.000	\$ 1.000.000
2	Ducto PVC 3" x 6m	14	UN	\$ 28.050	\$ 392.700
3	Accesorios	1	GI	\$ 70.000	\$ 70.000
SUBTOTAL					\$ 1.462.700
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Construcción cajas (servicio especializado)	1	1	\$ 200.000	\$ 200.000
SUBTOTAL					\$ 200.000
COSTO DIRECTO					\$ 1.662.700

4.13. SÓTANO ADMINISTRACIÓN – INSED

Desde la caja cortacircuitos existente en el sótano del edificio de Administración sale una acometida subterránea hacia la subestación del INSED en cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar y tubería PVC de 3".

4.13.1. Diagnóstico

4.13.1.1. Inspección visual

En el recorrido de esta acometida existen cuatro cajas de inspección las cuales tienen medidas interiores de 100x100x100 cm. Estas cajas se encuentran en buen estado de mantenimiento.

4.13.1.2. Resistencia de aislamiento

Para medir la resistencia de aislamiento del cable correspondiente a este tramo se desconectaron los cables en sus dos extremos, la caja cortacircuitos existente en el sótano de Administración y el seccionador bajo carga existente en la subestación del INSED. La medida se realizó en el extremo correspondiente a la subestación del INSED.

Tabla 4.25. Resistencia de aislamiento, cable Sótano Administración – INSED

Tiempo [s]	5	10	20	30	40	50	60
Fase R [MΩ]	1500	1850	2050	2150	2200	2250	2250
Fase S [MΩ]	1750	2100	2250	2300	2350	2400	2400
Fase T [MΩ]	45	55	70	80	85	75	85

Figura 4.16. Resistencia de aislamiento, cable Sótano Administración – INSED

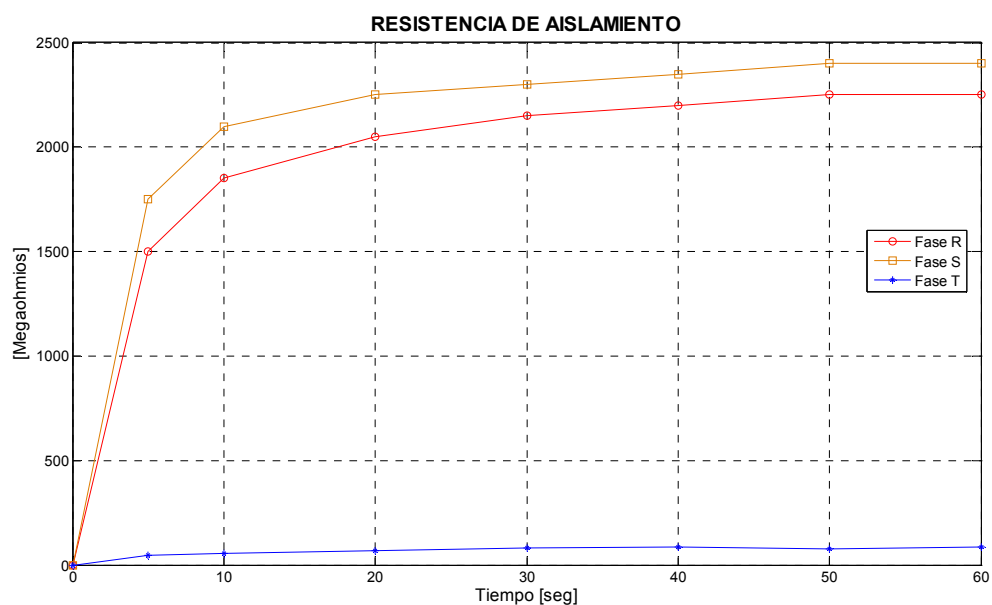


Tabla 4.26. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Sótano Administración – INSED

	Coeficiente de absorción dieléctrica	Condición del aislamiento
Fase R	1,05	Pobre
Fase S	1,04	Pobre
Fase T	1,06	Pobre

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento dan valores menores de 2622 MΩ en las tres fases siendo crítica la fase S que da un valor final de aislamiento de 85 MΩ. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del cable se encuentra en pobres condiciones.

4.13.2. Recomendaciones

- Es necesario el cambio del cable debido al bajo valor de resistencia de aislamiento que este presentó.

4.13.3. Cantidades de obra y presupuesto

ÍTEM: 33					
OBRA: CAMBIO CABLE, tramo Sótano Administración – INSED					
MATERIALES					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	UND	Vr UNITARIO	Vr TOTAL
1	Cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar 100% aislamiento	420	m	\$ 23.200	\$ 9.744.000
2	Terminal premoldeado 15 kV, tipo interior	2	J	\$ 305.000	\$ 610.000
3	Accesorios	1	Gl	\$ 500.000	\$ 500.000
SUBTOTAL					\$ 10.854.000
MANO DE OBRA Y EQUIPOS					
N°	DESCRIPCIÓN	CANT	REND	VALOR/DÍA	Vr TOTAL
1	Cambio cable (servicio especializado)	1	1	\$ 1.600.000	\$ 1.600.000
SUBTOTAL					\$ 1.600.000
COSTO DIRECTO					\$ 12.454.000

4.14. POSTE CALLE NOVENA – CIENCIAS HUMANAS

Desde la caja cortacircuitos existente en el poste de la calle novena frente al edificio de Ciencias Humanas sale una acometida subterránea hacia la subestación de este edificio en cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar y tubería PVC de 3”.

4.14.1. Diagnóstico

4.14.1.1. Inspección visual

En el recorrido de esta acometida existen seis cajas de inspección las cuales tienen medidas interiores de 120x80x120 cm. Estas cajas se encuentran en buen estado de mantenimiento, aunque la última caja presenta algo de contaminación ambiental.

4.14.1.2. Resistencia de aislamiento

Para medir la resistencia de aislamiento del cable correspondiente a este tramo se desconectaron los cables en el transformador tipo jardín de la subestación y se abrieron las cajas cortacircuitos ubicadas en el poste de la calle novena. La medida se realizó en el extremo correspondiente al transformador tipo jardín de la subestación.

Tabla 4.27. Resistencia de aislamiento, cable Poste Calle Novena – Ciencias Humanas

Tiempo [s]	5	10	20	30	40	50	60
Fase R [MΩ]	1500	3000	4500	5500	7500	10000	10000
Fase S [MΩ]	4000	7500	9000	10000	10000	10500	10500
Fase T [MΩ]	4500	7500	10000	11000	11000	11500	13500

Figura 4.17. Resistencia de aislamiento, cable Poste Calle Novena – Ciencias Humanas

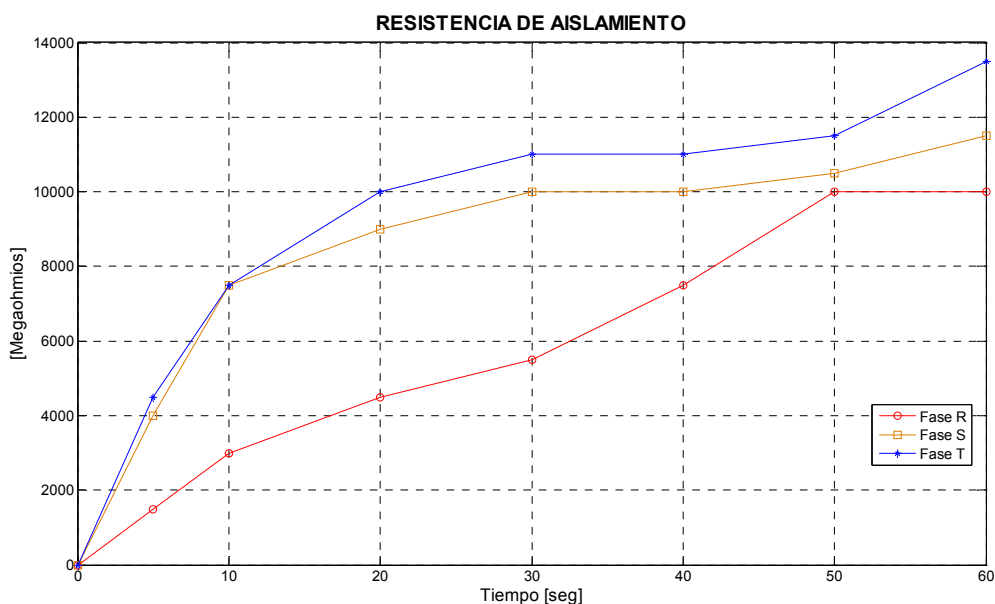


Tabla 4.28. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Poste Calle Novena – Ciencias Humanas

	Coeficiente de absorción dieléctrica	Condición del aislamiento
Fase R	1,81	Excelente
Fase S	1,05	Pobre
Fase T	1,23	Dudosa

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento dan valores mayores de 2622 MΩ en las tres fases. Por lo tanto se deduce que el aislamiento del cable se encuentra en buenas condiciones.

4.15. POSTE CARRERA 30 – COLISEO

Desde la caja cortacircuitos existente en el poste de la carrera 30 sale una acometida subterránea hacia la subestación del Coliseo en cable Cu 2 AWG XLPE 15 kV monopolar y tubería PVC de 3".

4.15.1. Diagnóstico

4.15.1.1. Inspección visual

En el recorrido de esta acometida existen tres cajas de inspección las cuales tienen medidas interiores de 100x100x110 cm. Estas cajas se encuentran en buen estado de mantenimiento, aunque la primera caja de este tramo presenta alto grado de inundación y esto perjudica considerablemente el aislamiento del cable.

Figura 4.18. Caja de inspección 1, tramo Poste Carrera 30 – Coliseo



4.15.1.2. Resistencia de aislamiento

Para medir la resistencia de aislamiento del cable correspondiente a este tramo se desconectaron los cables en el transformador tipo jardín de la subestación y se abrieron las cajas cortacircuitos ubicadas en el poste de la carrera 30. La medida se realizó en el extremo correspondiente al transformador tipo jardín de la subestación.

Tabla 4.29. Resistencia de aislamiento, cable Poste Carrera 30 – Coliseo

Tiempo [s]	5	10	20	30	40	50	60
Fase R [MΩ]	12500	20000	45000	50000	60000	60000	65000
Fase S [MΩ]	15000	35000	45000	60000	75000	75000	100000
Fase T [MΩ]	10000	30000	45000	60000	60000	75000	75000

Figura 4.19. Resistencia de aislamiento, cable Poste Carrera 30 – Coliseo

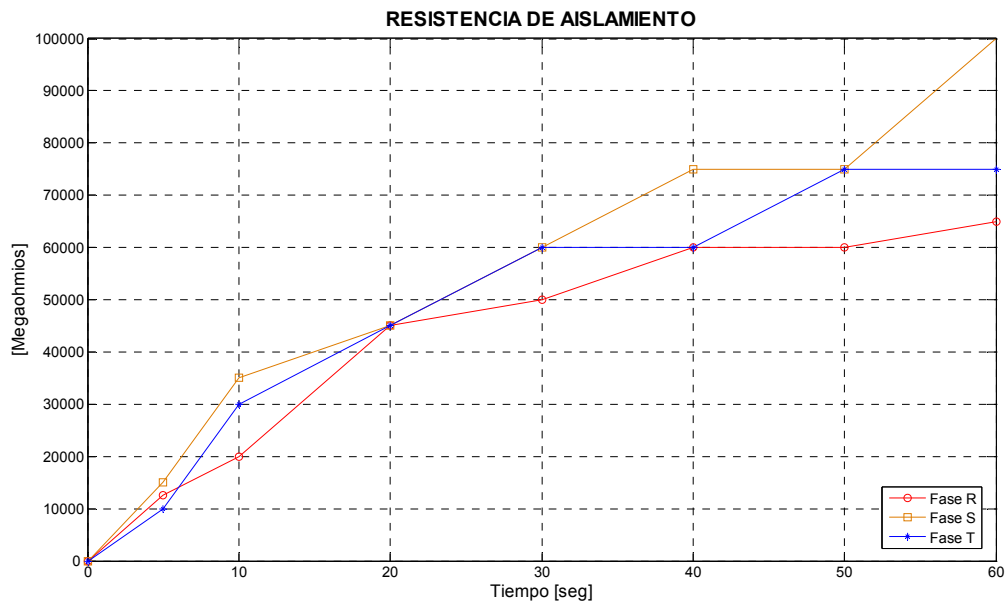


Tabla 4.30. Coeficientes de absorción dieléctrica, cable Poste Carrera 30 – Coliseo

	Coeficiente de absorción dieléctrica	Condición del aislamiento
Fase R	1,30	Aceptable
Fase S	1,67	Excelente
Fase T	1,25	Aceptable

Las lecturas finales de resistencia de aislamiento dan valores mayores de 2622 MΩ en las tres fases, pero la medida presentó demasiadas oscilaciones esto debido posiblemente a la cantidad de agua que existe en la primera caja de este tramo. Se concluye que el aislamiento del cable se encuentra en buenas condiciones.

4.15.2. Recomendaciones

- Se necesita destapar urgentemente el sistema de desagüe de la primera caja para evitar que esta se siga inundando.

5. CONCLUSIONES

- Con la realización de este proyecto el campus central de la Universidad Industrial de Santander, cuenta con los planos eléctricos y un estudio detallado de la red de media tensión y de las subestaciones eléctricas a nivel de media tensión, que permiten en un momento dado, decidir sobre cambios a realizar o construcción de futuras subestaciones, para tener un sistema totalmente confiable y seguro.
- La Oficina de Planeación y la División de Planta Física con base en el plano eléctrico de media tensión y con la información levantada acerca de estas redes y de las subestaciones, puede acceder de una manera sencilla y cómoda a esta información mediante el Sistema de Información Geográfica (SIG).
- Luego de realizar pruebas de aislamiento eléctrico a los transformadores y rigidez dieléctrica a sus aceites se encontró que la gran mayoría de los transformadores de la Universidad estaban en mal estado de aislamiento eléctrico y con sus aceites minerales muy contaminados; durante la realización de este proyecto se contrató el servicio de mantenimiento preventivo a los transformadores que lo requerían excepto a los dos transformadores de la Biblioteca y el transformador de 150 kVA del auditorio Luís A. Calvo, los cuales a la fecha no se les ha realizado el mantenimiento por razones de manejo institucional.
- Con base en los datos obtenidos por el analizador de redes de los diferentes transformadores de la Universidad, durante la realización de este proyecto se cambiaron las posiciones de los taps de los transformadores que lo requerían, también se cambiaron los CT's correspondientes al punto de medición principal de la Universidad, así como los fusibles tipo HH del seccionador principal.

- Durante la revisión de los totalizadores de las subestaciones se encontró que dos de estos y sorprendentemente en construcciones nuevas no están bien especificados según la corriente nominal de sus respectivos transformadores, en los demás fue necesario ajustar el dial de tal manera que protegiera al transformador ante una eventual sobrecarga. El 20 de Agosto de 2007 se cambió el totalizador de la subestación de Ciencias Humanas según la recomendación hecha.
- Antes de construir una nueva subestación en el campus central de la Universidad es muy importante tener en cuenta que se tiene una capacidad instalada de 5155 kVA, y en las horas de máximo consumo eléctrico (10 a.m. y 4 p.m.) la demanda total tan solo llega al 40% de la capacidad instalada.
- Actualmente la Universidad en su campus central compra la energía eléctrica a nivel de 13200 V como cliente no regulado y está consumiendo 450000 kWh/mes en la acometida principal, si se esta energía se compra a nivel de 34500 V, el kWh es 60 pesos más económico, con esta nueva tarifa la Universidad se ahorraría alrededor de 27 millones de pesos mensuales, que serían 324 millones de pesos anuales, por lo que la construcción de una subestación de 2,5 MVA a 34,5/13,2 kV en la Universidad, sería una excelente inversión teniendo en cuenta que esta construcción tendría un valor de \$ 314'129.720 pesos y por lo tanto tendría un retorno de inversión en tan solo 12,16 meses.
- Las redes eléctricas subterráneas de media tensión de la Universidad, que se encuentran en mal estado de aislamiento, requieren un cambio urgente de sus cables para evitar que se presenten situaciones que pongan en peligro la integridad de las personas, instalaciones y equipos.
- La gran mayoría de las cajas de inspección correspondientes a la red de media tensión requieren de un mantenimiento periódico con el fin de eliminar la contaminación ambiental existente en ellas, la cual puede estar deteriorando el aislamiento de los cables.

- La Universidad debe contar al menos con un profesional en la parte eléctrica el cual se encargaría del mantenimiento eléctrico y funciones de interventoría sobre los proyectos contratados en esta área.
- Proyectos de grado como este, hacen contribuciones importantes al desarrollo tecnológico e industrial en la Universidad, brindando además, seguridad a las personas y los equipos pertenecientes a nuestra institución.
- El mantenimiento de las subestaciones y las redes de media tensión, es un tema de importancia; las instalaciones defectuosas y la falta de revisión de las mismas, pueden dar lugar a graves consecuencias. La electricidad es un peligro oculto, pues pocas veces es visible la anomalía y la insuficiencia, por eso es necesario hacer un mantenimiento preventivo periódico.
- Dado el prestigio de la Universidad Industrial de Santander como institución de educación superior es necesario ser consecuentes con el conocimiento transmitido en carreras como ingeniería eléctrica y reflejarlo en sus propias instalaciones.
- Sin la ética profesional, una excelente legislación y una entidad que se encargue de supervisar las instalaciones antes y después de su diseño, cualquier intento por solucionar estos problemas, es vano.

BIBLIOGRAFÍA

- [1]. ESSA. *Normas Para el Cálculo y Diseño de Sistemas de Distribución*. Comité de Normas ESSA-ACIEM. Última edición.
- [2]. ICONTEC. *Código Eléctrico Colombiano, Norma Técnica Colombiana NTC 2050*. 1998-11-25. Santafé de Bogotá D.C. Primera actualización.
- [3]. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)*. Integra las resoluciones 180398 del 7 de abril de 2004 y 180498 del 29 de abril de 2005.
- [4]. JURADO J. Ciro. Apuntes de clase de la asignatura instalaciones eléctricas. 2005.
- [5]. NETA. *Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems*. 1999.
- [6]. AVO International. *"Mas vale prevenir..." La Guía Completa Para Pruebas de Aislamiento Eléctrico*. 3ª Edición. 2000.
- [7]. MEGGER. *Guía Para Pruebas de Diagnóstico de Aislamiento*. 2ª Edición. 2002.
- [8]. ASTM International. *Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes*. D 877 - 02. Febrero 2004.
- [9]. AGULLEIRO Ignacio y MARTÍNEZ L. Miguel. *Técnicas modernas para la medición de sistemas de puesta a tierra en zonas urbanas. (extracto)*.
- [10]. IEEE Power Engineering Society. *IEEE Std 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding*. Agosto 2000.
- [11]. MERLIN GERIN. *Compensación de Energía Reactiva y Filtrado de Armónicos*. Febrero 2003.
- [12]. DÁVILA M. Francisco J. *Introducción a los Sistemas de Información Geográfica*.
- [13]. IOTECH. Manual de Analizador de Redes Eléctricas Power/Vista312.
- [14]. BIDDLE INSTRUMENTS. Manual de Medidor de Aislamiento.
- [15]. METREL. Manual de Telurómetro.

ANEXOS

ANEXO 1. IMPEDANCIAS DE PUESTA A TIERRA

Descripción	Nivel (kV)	Z máxima(Ω)
Subestación distribución	34,5	10
Subestación distribución	13,2	10
Protección contra rayos	13,2 - 34,5	10
Redes de baja tensión	B.T.	20
Acometidas	B.T.	25 *

ANEXO 2. UTILIZACIÓN DE CONDUCTORES

Red	Utilización	Instalación	Material	Calibre mínimo (AWG)
MT	Urbana**	Aérea	ACSR	2/0
MT	Rural	Aérea	ACSR	2
MT	Urbana o Rural	Subterránea	Cu XLPE	2 (13,2 kV) - 1/0 (34,5 kV)
BT	Urbana (F)*	Aérea	Al THW	4
BT	Urbana (N)*	Aérea	ASC o ACSR	4
BT	Rural	Aérea	ACSR	4
BT	Urbana (F y N)	Subterránea	Cu THW	6
BT	Acometida	Aérea	Al, Cu TW o THW	6 (Al) - 8 (Cu)
BT	Acometida	Subterránea	Al, Cu TW o THW	6 (Al) - 8 (Cu)
BT	Internas	Ducto	Cu TW	14
AP	Urbana o rural	Aérea	Al TW	8
AP	Urbana	Subterránea	Al, Cu TW o THW	8 (Al) - 10 (Cu)

**ANEXO 3. CAPACIDADES DE CORRIENTE [A] PERMISIBLES PARA CONDUCTORES
SENCILLOS AISLADOS PARA 0-2000 V NOMINALES AL AIRE LIBRE Y
TEMPERATURA AMBIENTE DE 30 °C**

Conductor		Temperatura nominal del conductor						Conductor desnudo	
		60 °C TW		75 °C THW		90 °C XLP			
Sección transv. [mm ²]	Calibre AWG o kcmil	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
0,82	18	-	-	-	-	18	-	-	-
1,31	16	-	-	-	-	24	-	-	-
2,08	14	25*	-	30*	-	35*	-	30	-
3,3	12	30*	25*	35*	30*	40*	35*	40	30
5,25	10	40	35*	50*	40*	55*	40*	55	45
8,36	8	60	45	70	55	80	60	70	55
13,29	6	80	80	95	75	105	80	100	80
21,14	4	105	80	125	100	140	110	130	100
26,66	3	120	95	145	115	165	130	150	115
33,62	2	140	110	170	135	190	150	175	135
42,2	1	165	130	195	155	220	175	205	160
53,5	0	195	150	230	180	280	205	235	185
67,44	00	225	175	265	210	300	235	275	250
85,02	000	260	200	310	240	350	275	320	250
107,21	0000	300	235	360	280	405	315	370	290
126,67	250	340	265	405	315	455	355	410	320
152,01	300	375	290	445	350	505	395	460	360
177,34	350	420	330	505	395	570	445	510	400
202,68	400	455	356	545	425	615	480	555	435
253,35	500	515	405	620	485	700	545	630	490
304,02	600	575	455	690	540	780	615	710	560
354,69	750	630	500	755	595	855	675	780	615
380,02	700	655	515	785	620	885	725	810	640
405,36	800	880	535	815	845	920	700	845	670
456,03	900	730	580	870	700	985	785	905	725
506,7	1000	780	625	935	750	1055	845	965	770
633,38	1250	890	710	1065	855	1200	960		
760,05	1500	980	795	1175	950	1325	1075		
886,73	1750	1070	875	1280	1050	1445	1185		
1013,4	2000	1155	960	1385	1150	1560	1335		

ANEXO 4. CAPACIDADES DE CORRIENTE [A] PERMISIBLES PARA CONDUCTORES AISLADOS PARA 0-2000 V NOMINALES. PARA NO MAS DE 3 CONDUCTORES EN CANALIZACIÓN, CABLE O DIRECTAMENTE ENTERRADOS. TEMPERATURA AMBIENTE DE 30 °C

Conductor		Temperatura nominal del conductor					
		60 °C TW		75 °C THW		90 °C XLP	
Sección transv. [mm ²]	Calibre AWG ó kcmil	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
0,82	18	-	-	-	-	14	-
1,31	16	-	-	-	-	18	-
2,08	14	20*	-	20*	-	25	-
3,3	12	25*	20*	25*	20*	30*	25*
5,25	10	30	25	35*	30*	40*	35*
8,36	8	40	30	50	40	55	45
13,29	6	55	40	65	50	75	60
21,14	4	70	55	85	65	95	75
26,66	3	85	65	100	75	110	85
33,62	2	95	75	115	90	130	100
42,2	1	110	85	130	100	150	115
53,5	0	125	100	150	120	170	135
67,44	00	145	115	175	135	195	150
85,02	000	165	130	200	155	225	175
107,21	0000	195	150	230	180	260	205
126,67	250	215	170	255	205	290	230
152,01	300	240	190	285	230	320	255
177,34	350	260	210	310	250	350	280
202,68	400	280	225	335	270	380	305
253,35	500	320	260	380	310	430	350
304,02	600	355	285	420	340	475	385
354,69	700	385	310	460	375	520	420
380,02	750	400	320	475	385	535	435
405,36	800	410	330	490	395	555	450
456,03	900	435	355	520	425	585	480
506,7	1000	455	375	545	445	615	500
633,38	1250	495	405	590	485	665	545
760,05	1500	520	435	625	520	705	585
886,73	1750	545	455	650	545	735	615
1013,4	2000	560	470	665	560	750	630

ANEXO 5. CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA PARA SISTEMAS DE C.A.

Calibre del mayor conductor de entrada de acometida o su equivalente para conductores en paralelo		Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra	
COBRE	ALUMINIO	COBRE	ALUMINIO
2 o menor	1/0 ó menor	8	6
1 ó 1/0	2/0 ó 3/0	6	4
2/0 ó 3/0	4/0 a 250 kcmil	4	2
4/0 a 350 kcmil	300 kcmil a 500 kcmil	2	1/0
400 kcmils a 600 kcmil	550 kcmil a 900 kcmil	1/0	3/0
650 kcmils a 1100 kcmil	1000 kcmil a 1750 kcmil	2/0	4/0
Mayor de 1200 kcmil	Mayor de 1800 kcmil	3/0	250 kcmil

ANEXO 6. CONDUCTOR DE CONTINUIDAD DE PUESTA A TIERRA EN DUCTOS Y EQUIPOS EN BAJA TENSIÓN

Capacidad nominal o ajuste del dispositivo automático de sobrecorriente antes del equipo, tubería, etc. No mayor de (Amperios)	Calibre del conductor de puesta a tierra	
	Alambre de cobre	Alambre de aluminio
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250 kcmil
1600	4/0	350 kcmil
2000	250 kcmil	400 kcmil
2500	350 kcmil	600 kcmil
3000	400 kcmil	600 kcmil
4000	500 kcmil	800 kcmil
5000	700 kcmil	1200 kcmil
6000	800 kcmil	1200 kcmil