# RECIBO A SATISFACCIÓN

Después de efectuar la revisión del Contrato Estatal de Prestación de Servicios No. 054 de 2025 – SA-10-2025, se otorga recibo a satisfacción a la firma contratista ENGELEC INGENIERÍA S.A.S., identificada con NIT 900.417.226-3, por la ejecución de la rutina de mantenimiento preventivo realizado a las SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y BLINDOBARRAS, ubicados en los diferentes inmuebles donde operan las Corporaciones y Despachos Judiciales del Valle del Cauca, correspondiente al mes de septiembre- octubre de 2025.

La ejecución de estas actividades se encuentra amparada en las siguientes facturas electrónicas:

- Factura No. FEE 1508, de fecha 28 de octubre de 2025, por valor de CIENTO SETENTA Y CUATRO MILLONES DOSCIENTOS SESENTA Y TRES MIL SEISCIENTOS PESOS ($174.263.600,oo) M/CTE - IVA incluido. (Mantenimiento preventivo Subestaciones eléctricas)

Así mismo, se llevaron a cabo trabajos de mantenimiento correctivo, consistentes en el suministro e instalación de los siguientes elementos:

**2. SISTEMAS DE PRESIÓN**

| ÍTEM | UBICACIÓN | DESCRIPCION | CANTIDAD | VALOR ANTES DE IVA | VALOR TOTAL |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | | REBOBINADO MOTOBOMBAS 1, 2 y 3 PALACIO DE JUSTICIA CALI | 3 | $ 2.800.000 | $ 8.400.000 |
| 2 | | Retiro de acometidas eléctricas cable 3 x No 6 AWG + 10 AWG T para bomba # 1, bomba # 2 y bomba # 3 | 45 | $ 6.300 | $ 283.500 |
| 3 | | Suministro e instalación de acometidas eléctricas para bomba # 1 bomba # 2 y bomba # 3 | 45 | $ 96.800 | $ 4.356.000 |
| 4 | | SUMINISTRO E INSTALACION DE TABLERO BOMBAS ALTERNADAS CON 3 VARIADORES DE 25 HP YASKAWA incluye Suministro e instalación de presóstatos para reubicación Adecuaciones eléctricas para reorganización del sistema, programación de relé a través de software licenciado, ajuste de parámetros, pruebas FAT/SAT, capacitación técnica a personal operativo, manual técnico y puesta en servicio de sistema | 1 | $ 66.300.000 | $ 66.300.000 |
| **SUBTOTAL ANTES DEL IVA** | | | | | $ 79.339.500 |
| **IVA 19%** | | | | | $ 15.074.505 |
| **TOTAL** | | | | | $ 94.414.005 |

**2. SISTEMAS DE PRESIÓN**

| ÍTEM | | DESCRIPCION | CANTIDAD | VALOR ANTES DE IVA | VALOR TOTAL |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | | Suministro e Instalación de Rodamientos anterior Para Motobomba marca IHM-WEG HIDROFLO | 7 | $ 150.000 | $ 1.050.000 |
| 2 | | Suministro e Instalación de Rodamientos Posterior Para Motobomba marca IHM-WEG HIDROFLO | 7 | $ 150.000 | $ 1.050.000 |
| 3 | | Suministro e Instalación de Sellos MecánicosTipo 21 X Bomba | 7 | $ 80.000 | $ 560.000 |
| 4 | | Suministro e Instalación de Juego de empaque6307ZZ X Bomba | 3 | $ 125.000 | $ 375.000 |
| 5 | | Suministro e Instalación de Rodamientos anterior Para motobomba marca EBARA modelo 10U9JX | 1 | $ 140.000 | $ 140.000 |
| 6 | | Suministro e Instalación de Rodamientos Posterior Para motobomba marca EBARA modelo 10U9JX | 1 | $ 135.000 | $ 135.000 |
| **SUBTOTAL ANTES DEL IVA** | | | | | $ 3.310.000 |
| **IVA 19%** | | | | | $ 628.900 |
| **TOTAL** | | | | | $ 3.938.900 |

| MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS | | | |
|---|---|---|---|
| **ITEM** | **DESCRIPCION** | **FACTURA** | **VALOR INCLUIDO IVA** |
| 1 | **SUMINISTRO E INSTALACION DE TABLERO BOMBAS ALTERNADAS CON 3 VARIADORES DE 25 HP YASKAWA** incluye Suministro e instalación de presostatos para reubicación Adecuaciones eléctricas para reorganización del sistema, programación de relé a través de software licenciado, ajuste de parámetros, pruebas FAT/SAT, capacitación técnica a personal operativo, manual técnico y puesta en servicio de sistema | FEE 1507 | $ 78.897.000,00 |
| 2 | **REBOBINADO MOTOBOMBAS 1, 2 y 3 PALACIO DE JUSTICIA CALI**<br>Retiro de acometidas eléctricas cable 3 x No 6 AWG + 10 AWG T para bomba # 1, bomba # 2 y bomba # 3<br>Suministro e instalación de acometidas eléctricas para bomba # 1 bomba # 2 y bomba # 3 | | $ 15.517.005,00 |
| 3 | Suministro e instalación de Rodamientos y sellos mecánicos para las Motobombas | FEE 1508 | $ 3.938.900,00 |
| **VALOR TOTAL MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS** | | | **$ 98.352.905,00** |

Para un pago total de DOSCIENTOS SETENTA Y DOS MILLONES SEISCIENTOS DIECISEIS MIL QUINIENTOS CINCO PESOS ($272.616.505,oo) M/CTE - IVA incluido, correspondiente al mantenimiento preventivo y correctivo ejecutado durante el mes de octubre.

Firmado en Santiago de Cali, a los veinticuatro (24) días del mes de noviembre de 2025.

**NATALIA MUÑOZ TOBAR**
Coordinadora Área Administrativa
Supervisora del Contrato

| Unidad | CDP | No. Registro Pptal –Rec 10 CSF | Fecha | Valor inicial | Afectación | Nuevo Saldo del Registro Pptal |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 827 | 21625 07/03/2025 | 89425 | 04/07/2025 | $ 641.115.802,00 | -0- | $ 641.115.802,00 |
| | FACTURA No. FEE 1452 de fecha 26 de agosto de 2025 | | | | $ 6.146.350,00 | $ 634.969.452,00 |
| | FACTURA No. FEE 1453 de fecha 26 de agosto de 2025 | | | | $ 13.554.100,00 | $ 621.415.352,00 |
| | FACTURA No. FEE 1456 de fecha 27 de agosto de 2025 | | | | $ 14.076.336,00 | $ 607.339.016,00 |
| | FACTURA No. FEE 1457 de fecha 01 de septiembre de 2025 | | | | $ 12.495.000,00 | $ 594.844.016,00 |
| | FACTURA No. FEE 1508 de fecha 28 de octubre de 2025 | | | | $ 174.263.600,00 | $ 420.580.416,00 |
| | FACTURA No. FEE 1507 de fecha 28 de octubre de 2025 | | | | $ 94.414.005,00 | $ 326.166.411,00 |
| | FACTURA No. FEE 1509 de fecha 28 de octubre de 2025 | | | | $ 3.938.900,00 | $ 322.227.511,00 |

ENGELEC INGENIERIA S.A.S

NIT: 900417226 - 3

# Factura Electrónica de Venta

## FEE 1507

Documento Oficial de Autorización de Numeración Facturación Electrónica No. 18764085763620 que habilita desde FEE 1251 hasta FEE 1650. Vence 19/12/2026.

Somos Responsables de IVA, No somos Agentes de Retención de IVA. No somos Grandes Contribuyentes, No somos Autorretenedores, Actividad Económica ICA 7112 Tarifa 8,66 y 4321 Tarifa 6,90 Bogotá

Bogotá, D.C. CRA 58 18 63 SUR
Teléfono 5250970
Correo Electrónico contabilidad@engelec.com.co

Cliente: ADMINISTRACION JUDICIAL SECCIONAL CALI | NIT: 805003838 - 9

Dirección: CR 10 12 15 | Ciudad: Cali | Teléfono: 8986868

Fecha: 28/10/2025 | Vencimiento: 28/11/2025 | Forma de Pago: Crédito

Orden De Compra: contrato54

Vendedor: ENGELEC INGENIERIA S.A.S

Por Concepto de:

#$27-01-01-827;contrato054de2025;caadesajvalle@Cendoj.ramajudicial.gov.co#$

| Item | Código | Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario | % Dscto | IVA | | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | % | Valor | |
| 1 | 201 | SERVICIO - REBOBINADO MOTOBOMBAS 1, 2 y 3 PALACIO DE JUSTICIA CALI | und | 3,00 | 2.800.000,00 | 0,00 | 19 | 1.596.000,00 | 8.400.000,00 |
| 2 | 201 | SERVICIO - Retiro de acometidas eléctricas cable 3 x No 6AWG + 10AWG T para bomba # 1, bomba # 2 y bomba # 3 | und | 45,00 | 6.300,00 | 0,00 | 19 | 53.865,00 | 283.500,00 |
| 3 | 221 | SUMINISTRO - E instalación de acometidas eléctricas cable 3 x No 6AWG + 10AWG T para bomba # 1 bomba # 2 y bomba # 3 | und | 45,00 | 96.800,00 | 0,00 | 19 | 827.640,00 | 4.356.000,00 |

ENGELEC Ingeniería S.a.S.



CUFE: 8512717f93dfc64589b33fc5368c06ed7b9b14f40aa654d8b5e5b109f6b577b802fe1515784396bd0668009a92b7ee15 --Expedición: 28/10/2025 02:59 PM
Fabricante y Proveedor Tecnológico: World Office Colombia SAS NIT 900534356-3 Software: World Office (wo_2)

ENGELEC INGENIERIA S.A.S

NIT: 900417226 - 3

# Factura Electrónica de Venta

## FEE 1507

Documento Oficial de Autorización de Numeración Facturación Electrónica No. 18764085763620 que habilita desde FEE 1251 hasta FEE 1650. Vence 19/12/2026.

Somos Responsables de IVA, No somos Agentes de Retención de IVA. No somos Grandes Contribuyentes, No somos Autorretenedores, Actividad Económica ICA 7112 Tarifa 8,66 y 4321 Tarifa 6,90 Bogotá


Bogotá, D.C. CRA 58 18 63 SUR
Teléfono 5250970
Correo Electrónico contabilidad@engelec.com.co


| Item | Código | Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario | % Dscto | IVA % | IVA Valor | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 4 | 221 | SUMINISTRO - E INSTALACION DE TABLERO BOMBAS ALTERNADAS CON 3 VARIADORES DE 25 HP YASKAWA incluye protecciones, accesorios, kit de automatización, adecuaciones eléctricas para reorganización del sistema, programación de relé a través de software licenciado, ajuste de parámetros, pruebas FAT/SAT, capacitación técnica, manual técnico y puesta en servicio de sistema | und | 1,00 | 66.300.000,00 | 0,00 | 19 | 12.597.000,00 | 66.300.000,00 |

Valor en Letras

NOVENTA Y CUATRO MILLONES CUATROCIENTOS CATORCE MIL CINCO PESOS

| | |
|---|---|
| TOTAL LINEAS O ITEMS | 4 |
| SUBTOTAL | $ 79.339.500,00 |
| IVA | $ 15.074.505,00 |
| TOTAL OPERACION | $ 94.414.005,00 |
| TOTAL DOCUMENTO | $ 94.414.005,00 |

Efectué sus pagos: Banco de Bogotá Cuenta de ahorros No 194059291 a nombre de ENGELEC INGENIERIA SAS. Esta factura es un título valor de acuerdo al Art. 774 del Código de Comercio. Una vez aceptada declara haber recibido los bienes y servicios a satisfacción. www.engelec.com.co

Representación gráfica de la factura de venta electrónica

Fecha y Hora de Generación:2025-10-28 13:51:15




CUFE: 8512717f93dfc64589b33fc5368c06ed7b9b14f40aa654d8b5e5b109f6b577b802fe1515784396bd0668009a92b7ee15 --Expedición: 28/10/2025 02:59 PM
Fabricante y Proveedor Tecnológico: World Office Colombia SAS NIT 900534356-3 Software: World Office (wo_2)

ENGELEC INGENIERIA S.A.S

NIT: 900417226 - 3

# Factura Electrónica de Venta

## FEE 1508

Documento Oficial de Autorización de Numeración Facturación Electrónica No. 18764085763620 que habilita desde FEE 1251 hasta FEE 1650. Vence 19/12/2026.

Somos Responsables de IVA, No somos Agentes de Retención de IVA. No somos Grandes Contribuyentes, No somos Autorretenedores, Actividad Económica ICA 7112 Tarifa 8,66 y 4321 Tarifa 6,90 Bogotá

Bogotá, D.C. CRA 58 18 63 SUR
Teléfono 5250970
Correo Electrónico contabilidad@engelec.com.co

Cliente: ADMINISTRACION JUDICIAL SECCIONAL CALI | NIT: 805003838 - 9

Dirección: CR 10 12 15 | Ciudad: Cali | Teléfono: 8986868

Fecha: 28/10/2025 | Vencimiento: 28/11/2025 | Forma de Pago: Crédito

Orden De Compra: contrato 054

Vendedor: ENGELEC INGENIERIA S.A.S

Por Concepto de:

#$27-01-01-827;contrato054de2025;caadesajvalle@cendoj.ramajudicial.gov.co#$

| Item | Código | Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario | % Dscto | IVA | | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | % | Valor | |
| 1 | 203 | SERVICIO DE MANTENIMIENTO - PREVENTIVO SUBESTACION 1 MEGA PALACIO DE JUSTICIA DE CALI + BLINDOBARRA Incluye: Maniobras de conexión y desconexión acometidas en BT y MT, mantenimientos a celdas, tableros de BT, blindobarras, pruebas eléctricas a los transformadores de 500 KVA,1250 KVA,1000 KVA, termografias, mantenimiento y medición de sistema de puesta a tierra y monitoreo de parámetros eléctricos por 7 días . | und | 1,00 | 32.300.000,00 | 0,00 | 19 | 6.137.000,00 | 32.300.000,00 |
| 2 | 203 | SERVICIO DE MANTENIMIENTO - PREVENTIVO SUBESTACION 500 KVA PALACIO NACIONAL DE CALI Incluye: Maniobras de conexión y desconexión acometidas BT y MT, mantenimiento a celdas, tableros de BT, pruebas eléctricas al transformador de 500 KVA, termografías, mantenimiento y medición de sistema de puesta a tierra y monitoreo de parámetros eléctricos por 7 días. | und | 1,00 | 16.490.000,00 | 0,00 | 19 | 3.133.100,00 | 16.490.000,00 |



CUFE: b1182cd82699f966f1acd995ea847a6eefd14c7e3e2b7a4e814c99ceaa1a125cc272f0f35d794ccbe3fbd9c11a5c0f37 --Expedición: 28/10/2025 03:55 PM
Fabricante y Proveedor Tecnológico: World Office Colombia SAS NIT 900534356-3 Software: World Office (wo_2)

ENGELEC INGENIERIA S.A.S
NIT: 900417226 - 3

Bogotá, D.C. CRA 58 18 63 SUR
Teléfono 5250970
Correo Electrónico contabilidad@engelec.com.co

# Factura Electrónica de Venta

## FEE 1508

Documento Oficial de Autorización de Numeración Facturación Electrónica No. 18764085763620 que habilita desde FEE 1251 hasta FEE 1650. Vence 19/12/2026.

Somos Responsables de IVA, No somos Agentes de Retención de IVA. No somos Grandes Contribuyentes, No somos Autorretenedores, Actividad Económica ICA 7112 Tarifa 8,66 y 4321 Tarifa 6,90 Bogotá

| Item | Código | Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario | % Dscto | IVA | | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | % | Valor | |
| 3 | 203 | SERVICIO DE MANTENIMIENTO - PREVENTIVO SUBESTACION 150 KVA PALACIO DE JUSTICIA DE CARTAGO Incluye: Maniobras de conexión y desconexión acometidas BT y MT, mantenimiento a celdas, tableros de BT, pruebas eléctricas al transformador de 150 KVA, termografías, medición de sistema de puesta a tierra y monitoreo de parámetros eléctricos por 7 días. | und | 1,00 | 13.600.000,00 | 0,00 | 19 | 2.584.000,00 | 13.600.000,00 |
| 4 | 203 | SERVICIO DE MANTENIMIENTO - PREVENTIVO SUBESTACION 225 Y 300 KVA PALACIO DE JUSTICIA DE PALMIRA Incluye: Maniobras de conexión y desconexión acometidas BT y MT, mantenimiento a celdas, tableros de BT, pruebas eléctricas al transformador de 225KVA y 300KVA,termografías,toma de muestra de aceite, medición de sistema de puesta a tierra y monitoreo de parámetros eléctricos por 7 días. | und | 1,00 | 18.100.000,00 | 0,00 | 19 | 3.439.000,00 | 18.100.000,00 |
| 5 | 203 | SERVICIO DE MANTENIMIENTO - PREVENTIVO SUBESTACION AEREA 112,5 Y 125 KVA PALACIO DE JUSTICIA DE BUGA Incluye: Maniobras de conexión y desconexión acometidas BT y MT, mantenimiento a celdas, tableros de BT, pruebas eléctricas al transformador de 112,5 KVA y 125 KVA termografías, toma de muestra de aceite, medición de sistema de puesta a tierra y monitoreo de parámetros eléctricos por 7 días. | und | 1,00 | 14.260.000,00 | 0,00 | 19 | 2.709.400,00 | 14.260.000,00 |



CUFE: b1182cd82699f966f1acd995ea847a6eefd14c7e3e2b7a4e814c99ceaa1a125cc272f0f35d794ccbe3fbd9c11a5c0f37 --Expedición: 28/10/2025 03:55 PM
Fabricante y Proveedor Tecnológico: World Office Colombia SAS NIT 900534356-3 Software: World Office (wo_2)

ENGELEC INGENIERIA S.A.S
NIT: 900417226 - 3

Bogotá, D.C. CRA 58 18 63 SUR
Teléfono 5250970
Correo Electrónico contabilidad@engelec.com.co

# Factura Electrónica de Venta

## FEE 1508

Documento Oficial de Autorización de Numeración Facturación Electrónica No. 18764085763620 que habilita desde FEE 1251 hasta FEE 1650. Vence 19/12/2026.

Somos Responsables de IVA, No somos Agentes de Retención de IVA. No somos Grandes Contribuyentes, No somos Autorretenedores, Actividad Económica ICA 7112 Tarifa 8,66 y 4321 Tarifa 6,90 Bogotá

| Item | Código | Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario | % Dscto | IVA | | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | % | Valor | |
| 6 | 203 | SERVICIO DE MANTENIMIENTO - PREVENTIVO SUBESTACIÓN 225 KVA PALACIO DE JUSTICIA DE TULUÁ Incluye: Maniobras de conexión y desconexión acometidas en BT y MT, mantenimientos a celdas, tableros de BT, pruebas eléctricas a los transformadores de 225 KVA, termografías, medición de sistema de puesta a tierra y monitoreo de parámetros eléctricos por 7 días . | und | 1,00 | 14.765.000,00 | 0,00 | 19 | 2.805.350,00 | 14.765.000,00 |
| 7 | 203 | SERVICIO DE MANTENIMIENTO - PREVENTIVO SUBESTACIÓN 75 KVA PALACIO DE JUSTICIA DE ROLDANILLO Incluye: Maniobras de conexión y desconexión acometidas en BT y MT, mantenimientos a celdas, tableros de BT, pruebas eléctricas a los transformadores de 75 KVA, termografías, medición de sistema de puesta a tierra y monitoreo de parámetros eléctricos por 7 días . | und | 1,00 | 9.530.000,00 | 0,00 | 19 | 1.810.700,00 | 9.530.000,00 |
| 8 | 203 | SERVICIO DE MANTENIMIENTO - PREVENTIVO SUBESTACION 112.5 KVA PALACIO NACIONAL DE BUENAVENTURA Incluye: Maniobras de conexión y desconexión acometidas BT y MT, mantenimiento a celdas, tableros de BT, pruebas eléctricas al transformador de 112,5 KVA ,termografías, toma de muestra de aceite, medición de sistema de puesta a tierra y monitoreo de parámetros eléctricos por 7 días | und | 1,00 | 18.435.000,00 | 0,00 | 19 | 3.502.650,00 | 18.435.000,00 |



CUFE: b1182cd82699f966f1acd995ea847a6eefd14c7e3e2b7a4e814c99ceaa1a125cc272f0f35d794ccbe3fbd9c11a5c0f37 --Expedición: 28/10/2025 03:55 PM
Fabricante y Proveedor Tecnológico: World Office Colombia SAS NIT 900534356-3 Software: World Office (wo_2)

ENGELEC Ingeniería S.A.S
Especialistas en proyectos eléctricos y mediciones

ENGELEC INGENIERIA S.A.S

NIT: 900417226 - 3

# Factura Electrónica de Venta

## FEE 1508

Documento Oficial de Autorización de Numeración Facturación Electrónica No. 18764085763620 que habilita desde FEE 1251 hasta FEE 1650. Vence 19/12/2026.

Somos Responsables de IVA, No somos Agentes de Retención de IVA. No somos Grandes Contribuyentes, No somos Autorretenedores, Actividad Económica ICA 7112 Tarifa 8,66 y 4321 Tarifa 6,90 Bogotá


Bogotá, D.C. CRA 58 18 63 SUR
Teléfono 5250970
Correo Electrónico contabilidad@engelec.com.co


| Item | Código | Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario | % Dscto | IVA % | IVA Valor | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 9 | 203 | SERVICIO DE MANTENIMIENTO - PREVENTIVO SUBESTACIÓN 75 KVA SEDE JUDICIAL FAMILIA DE PALMIRA Incluye: Maniobras de conexión y desconexión acometidas BT y MT, mantenimiento a celdas, tableros de BT, pruebas eléctricas al transformador de 75 KVA, termografía, medición de sistema de puesta a tierra y monitoreo de parámetros eléctricos por 7 días. | und | 1,00 | 8.960.000,00 | 0,00 | 19 | 1.702.400,00 | 8.960.000,00 |

ENGELEC Ingeniería S.a.S.

Valor en Letras

CIENTO SETENTA Y CUATRO MILLONES DOSCIENTOS SESENTA Y TRÉS MIL SEISCIENTOS PESOS

| | |
|---|---|
| TOTAL LINEAS O ITEMS | 9 |
| SUBTOTAL | $ 146.440.000,00 |
| IVA | $ 27.823.600,00 |
| TOTAL OPERACION | $ 174.263.600,00 |
| TOTAL DOCUMENTO | $ 174.263.600,00 |

Efectué sus pagos: Banco de Bogotá Cuenta de ahorros No 194059291 a nombre de ENGELEC INGENIERIA SAS. Esta factura es un título valor de acuerdo al Art. 774 del Código de Comercio. Una vez aceptada declara haber recibido los bienes y servicios a satisfacción. www.engelec.com.co

Representación gráfica de la factura de venta electrónica

Fecha y Hora de Generación:2025-10-28 15:43:43



CUFE: b1182cd82699f966f1acd995ea847a6eefd14c7e3e2b7a4e814c99ceaa1a125cc272f0f35d794ccbe3fbd9c11a5c0f37 --Expedición: 28/10/2025 03:55 PM
Fabricante y Proveedor Tecnológico: World Office Colombia SAS NIT 900534356-3 Software: World Office (wo_2)

ENGELEC INGENIERIA S.A.S

NIT: 900417226 - 3

# Factura Electrónica de Venta

## FEE 1509

Documento Oficial de Autorización de Numeración Facturación Electrónica No. 18764085763620 que habilita desde FEE 1251 hasta FEE 1650. Vence 19/12/2026.

Somos Responsables de IVA, No somos Agentes de Retención de IVA. No somos Grandes Contribuyentes, No somos Autorretenedores, Actividad Económica ICA 7112 Tarifa 8,66 y 4321 Tarifa 6,90 Bogotá


Bogotá, D.C. CRA 58 18 63 SUR
Teléfono 5250970
Correo Electrónico contabilidad@engelec.com.co


Cliente: ADMINISTRACION JUDICIAL SECCIONAL CALI | NIT: 805003838 - 9

Dirección: CR 10 12 15 | Ciudad: Cali | Teléfono: 8986868

Fecha: 28/10/2025 | Vencimiento: 28/11/2025 | Forma de Pago: Crédito

Orden De Compra: contrato 054

Vendedor: ENGELEC INGENIERIA S.A.S

Por Concepto de:

#$27-01-01-827;contrato054de2025;caadesajvalle@cendoj.ramajudicial.gov.co#$

| Item | Código | Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario | % Dscto | IVA | | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | % | Valor | |
| 1 | 221 | SUMINISTRO - e Instalación de Rodamientos anterior Para Motobomba marca IHM-WEG HIDROFLO | und | 7,00 | 150.000,00 | 0,00 | 19 | 199.500,00 | 1.050.000,00 |
| 2 | 221 | SUMINISTRO - e Instalación de Rodamientos Posterior Para Motobomba marca IHM-WEG HIDROFLO | und | 7,00 | 150.000,00 | 0,00 | 19 | 199.500,00 | 1.050.000,00 |
| 3 | 221 | SUMINISTRO - e Instalación de Sellos Mecánicos Tipo 21 X Bomba | und | 7,00 | 80.000,00 | 0,00 | 19 | 106.400,00 | 560.000,00 |
| 4 | 221 | SUMINISTRO - e Instalación de Juego de empaque6307ZZ X Bomba | und | 3,00 | 125.000,00 | 0,00 | 19 | 71.250,00 | 375.000,00 |
| 5 | 221 | SUMINISTRO - e Instalación de Rodamientos anterior Para motobomba marca EBARA modelo 10U9JX | und | 1,00 | 140.000,00 | 0,00 | 19 | 26.600,00 | 140.000,00 |




CUFE: c45968079634c7efa6a83b5b026ec5f68baa792e22e90ab637f32151d8fcaa984cd8f25bf6964dcb51e24604af6f86d9 --Expedición: 28/10/2025 05:03 PM
Fabricante y Proveedor Tecnológico: World Office Colombia SAS NIT 900534356-3 Software: World Office (wo_2)

ENGELEC INGENIERIA S.A.S

NIT: 900417226 - 3

# Factura Electrónica de Venta

## FEE 1509

Documento Oficial de Autorización de Numeración Facturación Electrónica No. 18764085763620 que habilita desde FEE 1251 hasta FEE 1650. Vence 19/12/2026.

Somos Responsables de IVA, No somos Agentes de Retención de IVA. No somos Grandes Contribuyentes, No somos Autorretenedores, Actividad Económica ICA 7112 Tarifa 8,66 y 4321 Tarifa 6,90 Bogotá


Bogotá, D.C. CRA 58 18 63 SUR
Teléfono 5250970
Correo Electrónico contabilidad@engelec.com.co


| Item | Código | Descripción | Unidad | Cantidad | Valor Unitario | % Dscto | IVA % | IVA Valor | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 6 | 221 | SUMINISTRO - e Instalación de Rodamientos Posterior Para motobomba marca EBARA modelo 10U9JX | und | 1,00 | 135.000,00 | 0,00 | 19 | 25.650,00 | 135.000,00 |

Valor en Letras

TRÉS MILLONES NOVECIENTOS TREINTA Y OCHO MIL NOVECIENTOS PESOS

| | |
|---|---|
| TOTAL LINEAS O ITEMS | 6 |
| SUBTOTAL | $ 3.310.000,00 |
| IVA | $ 628.900,00 |
| TOTAL OPERACION | $ 3.938.900,00 |
| TOTAL DOCUMENTO | $ 3.938.900,00 |

Efectué sus pagos: Banco de Bogotá Cuenta de ahorros No 194059291 a nombre de ENGELEC INGENIERIA SAS. Esta factura es un título valor de acuerdo al Art. 774 del Código de Comercio. Una vez aceptada declara haber recibido los bienes y servicios a satisfacción. www.engelec.com.co

Representación gráfica de la factura de venta electrónica

Fecha y Hora de Generación:2025-10-28 16:24:56




CUFE: c45968079634c7efa6a83b5b026ec5f68baa792e22e90ab637f32151d8fcaa984cd8f25bf6964dcb51e24604af6f86d9 --Expedición: 28/10/2025 05:03 PM
Fabricante y Proveedor Tecnológico: World Office Colombia SAS NIT 900534356-3 Software: World Office (wo_2)

**PALACIO DE JUSTICIA CARTAGO**

# INFORME MANTENIMIENTO PREVENTIVO A SUBESTACION DE 112,5 kVA

**Elaboró: Jhon Brandon Andrade**

**Aprobó: Ing. Javier Camilo Andrade M.**

**OCTUBRE 2025**

**CONTENIDO**

**1. ALCANCE ..... 3**

**2. REFERENCIAS Y NORMAS UTILIZADAS ..... 3**

**3. RECURSOS ..... 3**

**4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y LIMPIEZA ..... 4**

**5. RESULTADOS PRUEBAS A TRANSFORMADOR ..... 6**

**5.1 MEDICIÓN DE RELACION DE TRANSFORMACION ..... 6**

**5.2 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS ..... 7**

**Transformador AWA de 112.5 kVA N/S: 11769 ..... 7**

**5.3 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ..... 8**

**5.3.1 GRAFICAS DE TENDENCIA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN EL TIEMPO ..... 9**

**6. REGISTRO FOTOGRAFICO MANTENIMIENTO ..... 11**

**8. CONCLUSIONES ..... 12**

**9. RECOMENDACIONES ..... 13**

## 1. ALCANCE

El objetivo del informe es presentar las actividades ejecutadas a la subestación ubicada dentro del Palacio de Justicia de Cartago (Valle del Cauca), trabajo ejecutado el día 29 de septiembre 2025.

Las actividades de ingeniería realizadas contemplan:

- ✓ Recepción de la subestación al cliente.
- ✓ Inspección Termográfica antes del mantenimiento
- ✓ Maniobras de desconexión acometida y del transformador, trabajos eléctricos sin tensión.
- ✓ Inspección de equipos y tableros.
- ✓ Mantenimiento al local de subestación, limpieza y pintura
- ✓ Mantenimiento general al transformador
- ✓ Mediciones eléctricas: Relación de transformación, resistencia de devanados y resistencia de aislamiento
- ✓ Reconexión del transformador.
- ✓ Mantenimiento celda de entrada y protección.
- ✓ Mantenimiento tableros de baja tensión, limpieza y ajuste de conexiones
- ✓ Medición de resistencia de puesta a tierra.
- ✓ Entrega del transformador a personal designado por el cliente.
- ✓ Inspección termográfica
- ✓ Presentación de informe del trabajo realizado.

## 2. REFERENCIAS Y NORMAS UTILIZADAS

- ✓ RETIE – Reglamento técnico de instalaciones eléctricas – agosto de 2013, Ministerio de Minas y Energía
- ✓ NORMA ICONTEC NTC- 2050 primera actualización - 1998, Código Eléctrico Colombiano.
- ✓ ANSI/IEEE C57.94
- ✓ IEEE Std 62:1995 numeral 6.1.5
- ✓ IEEE Std 62:1995 numeral 6.1.1
- ✓ IEEE Std C57.12.90-2010 (10.10)

## 3. RECURSOS

Para el desempeño de esta actividad se utilizaron los siguientes equipos:

- ✓ Medidor de Resistencia de aislamiento
- ✓ TTR y Microohmímetro
- ✓ Telurometro
- ✓ Equipo de puesta a tierra portátil
- ✓ Pértiga
- ✓ Detector de ausencia de tensión
- ✓ Elementos de protección personal para trabajos eléctricos
- ✓ Herramientas e insumos adecuados para el trabajo.
- ✓ Cámara termográfica
- ✓ Planta eléctrica
- ✓ Sopladora
- ✓ Aspiradora

## 4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y LIMPIEZA

| Registro Fotográfico Subestación Cartago | |
|---|---|
|  | Recepción de subestación al cliente. |
|  | Maniobras de seguridad, Puesta a tierra y desconexión del transformador previa aplicación de las reglas de oro para trabajos eléctricos sin tensión. |
|  | Una vez realizadas las maniobras de seguridad se procede a realizar limpieza de aisladores seccionadores y estructura de la subestación |

| Registro Fotográfico Subestación Cartago | |
|---|---|
|  | Inspección Termográfica antes y después del mantenimiento verificación de voltaje y corriente. |
|  | Ajuste de bornes de conexión. |
|  | Placa de transformador. |

## 5. RESULTADOS PRUEBAS A TRANSFORMADOR

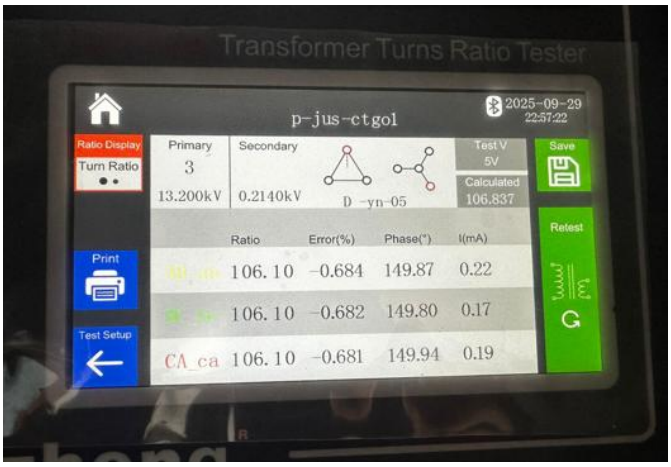
### 5.1 MEDICIÓN DE RELACION DE TRANSFORMACION

| Transformador AWA de 112.5 kVA N/S: 11769 | |
|---|---|
| **Voltaje Nominal Alta Tensión** | 13200 V |
| **Voltaje Nominal Baja Tensión** | 214 V |
| **Grupo de Conexión** | Dyn5 |
| **Posición del Tap** | 3 |
| **Clase** | H |
| **Referencia del Equipo** | Huazheng Hz-TTR80A XLI223250063 |

| TAP | TENSIÓN DE PLACA | RELACIÓN TEORICA | A | % | B | % | C | % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 3 | 13200 | 106,837 | 106,100 | -0,69% | 106,100 | -0,69% | 106,100 | -0,69% |

**Registro Fotográfico Transformador AWA de 112.5 kVA**






Observaciones:

- La norma técnica NTC-380:01 establece que el valor máximo de tolerancia para esta prueba este dentro +/-0,5% del valor teórico.
- En este caso los valores de relación de transformación son homogéneos, pero no se encuentran dentro del rango estipulado por la norma. Aun así, los valores son muy cercanos a los valores normativos.

## 5.2 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

| **Transformador AWA de 112.5 kVA N/S: 11769** | | | |
|---|---|---|---|
| **Rango de Medida AT** | Ohmios | **Corriente** | 200 mA |
| **Rango de Medida BT** | Mili ohmios | **Corriente** | 5 A |
| **Temperatura de Prueba** | 25ºC | **Humedad** | 60% |
| **Temperatura de Ref.** | 75°C | **Ref. Equipo** | Huazheng Hz-3320B XLO434250001 |

Sin corrección de temperatura:

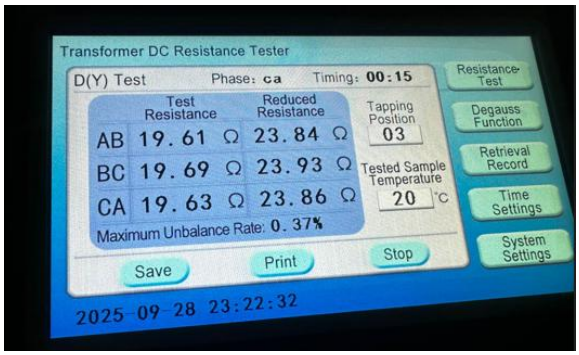
| | **FASE 1** | | **FASE 2** | | **FASE 3** | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **ALTA** | **BAJA** | **ALTA** | **BAJA** | **ALTA** | **BAJA** |
| TAP 3 | 19,61 | 4,958 | 19,69 | 4,978 | 19,63 | 4,997 |

Con corrección de temperatura:

| | **FASE 1** | | **FASE 2** | | **FASE 3** | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **ALTA** | **BAJA** | **ALTA** | **BAJA** | **ALTA** | **BAJA** |
| TAP 3 | 23,39 | 5,91 | 23,48 | 5,94 | 23,41 | 5,96 |

**Registro Fotográfico Transformador AWA de 112.5 kVA**





Observaciones:

- En la prueba de resistencia de devanados los valores medidos pueden ser empleados en la detección de espiras en corto o en circuito abierto.
- Aunque la norma técnica no menciona valores de tolerancia, los fabricantes de transformadores aceptan tener como máxima desviación entre cada fase y promedio un 5,0%, lo cual se utiliza como referencia cuando no se tiene el protocolo del fabricante.
- Los valores de la resistencia óhmica de los devanados son homogéneos en AT y en BT.

## 5.3 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

| **Marca** | AWA | **Serie** | 11769 | **Tensión de prueba** |
|---|---|---|---|---|
| **Voltaje nominal primario** | | 13200 V | **Tensión aplicada** | 5000 V DC |
| **Voltaje nominal secundario** | | 214 V | **Tensión aplicada** | 500 V DC |
| **Temperatura de prueba** | | 25°C | **Clase transformador** | H |
| **Temperatura de referencia** | | 25°C | **Modelo** | MI 3210 |

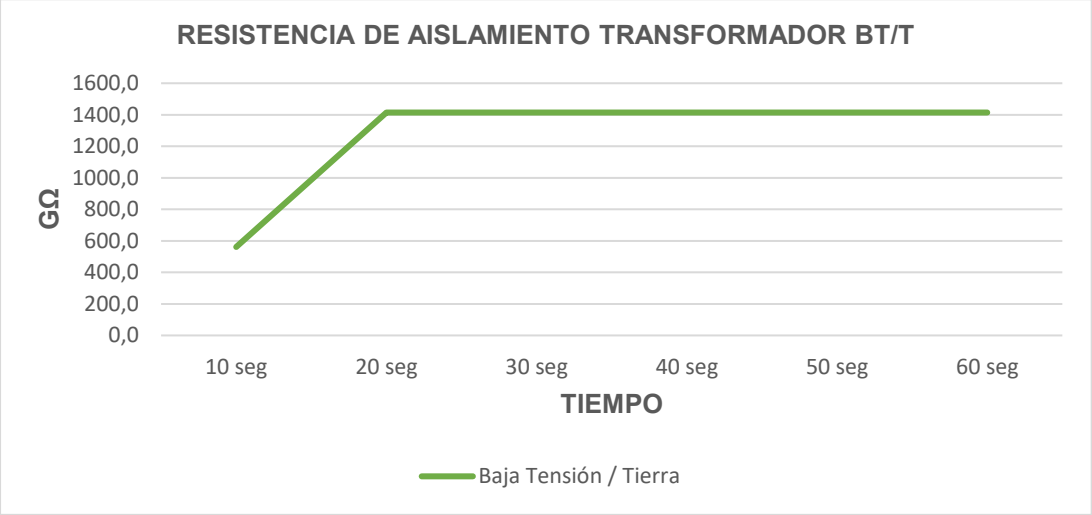
| **Tensión de servicio equipo** | **Tensión continua de prueba** |
|---|---|
| 24-50 V | 50-100 VDC |
| 50-100 V | 100-250 VDC |
| 100-240 V | 250-500 VDC |
| 440-550 V | 500-1000 VDC |
| 2400 V | 1000-2500 VDC |
| 4100 V | 1000-5000 VDC |
| 5000-12000 V | 2500-5000 VDC |
| >12000 V | 5000-10000 VDC |

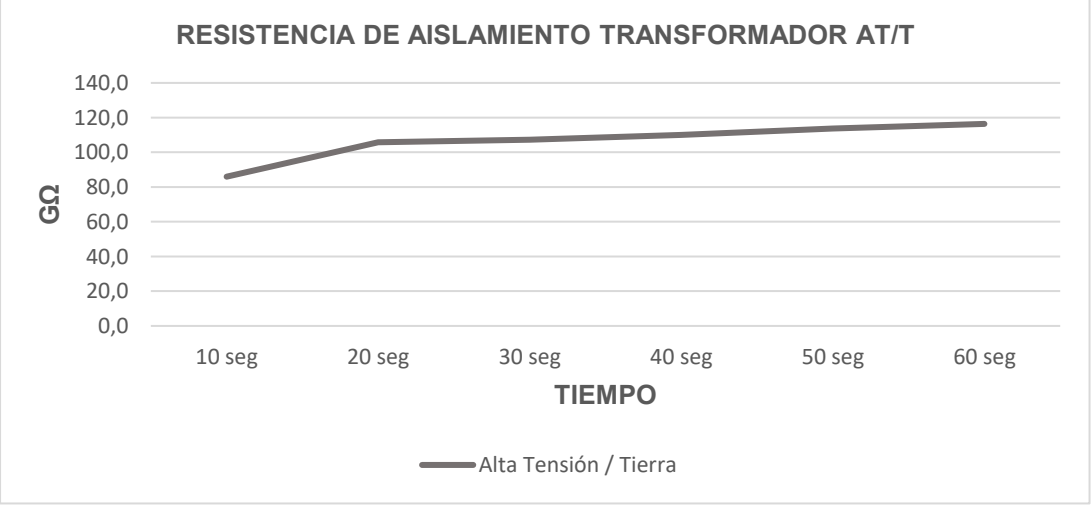
La tabla anterior muestra las tensiones de prueba recomendadas en función de las tensiones de servicio en las instalaciones y equipos (obtenida de la guía IEEE 43).

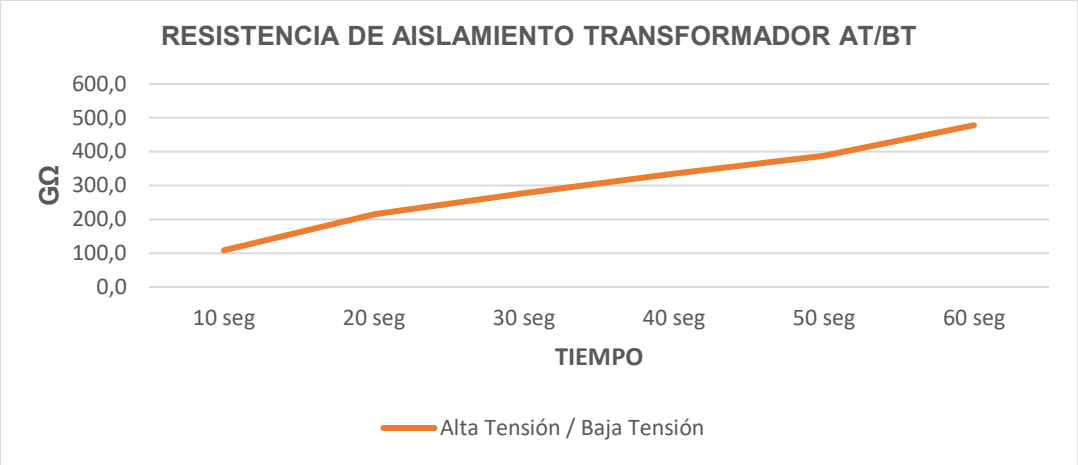
| **VALORES TOMADOS A TEMPERATURA REAL (GΩ)** | | | |
|---|---|---|---|
| **Tiempo** | **Baja Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Baja Tensión** |
| 10 seg | 397 | 60,8 | 76,8 |
| 20 seg | 1000 | 74,8 | 152 |
| 30 seg | 1000 | 75,9 | 196 |
| 40 seg | 1000 | 77,8 | 237 |
| 50 seg | 1000 | 80,4 | 274 |
| 60 seg | 1000 | 82,3 | 338 |

| VALORES CORREGIDOS A TEMPERATURA DE 20˚ C (GΩ) | | | |
|---|---|---|---|
| **Tiempo** | **Baja Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Baja Tensión** |
| 10 seg | 561,4 | 86,0 | 108,6 |
| 20 seg | 1414,2 | 105,8 | 215,0 |
| 30 seg | 1414,2 | 107,3 | 277,2 |
| 40 seg | 1414,2 | 110,0 | 335,2 |
| 50 seg | 1414,2 | 113,7 | 387,5 |
| 60 seg | 1414,2 | 116,4 | 478,0 |

### 5.3.1 GRAFICAS DE TENDENCIA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN EL TIEMPO



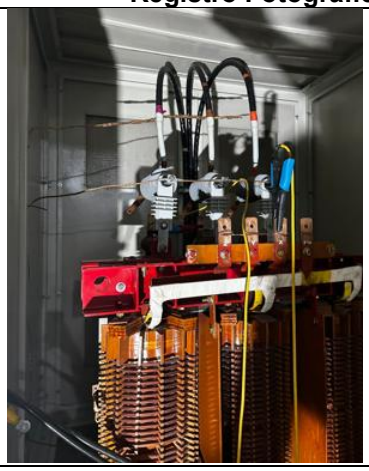



En las gráficas se evidencia una tendencia creciente de la resistencia de aislamiento en el transcurso del tiempo.

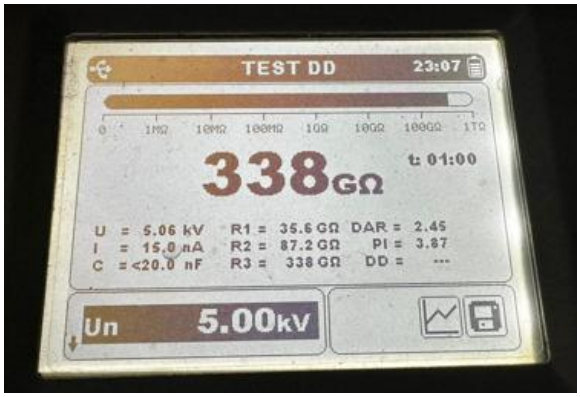
De acuerdo con la norma ANSI / IEEE C57.94 sobre los valores de resistencia de aislamiento de transformadores secos indica que en el evento en el que el fabricante del equipo no sugiera valores, las mediciones mínimas recomendadas deben ser:

| DEVANADO CLASE kV | RESISTENCIA MEDIDA EN MEGAOHMIOS |
|---|---|
| 1.2 | 600 |
| 2.5 | 1000 |
| 5.0 | 1500 |
| 8.7 | 2000 |
| 15.0 | 3000 |

**Registro Fotográfico Transformador AWA de 112.5 kVA**

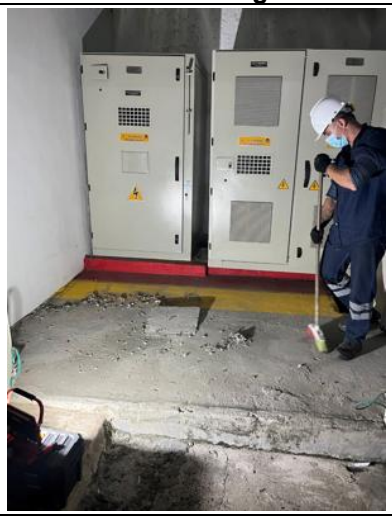
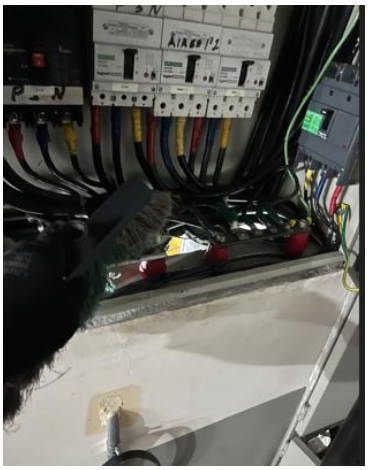


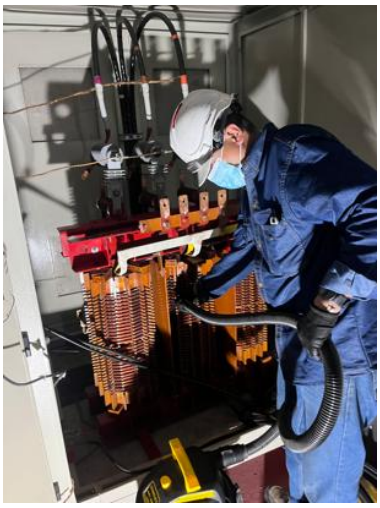


| | |
|---|---|
|   |   |

| Observaciones: |
|---|
| ➢ De acuerdo a los resultados, los valores de aislamiento medidos entre los devanados en las combinaciones Baja tensión / tierra, Alta tensión / tierra y Alta tensión / baja tensión, son superiores a lo calculado estando acorde con el estándar requerido. |

## 6. REGISTRO FOTOGRAFICO MANTENIMIENTO

| **Registro Fotográfico Subestación Cartago** | |
|---|---|
|  |  |

| | |
|---|---|
|  |  |
|  |  |

## 7. CONCLUSIONES

- Los resultados de las pruebas de relación de transformación no exceden el 0.5% estipulado por la norma.
- Los resultados de resistencia de devanados son homogéneos entre sí, él transformador indica una condición satisfactoria.
- Los valores de resistencia de aislamiento están acorde a los rangos establecidos.
- Se evidencia que la conexión entre los bobinados de la fase 3 se encuentra desajustada, en comparación de las otras conexiones, esto puede causar fallas inesperadas en el transformador.
- Se realiza retorqueo de todas las conexiones del transformador y tableros, debido a que algunas se encontraron flojas, el reapriete se realiza de acuerdo a la capacidad de torque de los tornillos de cada una de las conexiones.

## 8. RECOMENDACIONES

- Mantener los equipos en observación y verificar periódicamente las condiciones de operación.
- Realizar pruebas eléctricas cuando se observe cambios en los voltajes de salida, calentamientos y otras situaciones anormales del comportamiento eléctrico del transformador.
- Realizar mantenimiento preventivo una vez al año que incluya, pruebas eléctricas, mediciones de puesta a tierra y termografía para hacer seguimiento del estado del transformador.
- Se sugiere prever la reparación de la conexión entre los bobinados del transformador en fábrica en un lapso de mediano plazo, con el fin de prever y evitar fallas no previstas.

**PALACIO DE JUSTICIA ROLDANILLO**

# INFORME MANTENIMIENTO PREVENTIVO A SUBESTACION DE 75 kVA

**Elaboró: Jhon Brandon Andrade**

**Aprobó: Ing. Javier Camilo Andrade M.**

**OCTUBRE DE 2025**

CONTENIDO

1. ALCANCE ....3
2. REFERENCIAS Y NORMAS UTILIZADAS ....3
3. RECURSOS ....3
4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y LIMPIEZA ....4
5. RESULTADOS PRUEBAS A TRANSFORMADOR ....5
5.1 MEDICIÓN DE RELACION DE TRANSFORMACION ....5
5.2 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS ....6
Transformador MAGNETRON de 75 kVA ....6
5.3 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ....7
5.3.1 GRAFICAS DE TENDENCIA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN EL TIEMPO ....9
5.3.2 INDICE DE ABSORCION ....10
5 REGISTRO FOTOGRAFICO MANTENIMIENTO ....12
6 CONCLUSIONES ....13
7 RECOMENDACIONES ....13

## 1. ALCANCE

El objetivo del informe es presentar las actividades ejecutadas a la subestación ubicada dentro del Palacio de Justicia de Roldanillo (Valle del Cauca), trabajo ejecutado el día 30 de septiembre de 2025.

Las actividades de ingeniería realizadas contemplan:

- ✓ Recepción de la subestación al cliente.
- ✓ Inspección Termográfica antes del mantenimiento
- ✓ Maniobras de desconexión acometida y del transformador, trabajos eléctricos sin tensión.
- ✓ Inspección de equipos y tableros.
- ✓ Mantenimiento al local de subestación, limpieza y pintura
- ✓ Mantenimiento general al transformador
- ✓ Mediciones eléctricas: Relación de transformación, resistencia de devanados y resistencia de aislamiento
- ✓ Reconexión del transformador.
- ✓ Mantenimiento celda de entrada y protección.
- ✓ Mantenimiento tableros de baja tensión, limpieza y ajuste de conexiones
- ✓ Medición de resistencia de puesta a tierra.
- ✓ Entrega del transformador a personal designado por el cliente.
- ✓ Inspección termográfica
- ✓ Presentación de informe del trabajo realizado.

## 2. REFERENCIAS Y NORMAS UTILIZADAS

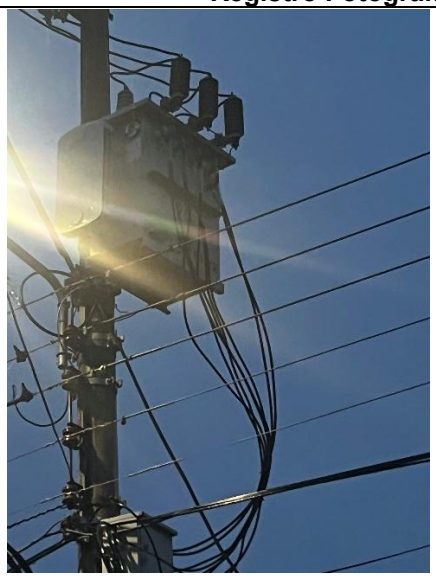
- ✓ RETIE – Reglamento técnico de instalaciones eléctricas – agosto de 2013, Ministerio de Minas y Energía
- ✓ NORMA ICONTEC NTC- 2050 primera actualización - 1998, Código Eléctrico Colombiano.
- ✓ ANSI/IEEE C57.94
- ✓ IEEE Std 62:1995 numeral 6.1.5
- ✓ IEEE Std 62:1995 numeral 6.1.1
- ✓ IEEE Std C57.12.90-2010 (10.10)

## 3. RECURSOS

Para el desempeño de esta actividad se utilizaron los siguientes equipos:

- ✓ Medidor de Resistencia de aislamiento
- ✓ TTR y Microohmímetro
- ✓ Telurometro
- ✓ Equipo de puesta a tierra portátil
- ✓ Pértiga
- ✓ Detector de ausencia de tensión
- ✓ Elementos de protección personal para trabajos eléctricos
- ✓ Herramientas e insumos adecuados para el trabajo.
- ✓ Cámara termográfica
- ✓ Planta eléctrica
- ✓ Sopladora
- ✓ Aspiradora

## 4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y LIMPIEZA

| Registro Fotográfico Subestación Roldanillo | |
|---|---|
|  | Recepción de transformador. |
|  | Maniobras de seguridad, Puesta a tierra y desconexión del transformador previa aplicación de las reglas de oro para trabajos eléctricos sin tensión. |
|  | Una vez realizadas las maniobras de seguridad se procede a realizar limpieza de aisladores seccionadores y estructura de la subestación |

| Registro Fotográfico Subestación Roldanillo | |
|---|---|
|   | Placa de transformador. |
|  | Tap actual del transformador |

## 5. RESULTADOS PRUEBAS A TRANSFORMADOR

### 5.1 MEDICIÓN DE RELACION DE TRANSFORMACION

| Transformador MAGNETRON de 75 kVA N/S: 441634 | |
|---|---|
| **Voltaje Nominal Alta Tensión** | 13200 V |
| **Voltaje Nominal Baja Tensión** | 225 V |
| **Grupo de Conexión** | Dyn5 |
| **Posición del Tap** | 3 |

| | |
|---|---|
| **Clase** | Ao |
| **Referencia del Equipo** | TTR Metrel MI 3280 |

| TAP | TENSIÓN DE PLACA | RELACIÓN TEORICA | A | % | B | % | C | % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 3 | 12870 | 99,073 | 99,032 | -0,04% | 99,031 | -0,04% | 99,034 | -0,04% |

**Registro Fotográfico Transformador MAGNETRON de 75 kVA**






Observaciones:

- La norma técnica NTC-380:01 establece que el valor máximo de tolerancia para esta prueba este dentro +/-0,5% del valor teórico.
- En este caso los valores de relación de transformación son homogéneos, pero no se encuentran dentro del rango estipulado por la norma. Aun así, los valores son muy cercanos a los valores normativos.

## 5.2 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

| Transformador MAGNETRON de 75 kVA | | | |
|---|---|---|---|
| **Rango de Medida AT** | Ohmios | **Corriente** | 100 mA |
| **Rango de Medida BT** | Mili ohmios | **Corriente** | 2 A |
| **Temperatura de Prueba** | 22ºC | **Humedad** | 78% |
| **Temperatura de Ref.** | 25°C | **Ref. Equipo** | MI 3242 |

Sin corrección de temperatura:

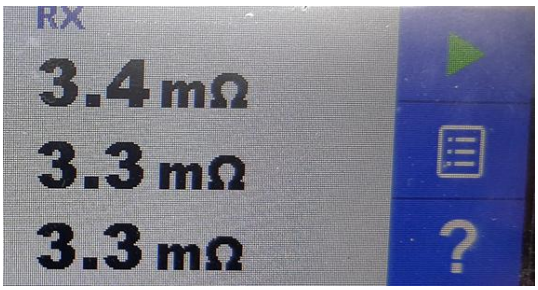
| | FASE 1 | | FASE 2 | | FASE 3 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | ALTA | BAJA | ALTA | BAJA | ALTA | BAJA |
| TAP 3 | 45,27 Ω | 3,4 mΩ | 45,31 Ω | 3,3 mΩ | 45,52 Ω | 3,3 mΩ |

Con corrección de temperatura:

| | FASE 1 | | FASE 2 | | FASE 3 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | ALTA | BAJA | ALTA | BAJA | ALTA | BAJA |
| TAP 3 | 53,99 Ω | 4,06 mΩ | 54,04 Ω | 3,94 mΩ | 54,29 Ω | 3,94 mΩ |

**Registro Fotográfico Transformador AWA de 112.5 kVA**






Observaciones:

- En la prueba de resistencia de devanados los valores medidos pueden ser empleados en la detección de espiras en corto o en circuito abierto.
- Aunque la norma técnica no menciona valores de tolerancia, los fabricantes de transformadores aceptan tener como máxima desviación entre cada fase y promedio un 5,0%, lo cual se utiliza como referencia cuando no se tiene el protocolo del fabricante.
- Los valores de la resistencia óhmica de los devanados son homogéneos en AT y en BT.

### 5.3 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Los fabricantes de equipos de medición de resistencia de aislamiento han desarrollado un criterio sobre el valor de resistencia de aislamiento mínima este criterio está dado por la siguiente ecuación:

$$R = \frac{C * E}{\sqrt{KVA}}$$

Donde:

R= Resistencia de aislamiento en mega ohmios

C= 1.6 factor de corrección por temperatura
E= Voltaje del devanado bajo prueba
kVA= Potencia del transformador bajo prueba

Para 75 kVA:
RMT (15000 V) = 2771.28 Mega Ohmios= 2.77 Giga Ohmios
RBT (1000 V) = 184.7 Mega Ohmios= 0.18 Giga Ohmios

| **Marca** | MAGNETRON | **Serie** | 441634 | **Tensión de prueba** |
|---|---|---|---|---|
| **Voltaje nominal primario** | | 13200 V | **Tensión aplicada** | 5000 V DC |
| **Voltaje nominal secundario** | | 225 V | **Tensión aplicada** | 500 V DC |
| **Temperatura de prueba** | | 26°C | **Clase transformador** | Ao |
| **Temperatura de referencia** | | 26°C | **Modelo** | MI 2077 |

| **Tensión de servicio equipo** | **Tensión continua de prueba** |
|---|---|
| 24-50 V | 50-100 VDC |
| 50-100 V | 100-250 VDC |
| 100-240 V | 250-500 VDC |
| 440-550 V | 500-1000 VDC |
| 2400 V | 1000-2500 VDC |
| 4100 V | 1000-5000 VDC |
| 5000-12000 V | 2500-5000 VDC |
| >12000 V | 5000-10000 VDC |

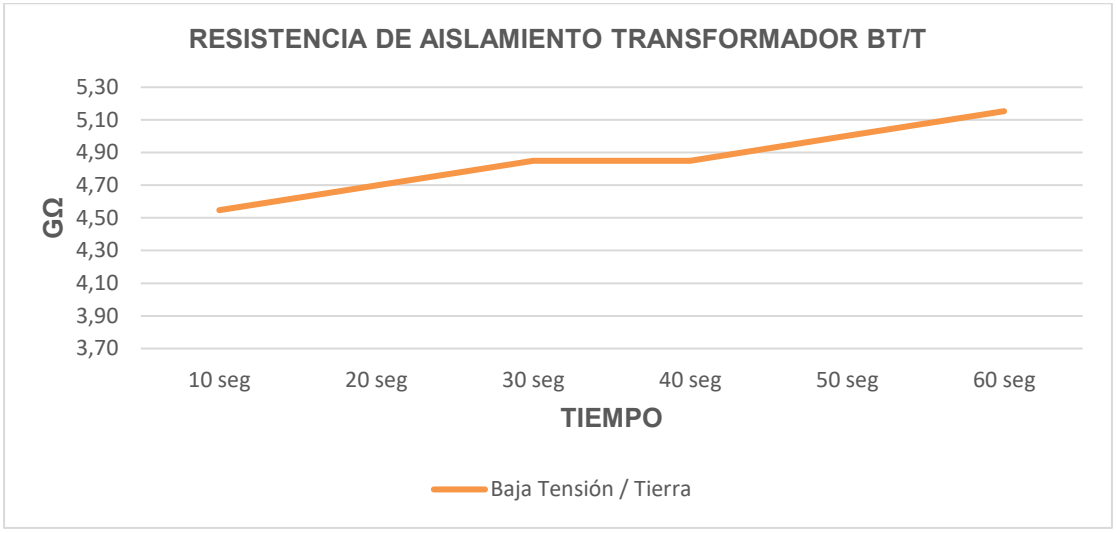
La tabla anterior muestra las tensiones de prueba recomendadas en función de las tensiones de servicio en las instalaciones y equipos (obtenida de la guía IEEE 43).

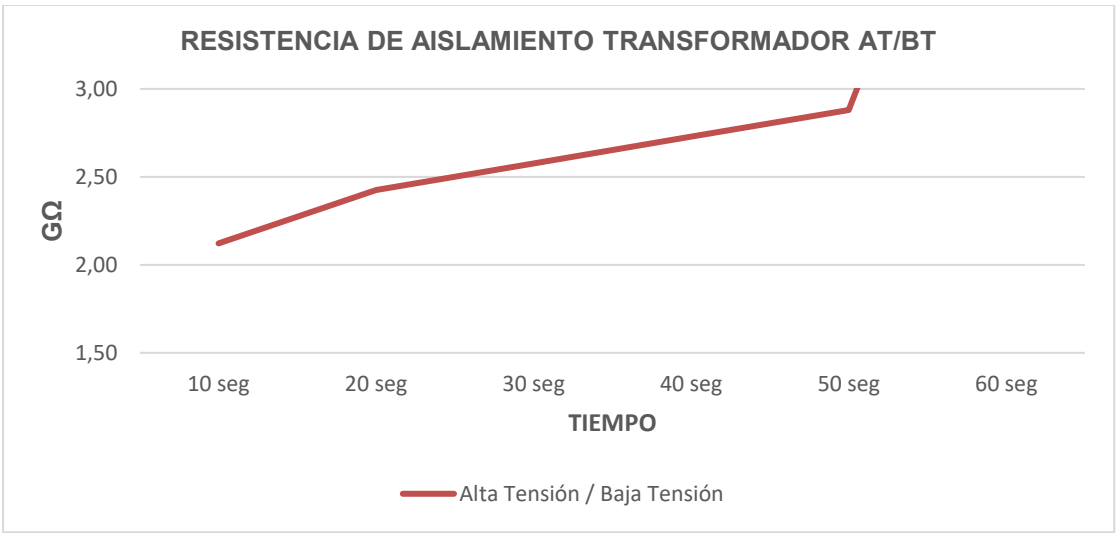
| **VALORES TOMADOS A TEMPERATURA REAL (GΩ)** | | | |
|---|---|---|---|
| **Tiempo** | **Baja Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Baja Tensión** |
| 10 seg | 3 | 1,3 | 1,4 |
| 20 seg | 3,10 | 1,4 | 1,6 |
| 30 seg | 3,2 | 1,7 | 1,7 |
| 40 seg | 3,2 | 1,8 | 1,8 |
| 50 seg | 3,3 | 1,9 | 1,9 |
| 60 seg | 3,4 | 6,99 | 3,42 |

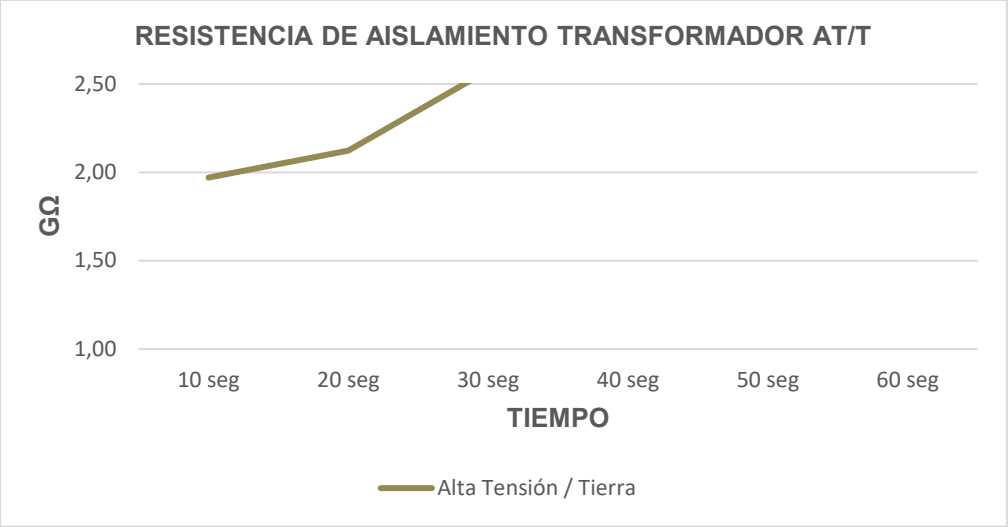
| **VALORES CORREGIDOS A TEMPERATURA DE 20˚ C (GΩ)** |
|---|

| Tiempo | Baja Tensión / Tierra | Alta Tensión / Tierra | Alta Tensión / Baja Tensión |
|---|---|---|---|
| 10 seg | 4,55 | 1,97 | 2,12 |
| 20 seg | 4,70 | 2,12 | 2,43 |
| 30 seg | 4,85 | 2,58 | 2,58 |
| 40 seg | 4,85 | 2,73 | 2,73 |
| 50 seg | 5,00 | 2,88 | 2,88 |
| 60 seg | 5,15 | 10,59 | 5,18 |

### 5.3.1 GRAFICAS DE TENDENCIA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN EL TIEMPO






En las gráficas se evidencia una tendencia creciente de la resistencia de aislamiento en el transcurso del tiempo.

Dados los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento se considera que el estado actual de aislamiento de los transformadores es aceptable de acuerdo a los valores mínimos establecidos por el cálculo de la formula en el capítulo **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

### 5.3.2 INDICE DE ABSORCION

También es usual efectuar cocientes entre lecturas tomadas a diferentes intervalos de tiempo. Para este caso, se denomina índice de absorción cociente efectuado entre los datos tomados a los 60 y 30 segundos, arrojando los siguientes resultados:

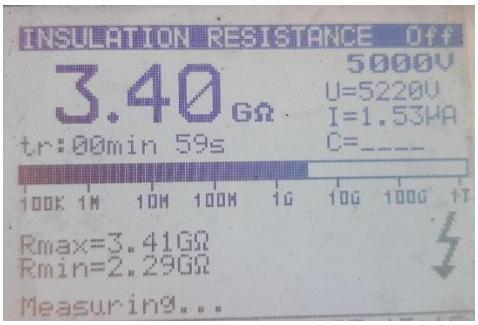
| Transformador | Baja Tensión / Tierra | Alta Tensión / Tierra | Alta Tensión / Baja Tensión |
|---|---|---|---|
| **TR 75 kVA** | 1,03 | 1,08 | 1,14 |

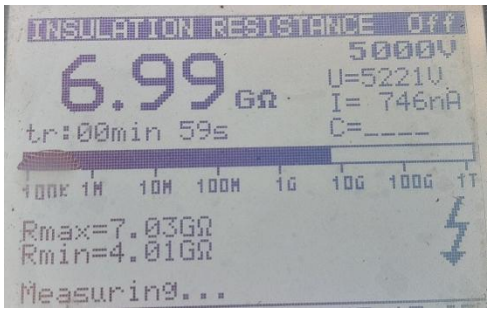
La firma Megger, fabricante de equipos de medición con base en su amplia experiencia ha desarrollado la siguiente tabla:

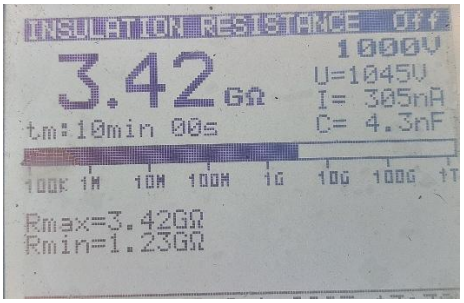
| Condición de aislamiento | Índice. Absorción 60/30 seg. |
|---|---|
| Peligroso | <1,0 |
| Aceptable | 1,0 a 1,25 |
| Bueno | 1,4 a 1,6 |
| Excelente | >1,6 |

Tabla de Parámetros utilizada para la interpretación de los resultados obtenidos en la prueba de resistencia de aislamiento.

**Registro Fotográfico Transformador MAGNETRON de 75 kVA**



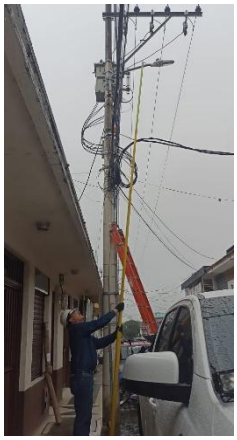



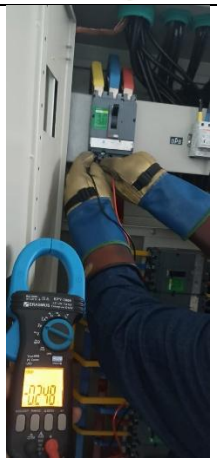




Observaciones:

- De acuerdo a los resultados, los valores de aislamiento medidos entre los devanados en las combinaciones Baja tensión / tierra, Alta tensión / tierra y Alta tensión / baja tensión, son superiores a lo calculado estando acorde con el estándar requerido.

## 5 REGISTRO FOTOGRAFICO MANTENIMIENTO

| Registro Fotográfico Subestación Roldanillo | |
|---|---|
|  |  |
|  |  |
|  |  |

| | |
|---|---|
|  |  |

## 6 CONCLUSIONES

- Los resultados de las pruebas de relación de transformación no exceden el 0.5% estipulado por la norma.
- Los resultados de resistencia de devanados son homogéneos entre sí, él transformador indica una condición satisfactoria.
- Los valores de resistencia de aislamiento están acorde a los rangos establecidos.
- El transformador se encuentra en buenas condiciones

## 7 RECOMENDACIONES

- Realizar mantenimientos periódicos al menos 1 vez cada año
- Mantener los equipos en observación y verificar periódicamente las condiciones de operación.
- Realizar pruebas eléctricas cuando se observe cambios en los voltajes de salida, calentamientos y otras situaciones anormales del comportamiento eléctrico del transformador.

**PALACIO DE JUSTICIA CALI**

# INFORME MANTENIMIENTO PREVENTIVO A SUBESTACION y TRANSFORMADORES DE 500kVA - 1000kVA - 1250 kVA

**Elaboró: Jhon Brandon Andrade**

**Aprobó: Ing. Javier Camilo Andrade M.**

**OCTUBRE 2025**

**CONTENIDO**

**1. ALCANCE** ..... **3**

**2. REFERENCIAS Y NORMAS UTILIZADAS** ..... **3**

**3. RECURSOS** ..... **3**

**4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y LIMPIEZA** ..... **4**

**5. RESULTADOS PRUEBAS A TRANSFORMADOR** ..... **5**

**5.1 MEDICIÓN DE RELACION DE TRANSFORMACION** ..... **5**

**5.2 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS** ..... **7**

**5.3 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO** ..... **9**

**5.3.1 VALORES MÍNIMOS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO** ..... ¡Error! Marcador no definido.

**5.3.2 GRAFICAS DE TENDENCIA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO TR 500 kVA...** ¡Error! Marcador no definido.

**5.3.3 GRAFICAS DE TENDENCIA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO TR 1000 kVA.** ¡Error! Marcador no definido.

**5.3.4 GRAFICAS DE TENDENCIA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO TR 1250 kVA.** ¡Error! Marcador no definido.

**6. REGISTRO FOTOGRAFICO MANTENIMIENTO** ..... **12**

**7. CONCLUSIONES** ..... **14**

**8. RECOMENDACIONES** ..... **14**

## 1. ALCANCE

El objetivo del informe es presentar las actividades ejecutadas a la subestación ubicada en el Palacio de Justicia de Cali (Valle del Cauca) trabajo ejecutado el día 24 de septiembre de 2025.

Las actividades de ingeniería realizadas contemplan:

- ✓ Recepción de la subestación al cliente.
- ✓ Inspección Termográfica antes del mantenimiento
- ✓ Maniobras de desconexión acometida y del transformador, trabajos eléctricos sin tensión.
- ✓ Inspección de equipos y tableros.
- ✓ Mantenimiento al local de subestación, limpieza y pintura
- ✓ Mantenimiento general al transformador
- ✓ Mediciones eléctricas: Relación de transformación, resistencia de devanados y resistencia de aislamiento
- ✓ Reconexión del transformador.
- ✓ Mantenimiento celda de entrada y protección.
- ✓ Mantenimiento tableros de baja tensión, limpieza y ajuste de conexiones
- ✓ Medición de resistencia de puesta a tierra.
- ✓ Entrega del transformador a personal designado por el cliente.
- ✓ Inspección termográfica
- ✓ Presentación de informe del trabajo realizado.

## 2. REFERENCIAS Y NORMAS UTILIZADAS

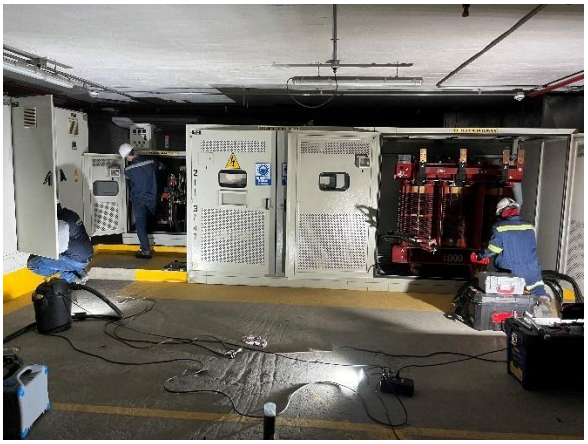
- ✓ RETIE – Reglamento técnico de instalaciones eléctricas – agosto de 2013, Ministerio de Minas y Energía
- ✓ NORMA ICONTEC NTC- 2050 primera actualización - 1998, Código Eléctrico Colombiano.
- ✓ ANSI/IEEE C57.94
- ✓ IEEE Std 62:1995 numeral 6.1.5
- ✓ IEEE Std 62:1995 numeral 6.1.1
- ✓ IEEE Std C57.12.90-2010 (10.10)

## 3. RECURSOS

Para el desempeño de esta actividad se utilizaron los siguientes equipos:

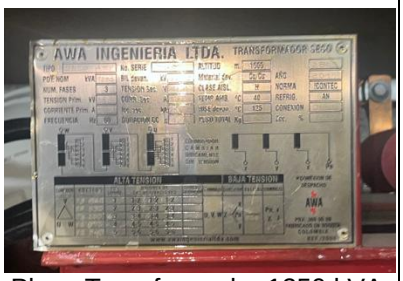
- ✓ Medidor de Resistencia de aislamiento
- ✓ TTR y Microohmímetro
- ✓ Telurometro
- ✓ Equipo de puesta a tierra portátil
- ✓ Pértiga
- ✓ Detector de ausencia de tensión
- ✓ Elementos de protección personal para trabajos eléctricos
- ✓ Herramientas e insumos adecuados para el trabajo.
- ✓ Cámara termográfica
- ✓ Planta eléctrica

## 4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y LIMPIEZA

| Registro Fotográfico Subestación Cali | |
|---|---|
|   | Recepción de subestación al cliente. |
|  | Maniobras de seguridad para des energización de la subestación, Puesta a tierra y desconexión del transformador previa aplicación de las reglas de oro para trabajos eléctricos sin tensión. |
|  | Una vez realizadas las maniobras de seguridad se procede a realizar limpieza de la subestación y pruebas eléctricas |

<table>
<tr><th colspan="3">Registro Fotográfico Subestación Cali</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>Retorqueo de conexiones</td></tr>
<tr><td>

Placa Transformador de 500 kVA</td><td>

Placa Transformador 100 kVA</td><td>

Placa Transformador 1250 kVA</td></tr>
</table>

## 5. RESULTADOS PRUEBAS A TRANSFORMADORES

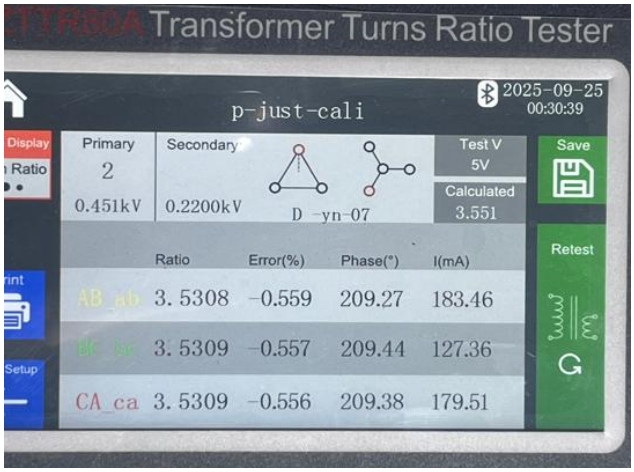
### 5.1 MEDICIÓN DE RELACION DE TRANSFORMACION

| TRANSFORMADOR | 500 kVA | 1000 kVA | 1250 kVA |
|---|---|---|---|
| **Marca** | ABC | AWA | AWA |
| **N° de serie** | 726817 | 2864 | 2865 |
| **Año de fabricación** | 2017 | 2011 | 2011 |
| **Voltaje Nominal Alta Tensión** | 220 V | 13200 V | 13200 V |
| **Voltaje Nominal Baja Tensión** | 440 V | 216 V | 460 V |
| **Grupo de Conexión** | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Posición del Tap** | 3 | 3 | 1 |
| **Referencia de equipo de medida** | Huazheng Hz-TTR80A XLI223250063 | | |

| **Transformador 500 kVA** | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **TAP** | **TENSIÓN DE PLACA** | **RELACIÓN TEORICA** | **A** | **%** | **B** | **%** | **C** | **%** |
| 3 | 440 | 3,551 | 3,5308 | -0,5% | 3,5309 | -0,5% | 3,5309 | -0,5% |

**Registro Fotográfico Transformador de 500 kVA**



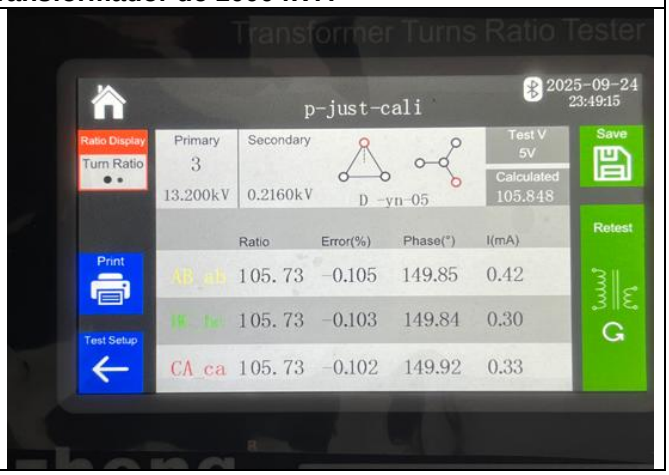




| **Transformador 1000 kVA** | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **TAP** | **TENSIÓN DE PLACA** | **RELACIÓN TEORICA** | **A** | **%** | **B** | **%** | **C** | **%** |
| 3 | 13200 | 105,848 | 105,730 | -0,11% | 105,730 | -0,11% | 105,730 | -0,11% |

**Registro Fotográfico Transformador de 1000 kVA**

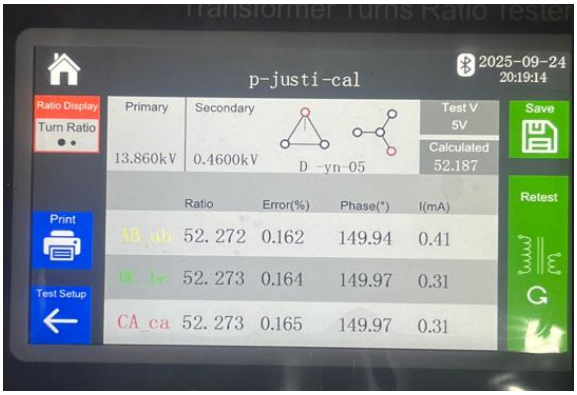




| Transformador 1250 kVA | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **TAP** | **TENSIÓN DE PLACA** | **RELACIÓN TEORICA** | **A** | **%** | **B** | **%** | **C** | **%** |
| 1 | 13860 | 52,187 | 52,272 | 0,162% | 52,273 | 0,164% | 52,273 | 0,164% |

**Registro Fotográfico Transformador de 1250 kVA**






Observaciones:

- La norma técnica NTC-380:01 establece que el valor máximo de tolerancia para esta prueba este dentro +/-0,5% del valor teórico.
- En este caso los valores de relación de transformación son homogéneos y se encuentran dentro del rango estipulado por la norma.

## 5.2 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

| Datos de Referencia | | | |
|---|---|---|---|
| **Rango de Medida AT** | Ohmios | **Corriente** | 10 mA |
| **Rango de Medida BT** | Mili ohmios | **Corriente** | 2 A |
| **Temperatura de Prueba** | 29ºC | **Humedad** | 59% |
| **Temperatura de Ref.** | 75°C | **Ref. Equipo** | Huazheng Hz-3320B XLO434250001 |

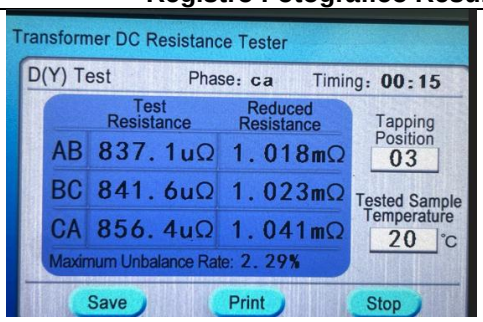
- Resultado sin corrección por temperatura:

| TRANSFORMADOR | | FASE 1 | | FASE 2 | | FASE 3 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | ALTA Ω | BAJA Ω | ALTA Ω | BAJA Ω | ALTA Ω | BAJA Ω |
| 500 kVA | TAP 3 | 837,1 uΩ | 5,94 mΩ | 841,6 uΩ | 5,39 mΩ | 856,4 uΩ | 5,7 mΩ |
| 1000 kVA | TAP 3 | 1,423 Ω | 418 uΩ | 1,421 Ω | 408 uΩ | 1,418 Ω | 423 uΩ |
| 1250 kVA | TAP 1 | 1,255 | 1,255 | 1,268 | 1,23 | 1,262 | 1,223 |

- Resultado con corrección por temperatura:

| TRANSFORMADOR | | FASE 1 | | FASE 2 | | FASE 3 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | ALTA Ω | BAJA Ω | ALTA Ω | BAJA Ω | ALTA Ω | BAJA Ω |
| 500 kVA | TAP 3 | 983,24 uΩ | 6,98 mΩ | 988,52 uΩ | 6,33 mΩ | 1005,90 uΩ | 6,70 mΩ |
| 1000 kVA | TAP 3 | 1,67 Ω | 490,97 uΩ | 1,67 Ω | 479,23 uΩ | 1,67 Ω | 496,84 uΩ |
| 1250 kVA | TAP 1 | 1,47 Ω | 1,47 mΩ | 1,49 Ω | 1,44 mΩ | 1,48 Ω | 1,44 mΩ |

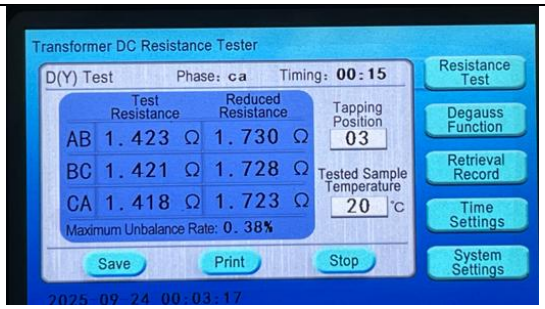
**Registro Fotográfico Resultados de Resistencia de Devanados**



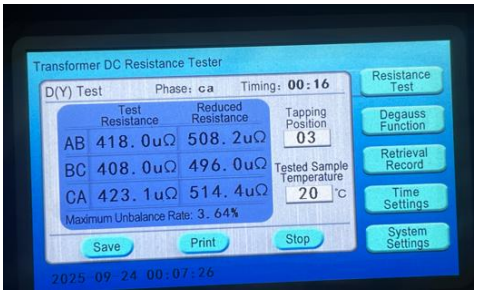

TR de 500 kVA lado 220V



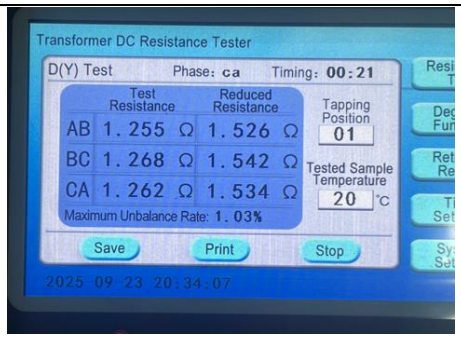

TR de 500 kVA lado 440V




TR 1000 kVA lado Alta




TR 1000 kVA lado Baja




TR 1250 kVA lado Alta




TR 1250 kVA lado Baja

| Observaciones: |
|---|
| ➢ En la prueba de resistencia de devanados los valores medidos pueden ser empleados en la detección de espiras en corto o en circuito abierto.<br><br>➢ Aunque la norma técnica no menciona valores de tolerancia, los fabricantes de transformadores aceptan tener como máxima desviación entre cada fase y promedio un 5,0%, lo cual se utiliza como referencia cuando no se tiene el protocolo del fabricante.<br><br>➢ Los valores de la resistencia óhmica de los devanados son homogéneos en AT y en BT. |

### 5.3 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

| **Datos de Referencia transformadores 500, 100 y 1250 kVA** | | | **Tensión de prueba** |
|---|---|---|---|
| **Vn primario TR 500 kVA** | 220 V | **Vn primario TR 1250 kVA** | 13200 V |
| **Vn secundario TR 500 kVA** | 440 V | **Vn secundario TR 1250 kVA** | 460 V |
| **Vn primario TR 1000 kVA** | 13200 V | **Tensión aplicada** | 5000 V DC |
| **Vn secundario TR 1000 kVA** | 216 V | **Tensión aplicada** | 500 V DC |
| **Temperatura de prueba** | 29°C | **Clase transformadores** | H |
| **Temperatura de referencia** | 20°C | **Modelo equipo prueba** | METREL MI 3210 |

| **Tensión de servicio equipo** | **Tensión continua de prueba** |
|---|---|
| 24-50 V | 50-100 VDC |
| 50-100 V | 100-250 VDC |
| 100-240 V | 250-500 VDC |
| 440-550 V | 500-1000 VDC |
| 2400 V | 1000-2500 VDC |
| 4100 V | 1000-5000 VDC |
| 5000-12000 V | 2500-5000 VDC |
| >12000 V | 5000-10000 VDC |

La tabla anterior muestra las tensiones de prueba recomendadas en función de las tensiones de servicio en las instalaciones y equipos (obtenida de la guía IEEE 43).

De acuerdo con la norma ANSI / IEEE C57.94 sobre los valores de resistencia de aislamiento de transformadores secos indica que en el evento en el que el fabricante del equipo no sugiera valores, las mediciones mínimas recomendadas deben ser:

| **DEVANADO CLASE kV** | **RESISTENCIA MEDIDA EN MEGAOHMIOS** |
|---|---|
| 1.2 | 600 |
| 2.5 | 1000 |
| 5.0 | 1500 |
| 8.7 | 2000 |
| 15.0 | 3000 |

| VALORES TOMADOS A TEMPERATURA REAL (GΩ) | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Transformador 500 kVA | | | Transformador 1000 kVA | | | Transformador 1250 kVA | | |
| Tiempo | BT/T | AT/T | AT/BT | BT/T | AT/T | AT/BT | BT/T | AT/T | AT/BT |
| 10 seg | 0,347 | 0,615 | 0,653 | 15,5 | 12,8 | 10,7 | 5,88 | 37,6 | 360 |
| 20 seg | 0,776 | 2,14 | 2,40 | 54,5 | 22,2 | 32,2 | 26,6 | 326 | 416 |
| 30 seg | 1,0 | 3,5 | 3,4 | 72,1 | 23,6 | 45,1 | 42,1 | 505 | 789 |
| 40 seg | 1,18 | 4,46 | 4,2 | 80,9 | 24,1 | 55,6 | 53,9 | 671 | 1100 |
| 50 seg | 1,35 | 5,25 | 4,96 | 90,3 | 24,5 | 67,1 | 64,1 | 770 | 1300 |
| 60 seg | 1,48 | 5,9 | 5,59 | 99,4 | 24,9 | 78,9 | 73,4 | 916 | 1500 |

| VALORES CORREGIDOS A TEMPERATURA DE 20˚ C (GΩ) | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Transformador 500 kVA | | | Transformador 1000 kVA | | | Transformador 1250 kVA | | |
| Tiempo | BT/T | AT/T | AT/BT | BT/T | AT/T | AT/BT | BT/T | AT/T | AT/BT |
| 10 seg | 0,65 | 1,15 | 1,22 | 28,92 | 23,89 | 19,97 | 10,97 | 70,16 | 671,78 |
| 20 seg | 1,45 | 3,99 | 4,48 | 101,70 | 41,43 | 60,09 | 49,64 | 608,34 | 776,28 |
| 30 seg | 1,87 | 6,51 | 6,34 | 134,54 | 44,04 | 84,16 | 78,56 | 942,36 | 1472,33 |
| 40 seg | 2,20 | 8,32 | 7,91 | 150,96 | 44,97 | 103,75 | 100,58 | 1252,13 | 2052,67 |
| 50 seg | 2,52 | 9,80 | 9,26 | 168,51 | 45,72 | 125,21 | 119,61 | 1436,87 | 2425,89 |
| 60 seg | 2,76 | 11,03 | 10,43 | 185,49 | 46,47 | 147,23 | 136,97 | 1709,32 | 2799,10 |

Dado lo anterior los valores de aislamiento obtenidos se encuentran por encima del mínimo recomendado según el nivel de tensión asociado.

**Registro Fotográfico Transformador 500 kVA**



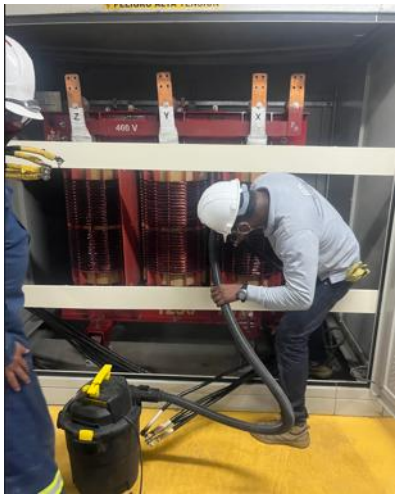
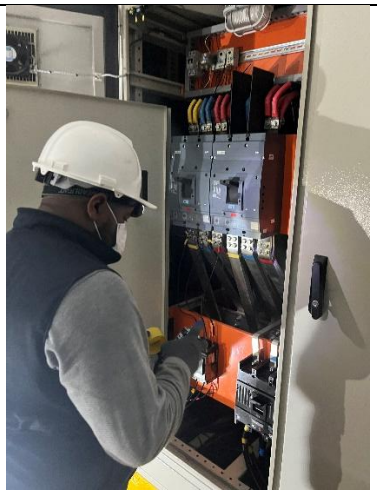


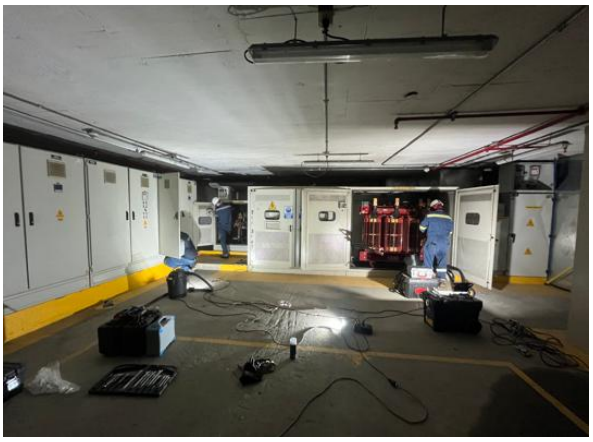
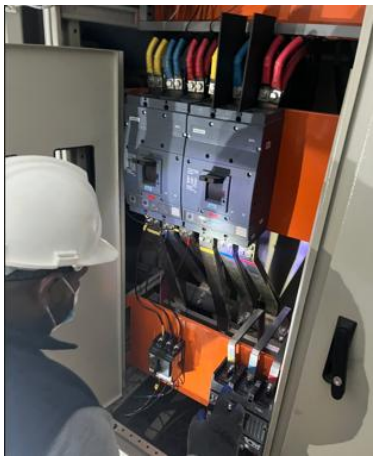

| | |
|---|---|
|  |  |

| Registro Fotográfico Transformador 1000 kVA | |
|---|---|
|  |  |
|  |  |

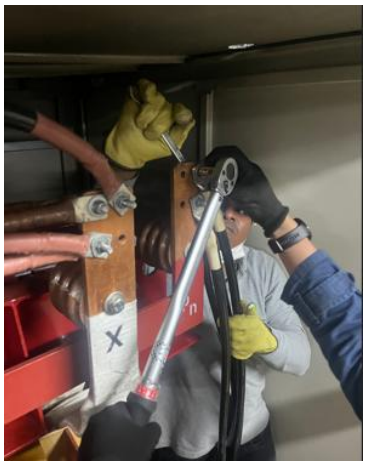
| Registro Fotográfico Transformador 1250 kVA | |
|---|---|
|  |  |
|  |  |

## 6. REGISTRO FOTOGRAFICO MANTENIMIENTO

| Registro Fotográfico Subestación Cali | |
|---|---|
|  |  |

| | |
|---|---|
|  |  |
|  |  |
|  | PELIGRO ALTA TENSION |



## 7. CONCLUSIONES

- Los resultados de las pruebas de relación de transformación no exceden el 0.5% estipulado por la norma en los tres transformadores.
- Los resultados de resistencia de devanados son homogéneos entre sí, los transformadores indican una condición aceptable para los devanados de alta y baja tensión.
- Dados los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento de los transformadores de 500 kVA, 1000 kVA y 1250 kVA, se considera que el estado actual de aislamiento de los transformadores es aceptable dado los valores de aislamiento obtenidos se encuentran por encima del mínimo recomendado según el nivel de tensión asociado.
- En la celda de protección en SF6 la palanca de accionamiento no permite retirarla al momento de energizar la celda debido que el mando se encuentra dañado.
- En la transferencia los pilotos de control se encuentran inversos.
- Algunas de las chapas en los tableros se encuentran rotas, por lo que se dificulta su apertura y cierre.

## 8. RECOMENDACIONES

- Mantener los equipos en observación y verificar periódicamente las condiciones de operación.
- Realizar pruebas eléctricas cuando se observe cambios en los voltajes de salida, calentamientos y otras situaciones anormales del comportamiento eléctrico de cada transformador.
- Realizar mantenimiento preventivo una vez al año que incluya, pruebas eléctricas, mediciones de puesta a tierra y termografía para hacer seguimiento del estado de los transformadores de acuerdo al plan de mantenimiento establecido por el palacio de justicia de Cali.

**PALACIO DE JUSTICIA PALMIRA**

# INFORME MANTENIMIENTO PREVENTIVO A SUBESTACION DE 225 kVA Y 300 kVA

**Elaboró: Jhon Brando Andrade**

**Aprobó: Ing. Javier Camilo Andrade M.**

**OCTUBRE DE 2025**

CONTENIDO

1. ALCANCE ..... 3
2. REFERENCIAS Y NORMAS UTILIZADAS ..... 3
3. RECURSOS ..... 3
4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y LIMPIEZA ..... 4
5. RESULTADOS PRUEBAS A TRANSFORMADOR ..... 6
5.1 MEDICIÓN DE RELACION DE TRANSFORMACION ..... 6
5.2 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS ..... 7
Datos de Referencia ..... 7
5.3 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ..... 8
5.3.1 VALORES MÍNIMOS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ..... 8
5.3.2 GRAFICAS DE TENDENCIA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN EL TIEMPO TR 225 kVA ..... 11
5.3.3 GRAFICAS DE TENDENCIA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN EL TIEMPO TR 300 kVA ..... 12
5.4 INDICE DE ABSORCION ..... 13
5.5 INDICE DE POLARIZACION ..... 14
6. REGISTRO FOTOGRAFICO MANTENIMIENTO ..... 15
7. RESULTADOS de ADFQ DE ACEITE DE TRANSFORMADOR ..... 16
7.1 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO Y PCB´S TRANSFORMADOR 225 kVA N/S 106298 ..... 17
7.2 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO Y PCB´S TRANSFORMADOR 300 kVA N/S 107235 ..... 17
8. CONCLUSIONES ..... 18
9. RECOMENDACIONES ..... 18

## 1. ALCANCE

El objetivo del informe es presentar las actividades ejecutadas a la subestación del Palacio de Justicia de Palmira (Valle del Cauca) trabajo ejecutado el día 27 de septiembre del 2025.

Las actividades de ingeniería realizadas contemplan:

- ✓ Recepción de la subestación al cliente.
- ✓ Inspección Termográfica antes del mantenimiento
- ✓ Maniobras de desconexión acometida y del transformador, trabajos eléctricos sin tensión.
- ✓ Inspección de equipos y tableros.
- ✓ Mantenimiento al local de subestación, limpieza y pintura
- ✓ Mantenimiento general al transformador
- ✓ Mediciones eléctricas: Relación de transformación, resistencia de devanados y resistencia de aislamiento
- ✓ Reconexión del transformador.
- ✓ Mantenimiento celda de entrada y protección.
- ✓ Mantenimiento tableros de baja tensión, limpieza y ajuste de conexiones
- ✓ Medición de resistencia de puesta a tierra.
- ✓ Entrega del transformador a personal designado por el cliente.
- ✓ Inspección termográfica
- ✓ Presentación de informe del trabajo realizado.

## 2. REFERENCIAS Y NORMAS UTILIZADAS

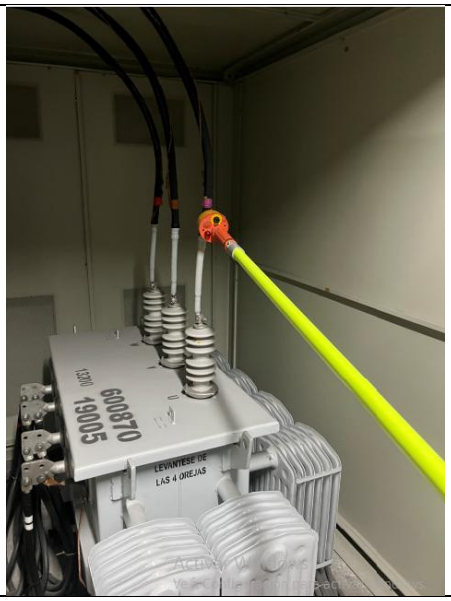
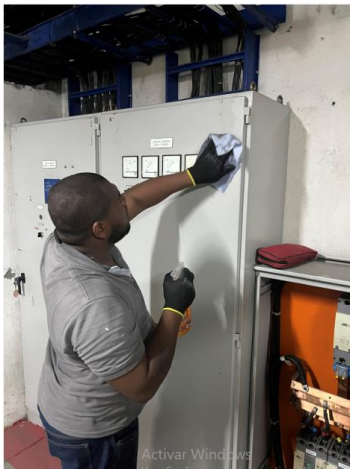
- ✓ RETIE – Reglamento técnico de instalaciones eléctricas – agosto de 2013, Ministerio de Minas y Energía
- ✓ NORMA ICONTEC NTC- 2050 primera actualización - 1998, Código Eléctrico Colombiano.
- ✓ ANSI/IEEE C57.94
- ✓ IEEE Std 62:1995 numeral 6.1.5
- ✓ IEEE Std 62:1995 numeral 6.1.1
- ✓ IEEE Std C57.12.90-2010 (10.10)

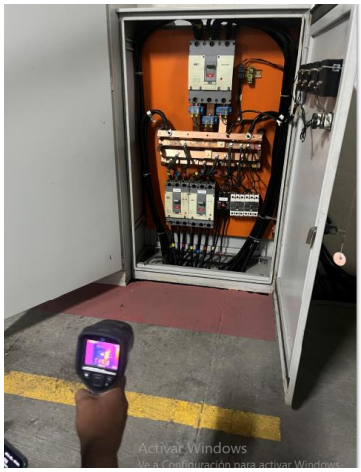
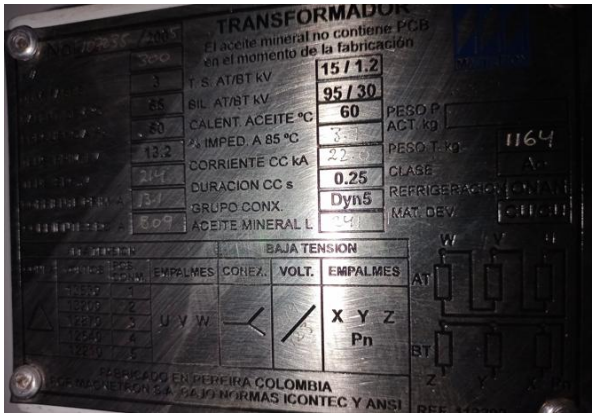
## 3. RECURSOS

Para el desempeño de esta actividad se utilizaron los siguientes equipos:

- ✓ Medidor de Resistencia de aislamiento
- ✓ TTR y Microohmímetro
- ✓ Telurometro
- ✓ Equipo de puesta a tierra portátil
- ✓ Pértiga
- ✓ Detector de ausencia de tensión
- ✓ Elementos de protección personal para trabajos eléctricos
- ✓ Herramientas e insumos adecuados para el trabajo.
- ✓ Cámara termográfica
- ✓ Planta eléctrica

## 4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y LIMPIEZA

| Registro Fotográfico Subestación Palmira | |
|---|---|
|  | Recepción de subestación al cliente. |
|  | Maniobras de seguridad, Puesta a tierra y desconexión del transformador previa aplicación de las reglas de oro para trabajos eléctricos sin tensión. |
|  | Una vez realizadas las maniobras de seguridad se procede a realizar limpieza de aisladores seccionadores y estructura de la subestación |

| **Registro Fotográfico Subestación Palmira** | |
|---|---|
|  | Inspección Termográfica antes y después del mantenimiento verificación de voltaje y corriente. |
|  | Ajuste de bornes de conexión. |
|  Placa Transformador 225 kVA |  Placa Transformador 300 kVA |

## 5. RESULTADOS PRUEBAS A TRANSFORMADOR

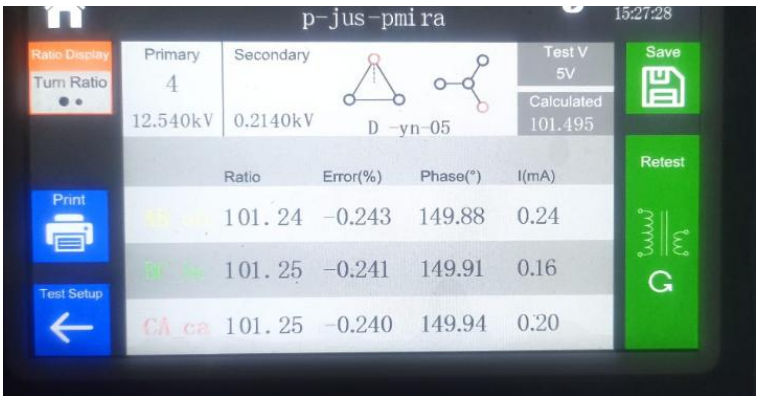
### 5.1 MEDICIÓN DE RELACION DE TRANSFORMACION

| TRANSFORMADOR | 225 kVA | 300 kVA |
|---|---|---|
| **Marca** | MAGNETRON | MAGNETRON |
| **N° de serie** | 106298 | 107235 |
| **Año de fabricación** | 2005 | 2005 |
| **Voltaje Nominal Alta Tensión** | 13200 V | 13200 V |
| **Voltaje Nominal Baja Tensión** | 226 V | 214 V |
| **Grupo de Conexión** | Dyn5 | Dyn5 |
| **Posición del Tap** | 4 | 2 |
| **Referencia de equipo de medida** | Huazheng Hz-TTR80A XLI223250063 | |

| Transformador 225 kVA | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **TAP** | **TENSIÓN DE PLACA** | **RELACIÓN TEORICA** | **A** | **%** | **B** | **%** | **C** | **%** |
| 4 | 12540 | 101,495 | 101,240 | -0,252% | 101,250 | -0,242% | 101,250 | -0,242% |

**Registro Fotográfico Transformador MAGNETRON de 225 kVA**






| Transformador 300 kVA | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **TAP** | **TENSIÓN DE PLACA** | **RELACIÓN TEORICA** | **A** | **%** | **B** | **%** | **C** | **%** |
| 2 | 13200 | 106,837 | 106,880 | 0,04% | 106,880 | 0,04% | 106,880 | 0,04% |

| Registro Fotográfico Transformador MAGNETRON de 300 kVA | |
|---|---|
|  |   |

Observaciones:

- La norma técnica NTC-380:01 establece que el valor máximo de tolerancia para esta prueba este dentro +/-0,5% del valor teórico.
- En este caso los valores de relación de transformación son homogéneos y se encuentran dentro del rango estipulado por la norma.

## 5.2 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

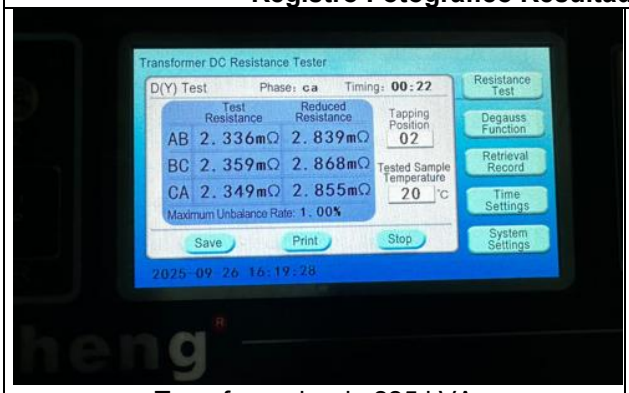
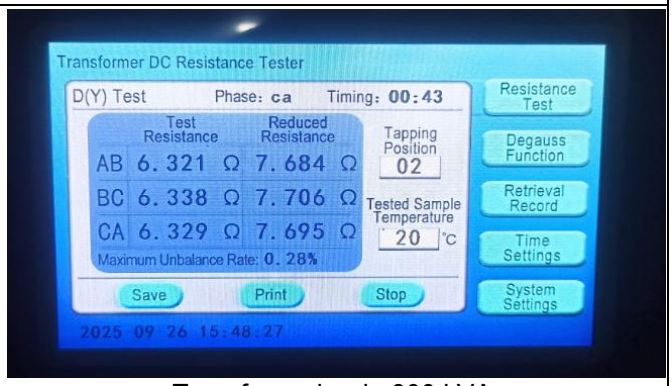
| Datos de Referencia | | | |
|---|---|---|---|
| **Rango de Medida AT** | Ohmios | **Corriente** | 200 mA |
| **Rango de Medida BT** | Mili ohmios | **Corriente** | 5 A |
| **Temperatura de Prueba** | 31ºC | **Humedad** | 68% |
| **Temperatura de Ref.** | 75°C | **Ref. Equipo** | Huazheng Hz-3320B XLO434250001 |

- Resultado sin corrección por temperatura:

| TRANSFORMADOR | | FASE 1 | | FASE 2 | | FASE 3 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | ALTA | BAJA | ALTA | BAJA | ALTA | BAJA |
| 225 kVA | TAP 2 | 2,336 | 1,163 | 2,359 | 1,169 | 2,349 | 1,161 |
| 300 kVA | TAP 2 | 6,321 | 1,328 | 6,338 | 1,326 | 6,328 | 1,327 |

- Resultado con corrección por temperatura:

| TRANSFORMADOR | | FASE 1 | | FASE 2 | | FASE 3 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | ALTA | BAJA | ALTA | BAJA | ALTA | BAJA |
| 225 kVA | TAP 2 | 2,72 | 1,36 | 2,75 | 1,36 | 2,74 | 1,35 |
| 300 kVA | TAP 2 | 7,37 | 1,55 | 7,39 | 1,55 | 7,38 | 1,55 |

| Registro Fotográfico Resultados de Resistencia de Devanados | |
|---|---|
|  |  |
| Transformador de 225 kVA | Transformador de 300 kVA |

| Observaciones: |
|---|
| ➢ En la prueba de resistencia de devanados los valores medidos pueden ser empleados en la detección de espiras en corto o en circuito abierto.<br><br>➢ Aunque la norma técnica no menciona valores de tolerancia, los fabricantes de transformadores aceptan tener como máxima desviación entre cada fase y promedio un 5,0%, lo cual se utiliza como referencia cuando no se tiene el protocolo del fabricante.<br><br>➢ Los valores de la resistencia óhmica de los devanados son homogéneos en AT y en BT. |

## 5.3 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

| Datos de Referencia transformadores 225 kVA y 300 kVA | | | Tensión de prueba |
|---|---|---|---|
| **Voltaje nominal primario** | 13200 V | **Tensión aplicada** | 5000 V DC |
| **Voltaje nominal secundario** | 226/214 V | **Tensión aplicada** | 500 V DC |
| **Temperatura de prueba** | 31°C | **Clase transformadores** | Ao |
| **Temperatura de referencia** | 20°C | **Modelo equipo prueba** | MI 3210 |

### 5.3.1 VALORES MÍNIMOS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Los fabricantes de equipos de medición de resistencia de aislamiento han desarrollado un criterio sobre el valor de resistencia de aislamiento mínima este criterio está dado por la siguiente ecuación:

$$R = \frac{C * E}{\sqrt{KVA}}$$

Donde:

R= Resistencia de aislamiento en mega ohmios
C= 1.6 factor de corrección por temperatura
E= Voltaje del devanado bajo prueba
kVA= Potencia del transformador bajo prueba

Para 225 kVA:
RMT (15000 V) = 1600 Mega Ohmios= 1.6 Giga Ohmios
RBT (1000 V) = 106.6 Mega Ohmios= 0.10 Giga Ohmios

Para 300 kVA

RMT (15000 V) = 1385,64 Mega Ohmios= 1.38 Giga Ohmios
RBT (1000 V) = 92,37 Mega Ohmios= 0.092 Giga Ohmios

| Tensión de servicio equipo | Tensión continua de prueba |
|---|---|
| 24-50 V | 50-100 VDC |
| 50-100 V | 100-250 VDC |
| 100-240 V | 250-500 VDC |
| 440-550 V | 500-1000 VDC |
| 2400 V | 1000-2500 VDC |
| 4100 V | 1000-5000 VDC |
| 5000-12000 V | 2500-5000 VDC |
| >12000 V | 5000-10000 VDC |

La tabla anterior muestra las tensiones de prueba recomendadas en función de las tensiones de servicio en las instalaciones y equipos (obtenida de la guía IEEE 43).

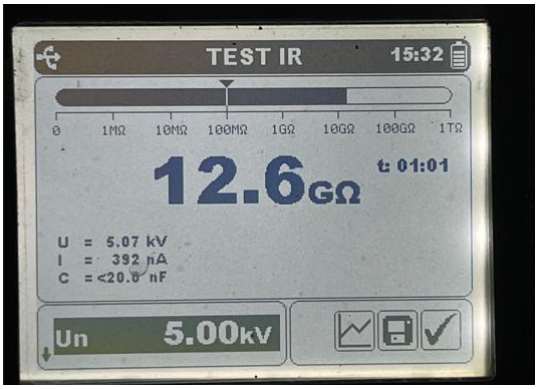
| VALORES TOMADOS A TEMPERATURA REAL (GΩ) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Tiempo | Transformador 225 kVA | | | Transformador 300 kVA | | |
| | Baja Tensión / Tierra | Alta Tensión / Tierra | Alta Tensión / Baja Tensión | Baja Tensión / Tierra | Alta Tensión / Tierra | Alta Tensión / Baja Tensión |
| 10 seg | 63,2 | 4,8 | 2,73 | 0,399 | 1,76 | 1,36 |
| 20 seg | 80,9 | 8,17 | 5,12 | 2,26 | 4,21 | 4,42 |
| 30 seg | 81,8 | 10,3 | 6,19 | 3,66 | 5,89 | 9,56 |
| 40 seg | 82,3 | 14,2 | 6,96 | 4,35 | 6,98 | 11,2 |
| 50 seg | 83 | 15,1 | 7,73 | 4,78 | 7,76 | 11,6 |
| 60 seg | 83,4 | 15,9 | 8,42 | 5,37 | 8,86 | 12.6 |

| VALORES CORREGIDOS A TEMPERATURA DE 20˚ C (GΩ) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Tiempo | Transformador 225 kVA | | | Transformador 300 kVA | | |
| | Baja Tensión / Tierra | Alta Tensión / Tierra | Alta Tensión / Baja Tensión | Baja Tensión / Tierra | Alta Tensión / Tierra | Alta Tensión / Baja Tensión |
| 10 seg | 135,47 | 10,29 | 5,85 | 0,86 | 3,77 | 2,92 |
| 20 seg | 173,41 | 17,51 | 10,97 | 4,84 | 9,02 | 9,47 |
| 30 seg | 175,34 | 22,08 | 13,27 | 7,85 | 12,63 | 20,49 |
| 40 seg | 176,41 | 30,44 | 14,92 | 9,32 | 14,96 | 24,01 |
| 50 seg | 177,91 | 32,37 | 16,57 | 10,25 | 16,63 | 24,87 |
| 60 seg | 178,77 | 34,08 | 18,05 | 11,52 | 18,99 | 27,01 |

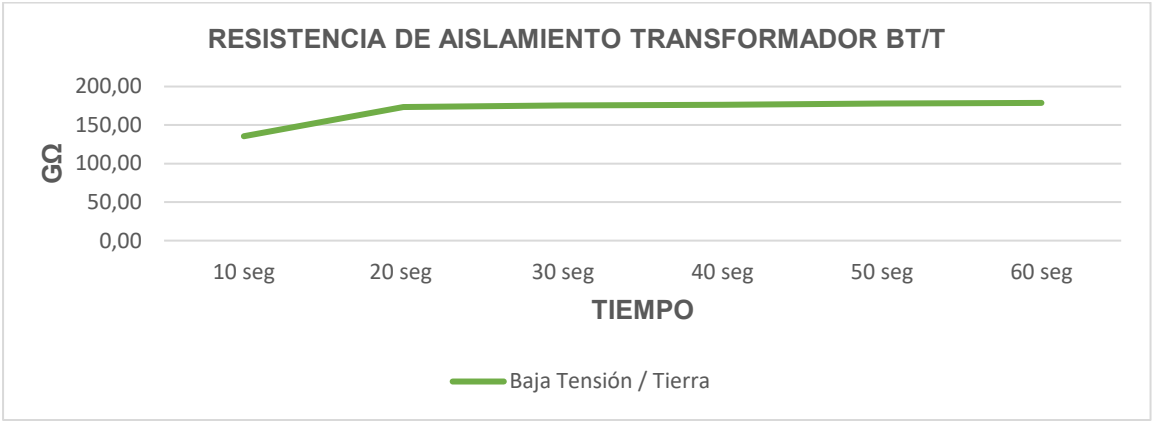
| Registro Fotográfico Transformador MAGNETRON de 225 kVA | |
|---|---|
|  |  |
|  |  |

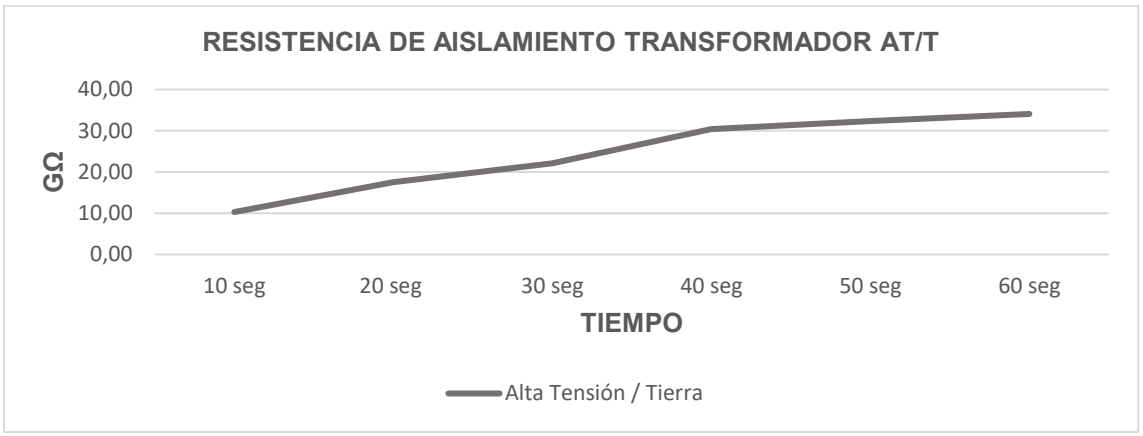
| Registro Fotográfico Transformador MAGNETRON de 300 kVA | |
|---|---|
|  |  |

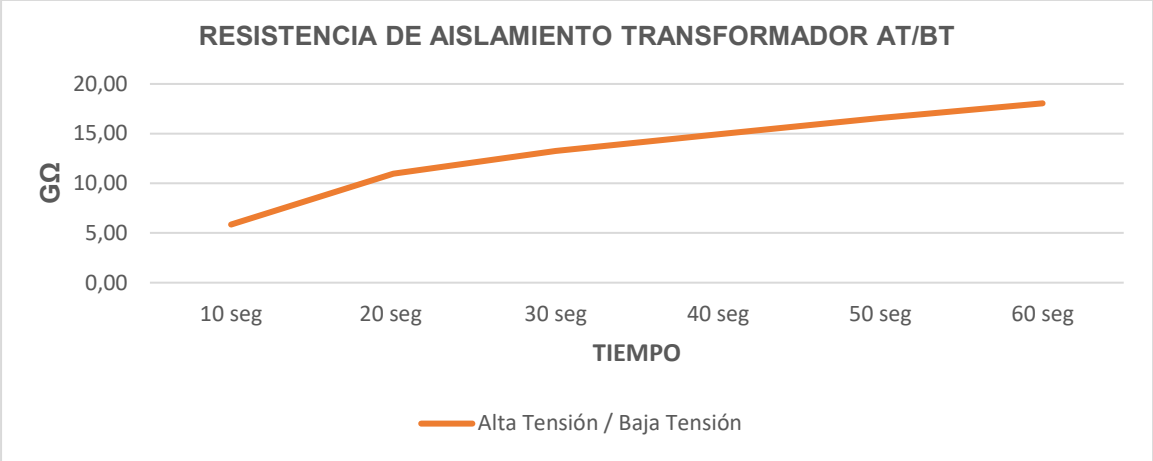


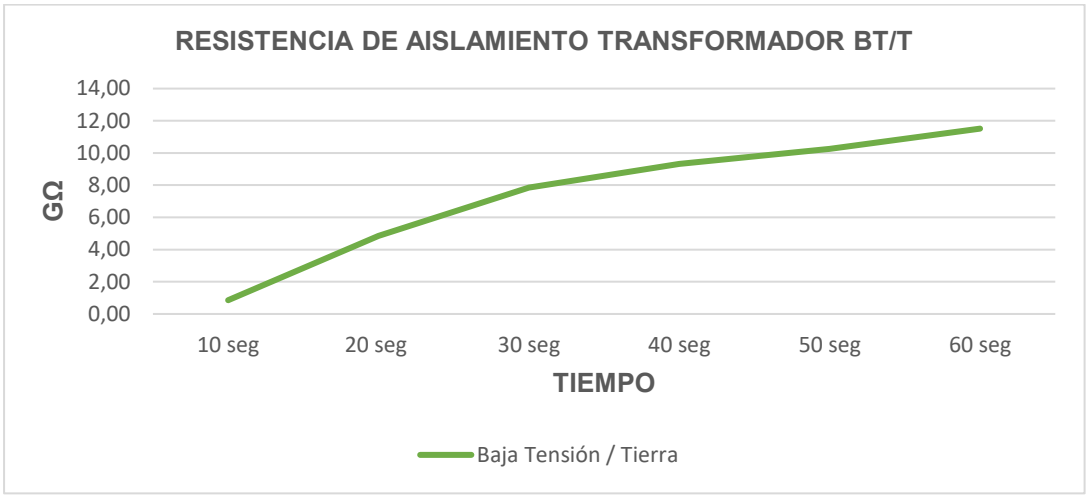

### 5.3.2 GRAFICAS DE TENDENCIA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN EL TIEMPO TR 225 kVA

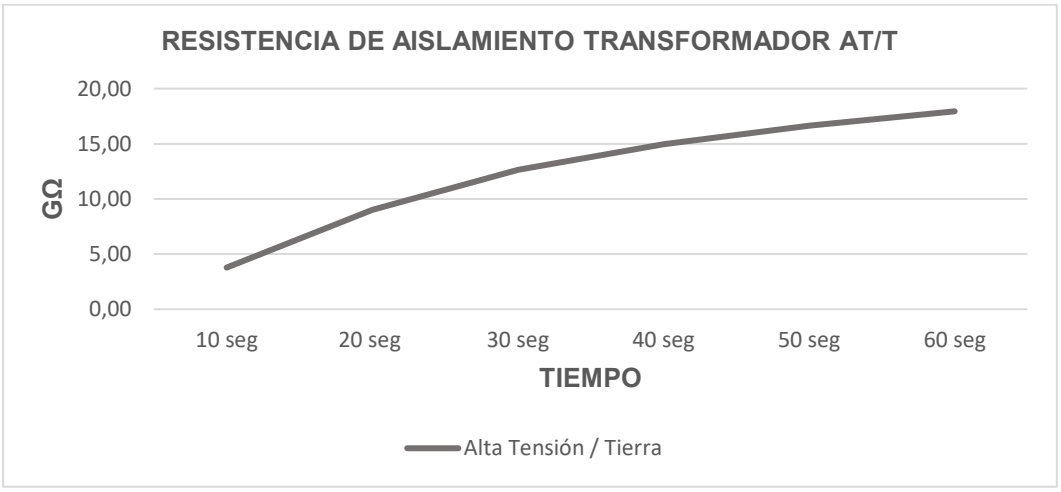


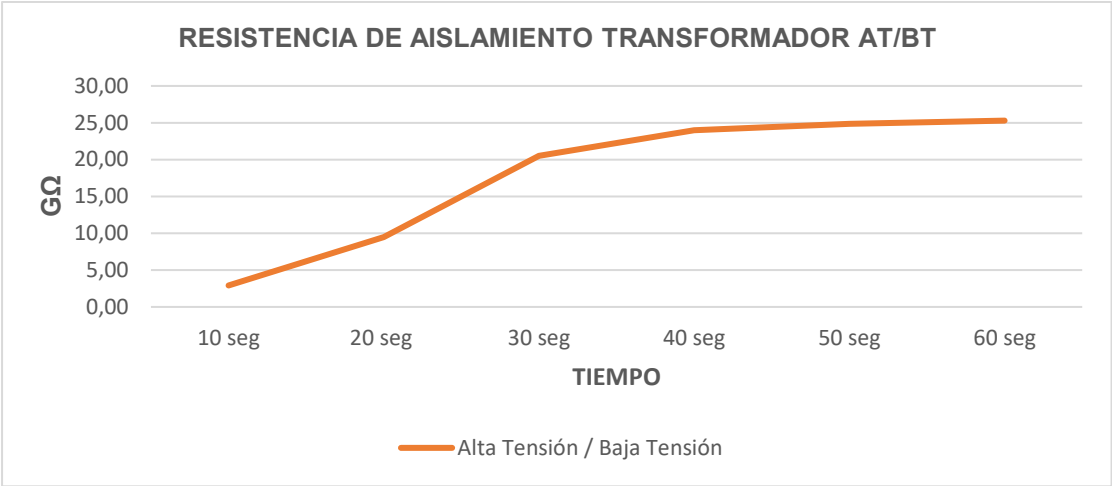






### 5.3.3 GRAFICAS DE TENDENCIA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN EL TIEMPO TR 300 kVA






Dados los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento se considera que el estado actual de aislamiento de los transformadores es aceptable de acuerdo a los valores mínimos establecidos por el cálculo de la formula en el capítulo 5.3.1.

### 5.4 INDICE DE ABSORCION

También es usual efectuar cocientes entre lecturas tomadas a diferentes intervalos de tiempo. Para este caso, se denomina índice de absorción cociente efectuado entre los datos tomados a los 60 y 30 segundos, arrojando los siguientes resultados:

| Transformador | Baja Tensión / Tierra | Alta Tensión / Tierra | Alta Tensión / Baja Tensión |
|---|---|---|---|
| **TR 225 kVA** | 1,28 | 1,70 | 1,88 |
| **TR 300 kVA** | 5,66 | 2,39 | 3,25 |

La firma Megger, fabricante de equipos de medición con base en su amplia experiencia ha desarrollado la siguiente tabla:

| Condición de aislamiento | Índice. Absorción 60/30 seg. |
|---|---|
| Peligroso | <1,0 |
| Aceptable | 1,0 a 1,25 |
| Bueno | 1,4 a 1,6 |
| Excelente | >1,6 |

Tabla de Parámetros utilizada para la interpretación de los resultados obtenidos en la prueba de resistencia de aislamiento.

## 5.5 INDICE DE POLARIZACION

El (IP) es la relación entre la resistencia de aislamiento medida a 10 minutos sobre 1 minuto después de aplicada una tensión continua de prueba. Durante esos 10 minutos el nivel de tensión deberá ser estable.

| Condición de aislamiento | Índice. polarización 10/1 min. |
|---|---|
| Peligroso | 1< |
| Aceptable | >1,0, < 1,5 |
| Bueno | >1,5, < 2 |
| Excelente | >2, < 4 |

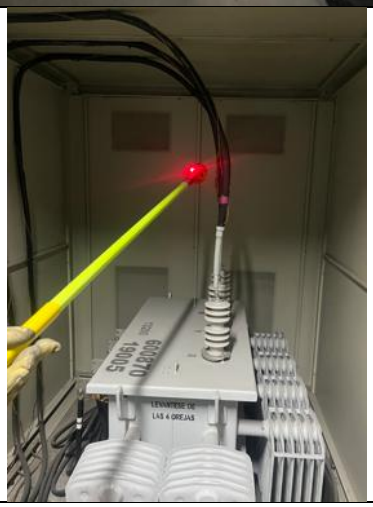
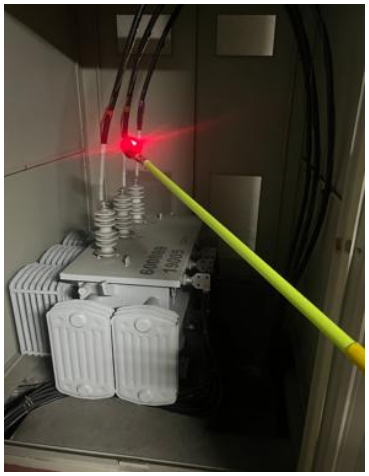
Tabla de Parámetros utilizada para la interpretación de los resultados obtenidos en la prueba de resistencia de aislamiento.

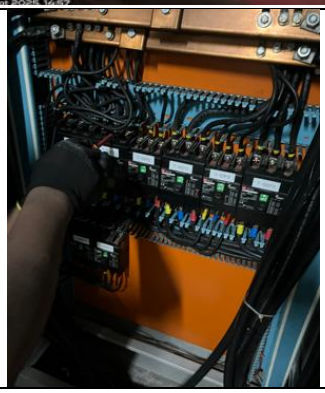
| **Transformador** | **Baja Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Baja Tensión** |
|---|---|---|---|
| **TR 225 kVA** | 1,03 | 1,95 | 1,64 |
| **TR 300 kVA** | 2,38 | 2,10 | 2,85 |

Observaciones:

- De acuerdo a los resultados, los valores de aislamiento medidos entre los devanados en las combinaciones Baja tensión / tierra, Alta tensión / tierra y Alta tensión / baja tensión, son superiores a lo calculado estando acorde con el estándar requerido.
- Índice de absorción en rango aceptable, por lo tanto, la corriente de absorción disminuye rápidamente (<1 min).
- Índice de polarización en rango bueno y aceptable por lo que se define una buena calidad del aislamiento.

## 6. REGISTRO FOTOGRAFICO MANTENIMIENTO

| Registro Fotográfico Subestación Palmira | |
|---|---|
|  |  |
|  |  |
|  |  |

| | |
|---|---|
|  |  |
|  |  |

## 7. RESULTADOS de ADFQ DE ACEITE DE TRANSFORMADOR

Mediante la muestra de aceite tomada se permite evaluar la condición dieléctrica del aceite que aísla las partes activas del transformador intervenido. Así mismo determinar si los transformadores analizados presentan niveles de aislamiento adecuados para mantenerse en servicio sin ningún riesgo, de acuerdo a los esfuerzos que debe soportar bajo condiciones nominales de trabajo, todo esto con el fin de establecer la existencia de eventuales problemas en desarrollo que puedan comprometer la vida útil de los transformadores, la seguridad de las personas y confiabilidad en la operación.

Normas de apoyo: IEEE STD C57.106 – 2006, GUIDE FOR ACCEPTANCE AND MAINTENANCE OF INSULATING OIL IN EQUIPMENT

## 7.1 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO Y PCB´S TRANSFORMADOR 225 kVA N/S 106298

VER ADJUNTO FQ44212 - ENGELEC INGENIERÍA S.A.S.

OBSERVACIONES: Las condiciones fisicoquímicas verificadas en los ensayos ejecutados (COLOR, CONTENIDO DE AGUA, RIGIDEZ DIELÉCTRICA), se encuentran dentro de los rangos de normalidad y aceptabilidad conforme con la norma IEEE STD C57.106 DE 2006. Resultado satisfactorio.

VER ADJUNTO CP35402 - ENGELEC INGENIERÍA S.A.S.

La resolución 0222 de 2011, clasifica un aceite contaminado con PCB's, si presenta una concentración mayor de 50 ppm hasta 100000 ppm, si la concentración supera este último valor, se considera un PCB's puro, por lo tanto al tener un resultado menor a 2 mg/kg, se puede establecer que el aceite en estudio se encuentra libre de PCB´S. Resultado satisfactorio.

## 7.2 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO Y PCB´S TRANSFORMADOR 300 kVA N/S 107235

VER HIPERVÍNCULO FQ44211 - ENGELEC INGENIERÍA S.A.S. Y CP35402

OBSERVACIONES: Las condiciones fisicoquímicas verificadas en los ensayos ejecutados (COLOR, CONTENIDO DE AGUA, RIGIDEZ DIELÉCTRICA), se encuentran dentro de los rangos de normalidad y aceptabilidad conforme con la norma IEEE STD C57.106 DE 2006. Resultado satisfactorio.

VER ADJUNTO CP35401 - ENGELEC INGENIERÍA S.A.S.

La resolución 0222 de 2011, clasifica un aceite contaminado con PCB's, si presenta una concentración mayor de 50 ppm hasta 100000 ppm, si la concentración supera este último valor, se considera un PCB's puro, por lo tanto al tener un resultado menor a 2 mg/kg, se puede establecer que el aceite en estudio se encuentra libre de PCB´S. Resultado satisfactorio.

## 8. CONCLUSIONES

- Los resultados de las pruebas de relación de transformación no exceden el 0.5% estipulado por la norma.

- Los resultados de resistencia de devanados son homogéneos entre sí, los transformadores indican una condición aceptable para los devanados de alta y baja tensión en los dos transformadores.
- Dados los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento del transformador de 225 kVA y 300 kVA se considera que el estado actual de aislamiento de los transformadores es aceptable de acuerdo a los valores mínimos establecidos por el cálculo de la formula en el capítulo 5.3.1.

- Las pruebas de índice de absorción dieléctrica (DAR) indican una condición buena en ambos transformadores.

- Las pruebas de Índice de polarización se encuentran en rango bueno y aceptable.

- Los resultados de las pruebas de aceite en los transformadores de 225 KVA y 300 kVA son satisfactorios.

## 9. RECOMENDACIONES

- Mantener los equipos en observación y verificar periódicamente las condiciones de operación.

- Se recomienda incluir dentro del mantenimiento anual realizar pruebas de VLF y tangente delta a los cables de media tensión con el fin de verificar el estado actual de estos.

- Realizar pruebas eléctricas cuando se observe cambios en los voltajes de salida, calentamientos y otras situaciones anormales del comportamiento eléctrico de cada transformador.

- Realizar mantenimiento preventivo una vez al año que incluya, pruebas eléctricas, mediciones de puesta a tierra y termografía para hacer seguimiento del estado de los transformadores de acuerdo al plan de mantenimiento establecido por el palacio de justicia de Palmira.

**PALACIO NACIONAL BUENAVENTURA**

# INFORME MANTENIMIENTO PREVENTIVO A SUBESTACION DE 112.5 kVA

**Elaboró: Jhon Brandon Andrade**

**Aprobó: Ing. Javier Camilo Andrade M.**

**OCTUBRE DE 2025**

## CONTENIDO

1. ALCANCE ..... 3
2. REFERENCIAS Y NORMAS UTILIZADAS ..... 3
3. RECURSOS ..... 3
4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y LIMPIEZA ..... 4
5. RESULTADOS PRUEBAS A TRANSFORMADOR ..... 7
5.1 MEDICIÓN DE RELACION DE TRANSFORMACION ..... 7
5.2 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS ..... 8
Transformador ABB de 112.5 kVA N/S: 122496 ..... 8
5.3 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ..... 9
5.4 GRAFICAS DE TENDENCIA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN EL TIEMPO ..... 11
5.5 INDICE DE ABSORCION ..... 12
5.6 INDICE DE POLARIZACION ..... 13
6. REGISTRO FOTOGRAFICO MANTENIMIENTO ..... 14
7. RESULTADOS de ADFQ DE ACEITE DE TRANSFORMADOR ..... 15
7.1 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO TRANSFORMADOR 112.5 kVA N/S: 122496 ..... 15
8. CONCLUSIONES ..... 16
9. RECOMENDACIONES ..... 16

## 1. ALCANCE

El objetivo del informe es presentar las actividades ejecutadas a la subestación ubicada dentro del Palacio Nacional de Buenaventura (Valle del cauca) trabajo ejecutado el día 26 de septiembre de 2025.

Las actividades de ingeniería realizadas contemplan:

- ✓ Recepción de la subestación al cliente.
- ✓ Inspección Termográfica antes del mantenimiento
- ✓ Maniobras de desconexión acometida y del transformador, trabajos eléctricos sin tensión.
- ✓ Inspección de equipos y tableros.
- ✓ Mantenimiento al local de subestación, limpieza y pintura
- ✓ Mantenimiento general al transformador
- ✓ Mediciones eléctricas: Relación de transformación, resistencia de devanados y resistencia de aislamiento
- ✓ Reconexión del transformador.
- ✓ Mantenimiento celda de entrada y protección.
- ✓ Mantenimiento tableros de baja tensión, limpieza y ajuste de conexiones
- ✓ Medición de resistencia de puesta a tierra y continuidad.
- ✓ Entrega del transformador a personal designado por el cliente.
- ✓ Inspección termográfica
- ✓ Presentación de informe del trabajo realizado.

## 2. REFERENCIAS Y NORMAS UTILIZADAS

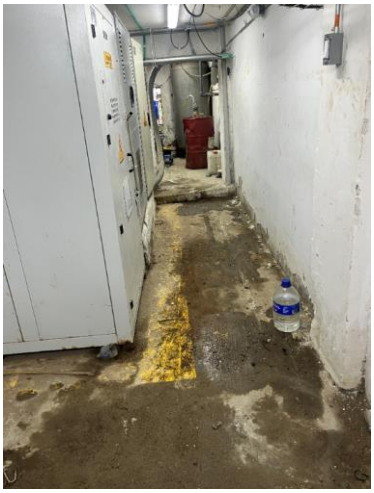
- ✓ RETIE – Reglamento técnico de instalaciones eléctricas – agosto de 2013, Ministerio de Minas y Energía
- ✓ NORMA ICONTEC NTC- 2050 primera actualización - 1998, Código Eléctrico Colombiano.
- ✓ ANSI/IEEE C57.94
- ✓ IEEE Std 62:1995 numeral 6.1.5
- ✓ IEEE Std 62:1995 numeral 6.1.1
- ✓ IEEE Std C57.12.90-2010 (10.10)

## 3. RECURSOS

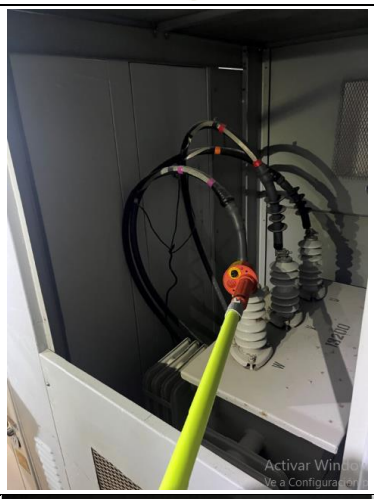
Para el desempeño de esta actividad se utilizaron los siguientes equipos:

- ✓ Medidor de Resistencia de aislamiento
- ✓ TTR y Microohmímetro
- ✓ Telurometro
- ✓ Equipo de puesta a tierra portátil
- ✓ Pértiga
- ✓ Detector de ausencia de tensión
- ✓ Elementos de protección personal para trabajos eléctricos
- ✓ Herramientas e insumos adecuados para el trabajo.
- ✓ Cámara termográfica
- ✓ Planta eléctrica
- ✓ Sopladora
- ✓ Aspiradora

## 4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y LIMPIEZA

| Registro Fotográfico Subestación Buenaventura | |
|---|---|
|  | Recepción de subestación al cliente. |
|  | Se procede a realizar inspección e identificación de circuito a desconectar en línea viva |
|  | Se procede a intervenir circuito de salida en media tensión en caliente |

| | |
|---|---|
|  | Detección de ausencia de tensión en parte del circuito a intervenir |
|   | Reparación y cambio de elementos de fijación en mecanismo de operación de celda |
|  | Seccionador restaurado, con pruebas eléctricas y mecánicas |

| | |
|---|---|
|  | Maniobras de seguridad, Puesta a tierra y desconexión del transformador previa aplicación de las reglas de oro para trabajos eléctricos sin tensión. |
|  | Una vez realizadas las maniobras de seguridad se procede a realizar limpieza de aisladores seccionadores y estructura de la subestación |

**Registro Fotográfico Subestación Buenaventura**

| | |
|---|---|
|  | Inspección Termográfica antes y después del mantenimiento verificación de voltaje y corriente. |

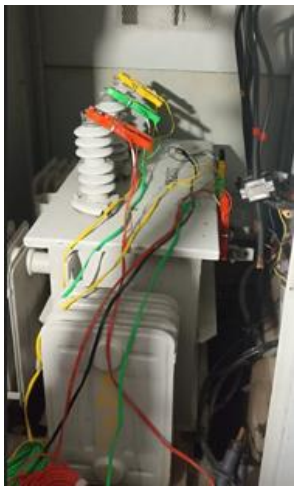
| | |
|---|---|
|  | Ajuste de bornes de conexión. |
|   | Placa caracteristicas técnicas del transformador |

## 5. RESULTADOS PRUEBAS A TRANSFORMADOR

### 5.1 MEDICIÓN DE RELACION DE TRANSFORMACION

| Transformador ABB de 112.5 kVA N/S: 122496 | |
|---|---|
| **Voltaje Nominal Alta Tensión** | 13200 V |
| **Voltaje Nominal Baja Tensión** | 214 V |
| **Grupo de Conexión** | Dyn5 |
| **Posición del Tap** | 2 |
| **Referencia del Equipo** | Huazheng Hz-TTR80A XLI223250063 |

| TAP | TENSIÓN DE PLACA | RELACIÓN TEORICA | A | % | B | % | C | % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 13200 | 106,837 | 106,88 | 0,04% | 106,88 | 0,04% | 106,88 | 0,04% |

| Registro Fotográfico Transformador ABB de 112.5 kVA N/S: 122496 | |
|---|---|
|  |  |



Observaciones:

- La norma técnica NTC-380:01 establece que el valor máximo de tolerancia para esta prueba este dentro +/-0,5% del valor teórico.
- En este caso los valores de relación de transformación son homogéneos y se encuentran dentro del rango estipulado por la norma.

## 5.2 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

| Transformador ABB de 112.5 kVA N/S: 122496 | | | |
|---|---|---|---|
| **Rango de Medida AT** | Ohmios | **Corriente** | 200 mA |
| **Rango de Medida BT** | Mili ohmios | **Corriente** | 5 A |
| **Temperatura de Prueba** | 29ºC | **Humedad** | 70% |
| **Temperatura de Ref.** | 75°C | **Ref. Equipo** | Huazheng Hz-3320B XLO434250001 |

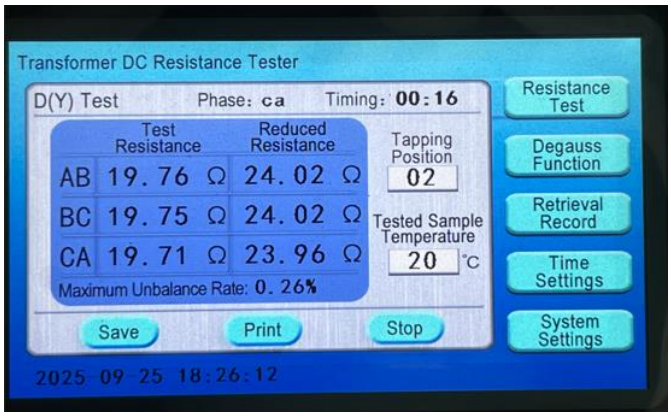
Sin corrección de temperatura:

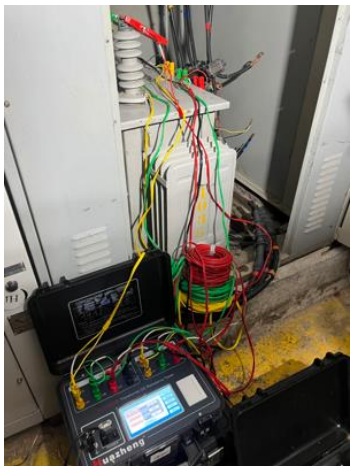
| | FASE 1 | | FASE 2 | | FASE 3 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | ALTA | BAJA | ALTA | BAJA | ALTA | BAJA |
| TAP 2 | 19,76 | 5,222 | 19,75 | 5,22 | 19,71 | 5,214 |

Con corrección de temperatura:

| | FASE 1 | | FASE 2 | | FASE 3 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | ALTA | BAJA | ALTA | BAJA | ALTA | BAJA |
| TAP 2 | 23,21 | 6,13 | 23,20 | 6,13 | 23,15 | 6,12 |

**Registro Fotográfico Transformador ABB de 112.5 kVA N/S: 122496**



Observaciones:

- En la prueba de resistencia de devanados los valores medidos pueden ser empleados en la detección de espiras en corto o en circuito abierto.
- Aunque la norma técnica no menciona valores de tolerancia, los fabricantes de transformadores aceptan tener como máxima desviación entre cada fase y promedio un 5,0%, lo cual se utiliza como referencia cuando no se tiene el protocolo del fabricante.
- Los valores de la resistencia óhmica de los devanados son homogéneos en AT y en BT.

## 5.3 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

| **Marca** | ABB | **Serie** | 122496 | **Tensión de prueba** |
|---|---|---|---|---|
| **Voltaje nominal primario** | | 13200 V | **Tensión aplicada** | 5000 V DC |
| **Voltaje nominal secundario** | | 214 V | **Tensión aplicada** | 500 V DC |
| **Temperatura de prueba** | | 29°C | **Clase transformador** | Ao |
| **Temperatura de referencia** | | 25°C | **Modelo** | MI 3210/ MI 2088 |

Los fabricantes de equipos de medición de resistencia de aislamiento han desarrollado un criterio empírico sobre el valor de resistencia de aislamiento mínima este criterio está dado por la ecuación:

$$R = \frac{C * E}{\sqrt{KVA}}$$

Donde:

R= Resistencia de aislamiento en mega ohmios
C= 1.6 factor de corrección por temperatura

E= Voltaje del devanado bajo prueba
kVA= Potencia del transformador bajo prueba

Para 112.5 kVA:
RMT (15000 V) = 2262.74 Mega Ohmios= 2.26 Giga Ohmios
RBT (1200 V) = 181.01 Mega Ohmios= 0.18 Giga Ohmios

| Tensión de servicio equipo | Tensión continua de prueba |
|---|---|
| 24-50 V | 50-100 VDC |
| 50-100 V | 100-250 VDC |
| 100-240 V | 250-500 VDC |
| 440-550 V | 500-1000 VDC |
| 2400 V | 1000-2500 VDC |
| 4100 V | 1000-5000 VDC |
| 5000-12000 V | 2500-5000 VDC |
| >12000 V | 5000-10000 VDC |

La tabla anterior muestra las tensiones de prueba recomendadas en función de las tensiones de servicio en las instalaciones y equipos (obtenida de la guía IEEE 43).

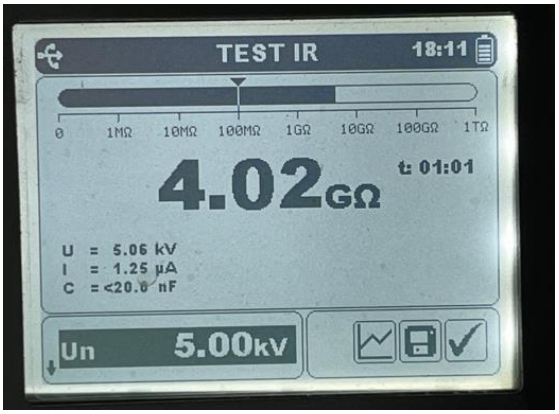
| VALORES TOMADOS A TEMPERATURA REAL (GΩ) | | | |
|---|---|---|---|
| **Tiempo** | **Baja Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Baja Tensión** |
| 10 seg | 1,27 | 2,29 | 4,11 |
| 20 seg | 2,66 | 3,32 | 10,2 |
| 30 seg | 3,2 | 3,62 | 11,9 |
| 40 seg | 3,53 | 3,8 | 12,9 |
| 50 seg | 3,77 | 3,9 | 13,6 |
| 60 seg | 3,96 | 4,2 | 14,1 |

| VALORES CORREGIDOS A TEMPERATURA DE 20° C (GΩ) | | | |
|---|---|---|---|
| **Tiempo** | **Baja Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Baja Tensión** |
| 10 seg | 3,35 | 6,04 | 10,85 |
| 20 seg | 7,02 | 8,76 | 26,92 |
| 30 seg | 8,44 | 9,55 | 31,40 |
| 40 seg | 9,32 | 10,03 | 34,04 |
| 50 seg | 9,95 | 10,29 | 35,89 |
| 60 seg | 10,45 | 11,08 | 37,21 |

**Registro Fotográfico Transformador ABB de 112.5 kVA N/S: 122496**



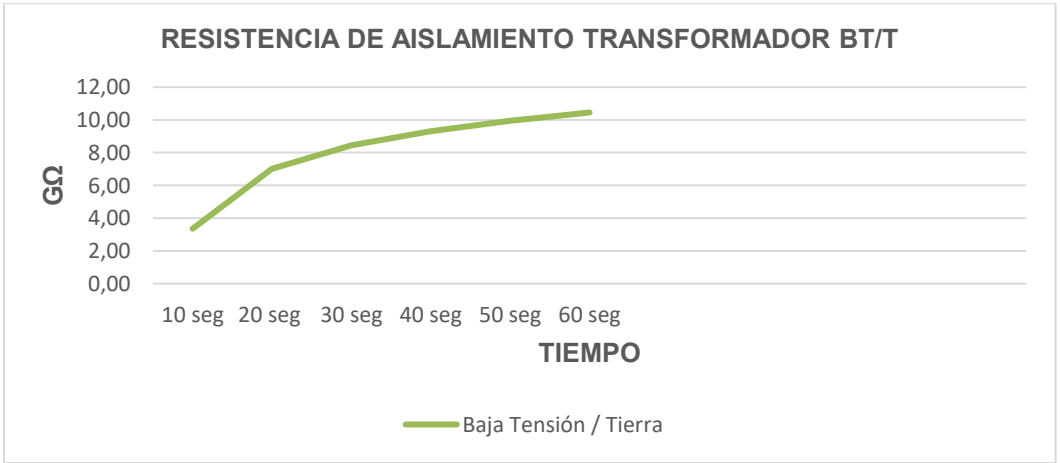


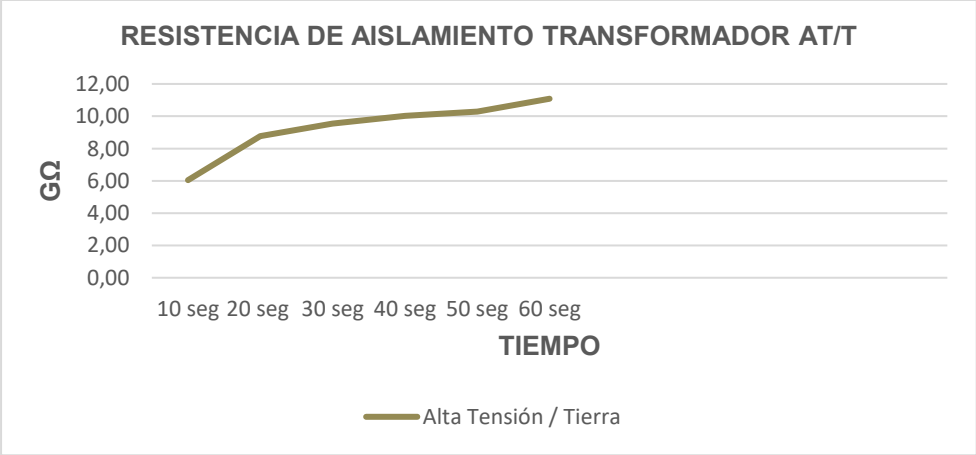



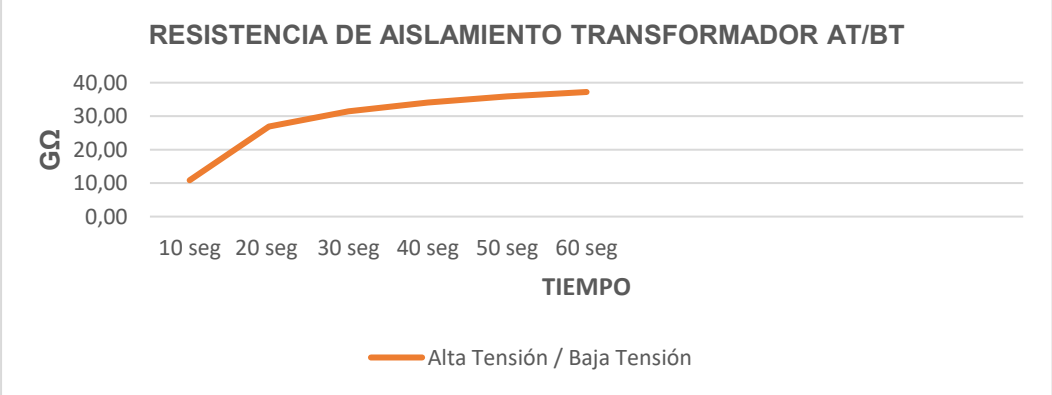




## 5.4 GRAFICAS DE TENDENCIA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN EL TIEMPO






En las gráficas se evidencia una tendencia creciente de la resistencia de aislamiento en el transcurso del tiempo.

### 5.5 INDICE DE ABSORCION

También es usual efectuar cocientes entre lecturas tomadas a diferentes intervalos de tiempo. Para este caso denomina índice de absorción cociente efectuado entre los datos tomados a los 60 y 30 segundos, arrojando los siguientes resultados:

| Baja Tensión / Tierra | Alta Tensión / Tierra | Alta Tensión / Baja Tensión |
|---|---|---|
| 2,09 | 1,45 | 2,48 |

La firma Megger, fabricante de equipos de medición con base en su amplia experiencia ha desarrollado la siguiente tabla:

| Condición de aislamiento | Índice. Absorción 60/30 seg. |
|---|---|
| Peligroso | 1< |
| Aceptable | 1,0 a 1,25 |

| | |
|---|---|
| Bueno | 1,4 a 1,6 |
| Excelente | >1,6 |

Tabla de Parámetros utilizada para la interpretación de los resultados obtenidos en la prueba de resistencia de aislamiento.

### 5.6 INDICE DE POLARIZACION

El (IP) es la relación entre la resistencia de aislamiento medida a 10 minutos sobre 1 minuto después de aplicada una tensión continua de prueba. Durante esos 10 minutos el nivel de tensión deberá ser estable.

| Condición de aislamiento | Índice. polarización 10/1 min. |
|---|---|
| Peligroso | 1< |
| Aceptable | >1,0, < 1,5 |
| Bueno | >1,5, < 2 |
| Excelente | >2, < 4 |

Tabla de Parámetros utilizada para la interpretación de los resultados obtenidos en la prueba de resistencia de aislamiento.

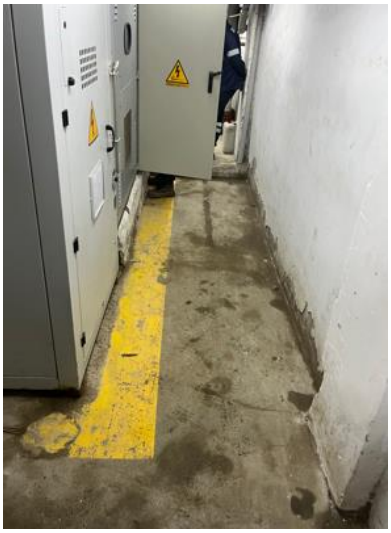
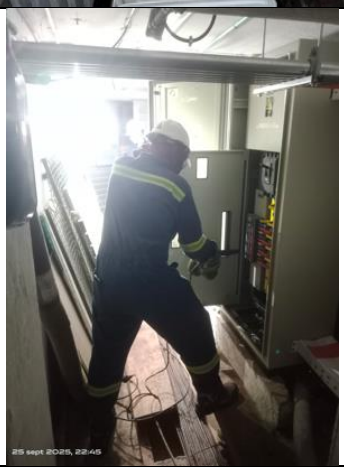
| **Baja Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Baja Tensión** |
|---|---|---|
| 1,49 | 1,27 | 1,38 |

Observaciones:

- De acuerdo a los resultados, los valores de aislamiento medidos entre los devanados en las combinaciones Baja tensión / tierra, Alta tensión / tierra y Alta tensión / baja tensión, son superiores a lo calculado estando acorde con el estándar requerido.
- Índice de absorción en rango aceptable, por lo cual se recomienda realizar chequeos con intervalos más cortos para verificar su comportamiento en el transcurso del tiempo.
- Índice de polarización en rango aceptable, excepto el resultado de AT/BT, por lo tanto, se recomienda realizar revisión de este valor en el próximo mantenimiento con el fin de verificar su tendencia.

.

## 6. REGISTRO FOTOGRAFICO MANTENIMIENTO

| Registro Fotográfico Subestación Buenaventura | |
|---|---|
|  |  |
|  |  |
|  |  |

| | |
|---|---|
|  |  |

## 7. RESULTADOS de ADFQ DE ACEITE DE TRANSFORMADOR

Mediante la muestra de aceite tomada se permite evaluar la condición dieléctrica del aceite que aísla las partes activas del transformador intervenido. Así mismo determinar si los transformadores analizados presentan niveles de aislamiento adecuados para mantenerse en servicio sin ningún riesgo, de acuerdo a los esfuerzos que debe soportar bajo condiciones nominales de trabajo, todo esto con el fin de establecer la existencia de eventuales problemas en desarrollo que puedan comprometer la vida útil de los transformadores, la seguridad de las personas y confiabilidad en la operación.

Normas de apoyo: IEEE STD C57.106 – 2006, GUIDE FOR ACCEPTANCE AND MAINTENANCE OF INSULATING OIL IN EQUIPMENT

### 7.1 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO Y PCB´S TRANSFORMADOR 112.5 kVA N/S: 122496

VER ADJUNTO FQ 44210 - ENGELEC INGENIERÍA S.A.S.

OBSERVACIONES: Las condiciones fisicoquímicas verificadas en los ensayos ejecutados (COLOR, TENSION INTERFACIAL, NUMERO ACIDO, DENSIDAD RELATIVA, CONTENIDO DE AGUA, RIGIDEZ DIELÉCTRICA), se encuentran dentro de los rangos de normalidad y aceptabilidad conforme con la norma IEEE STD C57.106 DE 2006. Resultado satisfactorio.

VER ADJUNTO CP35402 - ENGELEC INGENIERÍA S.A.S.

La resolución 0222 de 2011, clasifica un aceite contaminado con PCB's, si presenta una concentración mayor de 50 ppm hasta 100000 ppm, si la concentración supera este último valor, se considera un PCB's puro, por lo tanto al tener un resultado menor a 2 mg/kg, se puede establecer que el aceite en estudio se encuentra libre de PCB´S. Resultado satisfactorio.

## 8. CONCLUSIONES

- Los resultados de las pruebas de relación de transformación no exceden el 0.5% estipulado por la norma.
- Los resultados de resistencia de devanados son homogéneos entre sí, él transformador indica una condición satisfactoria.
- Los valores de resistencia de aislamiento están acorde a los rangos establecidos.
- La prueba índice absorción indica una condición aceptable.
- La prueba índice de polarización indica una condición aceptable y tiene como objetivo conocer el estado del aislamiento bobina-tierra, no obstante, los valores de la prueba AT/BT arrojaron valores que se recomienda realizar seguimiento en próximos mantenimientos con el fin de evaluar el cambio de este valor.
- El análisis fisicoquímico del transformador y el resultado de los pcb´s es satisfactorio
- Se entrega celda con seccionador de protección restaurada para operar subestación con sus respectivas pruebas eléctricas y mecánicas.

## 9. RECOMENDACIONES

.

- Mantener los equipos en observación y verificar periódicamente las condiciones de operación.
- Realizar pruebas eléctricas cuando se observe cambios en los voltajes de salida, calentamientos y otras situaciones anormales del comportamiento eléctrico del transformador.
- Realizar mantenimiento preventivo una vez al año que incluya, pruebas eléctricas, mediciones de puesta a tierra y termografía para hacer seguimiento del estado del transformador.

**PALACIO NACIONAL CALI**

# INFORME MANTENIMIENTO PREVENTIVO A SUBESTACIÓN DE 500 kVA

**Elaboró: Jhon Brandon Andrade**

**Aprobó: Ing. Javier Camilo Andrade M.**

**OCTUBRE 2025**

**CONTENIDO**

**1. ALCANCE ..... 3**
**2. REFERENCIAS Y NORMAS UTILIZADAS ..... 3**
**3. RECURSOS ..... 3**
**4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y LIMPIEZA ..... 4**
**5. RESULTADOS PRUEBAS A TRANSFORMADOR ..... 6**
**5.1 MEDICIÓN DE RELACION DE TRANSFORMACION ..... 6**
**5.2 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS ..... 7**
**TRANSFORMADOR TESLA DE 500 kVA ..... 7**
**5.3 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ..... 8**
**6. REGISTRO FOTOGRAFICO MANTENIMIENTO ..... 10**
**7. CONCLUSIONES ..... 11**
**8. RECOMENDACIONES ..... 11**

## 1. ALCANCE

El objetivo del informe es presentar las actividades ejecutadas a la subestación ubicada dentro del Palacio Nacional de Cali (Valle del Cauca) trabajo ejecutado el día 23 de septiembre del 2025.

Las actividades de ingeniería realizadas contemplan:

- ✓ Recepción de la subestación al cliente.
- ✓ Inspección Termográfica antes del mantenimiento
- ✓ Maniobras de desconexión acometida y del transformador, trabajos eléctricos sin tensión.
- ✓ Inspección de equipos y tableros.
- ✓ Mantenimiento al local de subestación, limpieza y pintura
- ✓ Mantenimiento general al transformador
- ✓ Mediciones eléctricas: Relación de transformación, resistencia de devanados y resistencia de aislamiento
- ✓ Reconexión del transformador.
- ✓ Mantenimiento celda de entrada y protección.
- ✓ Mantenimiento tableros de baja tensión, limpieza y ajuste de conexiones
- ✓ Medición de resistencia de puesta a tierra y continuidad.
- ✓ Entrega del transformador a personal designado por el cliente.
- ✓ Inspección termográfica
- ✓ Presentación de informe del trabajo realizado.

## 2. REFERENCIAS Y NORMAS UTILIZADAS

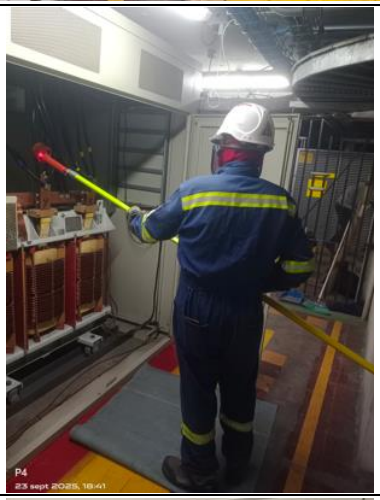
- ✓ RETIE – Reglamento técnico de instalaciones eléctricas – agosto de 2013, Ministerio de Minas y Energía
- ✓ NORMA ICONTEC NTC- 2050 primera actualización - 1998, Código Eléctrico Colombiano.
- ✓ ANSI/IEEE C57.94
- ✓ IEEE Std 62:1995 numeral 6.1.5
- ✓ IEEE Std 62:1995 numeral 6.1.1
- ✓ IEEE Std C57.12.90-2010 (10.10)

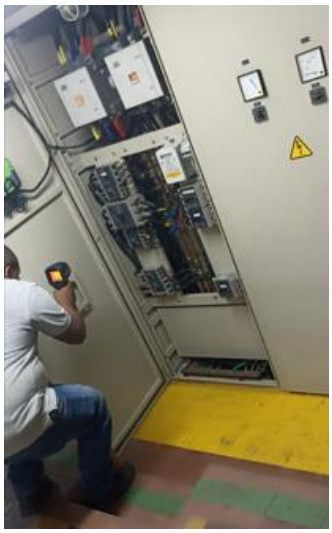
## 3. RECURSOS

Para el desempeño de esta actividad se utilizaron los siguientes equipos:

- ✓ Medidor de Resistencia de aislamiento
- ✓ TTR y Microohmímetro
- ✓ Telurometro
- ✓ Equipo de puesta a tierra
- ✓ Pértiga
- ✓ Detector de ausencia de tensión
- ✓ Elementos de protección personal para trabajos eléctricos
- ✓ Herramientas e insumos adecuados para el trabajo.
- ✓ Cámara termográfica
- ✓ Planta eléctrica
- ✓ Sopladora
- ✓ Aspiradora

## 4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y LIMPIEZA

| Registro Fotográfico Subestación Cali | |
|---|---|
|  | Recepción de subestación al cliente. |
|  | Maniobras de seguridad, Puesta a tierra y desconexión del transformador previa aplicación de las reglas de oro para trabajos eléctricos sin tensión. |
|  | Una vez realizadas las maniobras de seguridad se procede a realizar limpieza de aisladores seccionadores y estructura de la subestación |

| Registro Fotográfico Subestación Cali | |
|---|---|
|  | Inspección Termográfica en subestación y tableros de BT |
|  | Retorqueo y ajuste de conexiones |
|  | Placa de transformador |

## 5. RESULTADOS PRUEBAS A TRANSFORMADOR

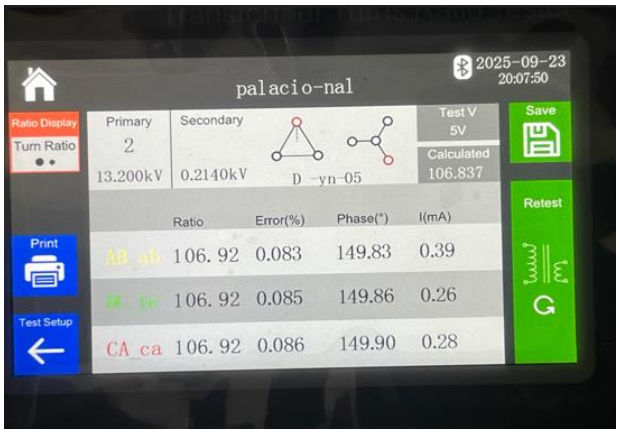
### 5.1 MEDICIÓN DE RELACION DE TRANSFORMACION

| Transformador TESLA de 500 kVA N/S: 030-01-08 | |
|---|---|
| **Voltaje Nominal Alta Tensión** | 13200 V |
| **Voltaje Nominal Baja Tensión** | 214 V |
| **Grupo de Conexión** | Dyn5 |
| **Posición del Tap** | 2 |
| **Clase** | H |
| **Referencia del Equipo** | Huazheng Hz-TTR80A XLI223250063 |

| TAP | TENSIÓN DE PLACA | RELACIÓN TEORICA | A | % | B | % | C | % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 13200 | 106,837 | 106,920 | 0,08% | 106,920 | 0,08% | 106,920 | 0,08% |

**Registro Fotográfico Transformador TESLA de 500 kVA N/S: 030-01-08**






Observaciones:

- La norma técnica NTC-380:01 establece que el valor máximo de tolerancia para esta prueba este dentro +/-0,5% del valor teórico.
- En este caso los valores de relación de transformación son homogéneos, pero no se encuentran dentro del rango estipulado por la norma. Aun así, los valores son cercanos a los valores normativos.

## 5.2 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

| Transformador TESLA de 500 kVA | | | |
|---|---|---|---|
| **Rango de Medida AT** | Ohmios | **Corriente** | 200 mA |
| **Rango de Medida BT** | Micro ohmios | **Corriente** | 5 A |
| **Temperatura de Prueba** | 33ºC | **Humedad** | 70% |
| **Temperatura de Ref.** | 75°C | **Ref. Equipo** | Huazheng Hz-3320B XLO434250001 |

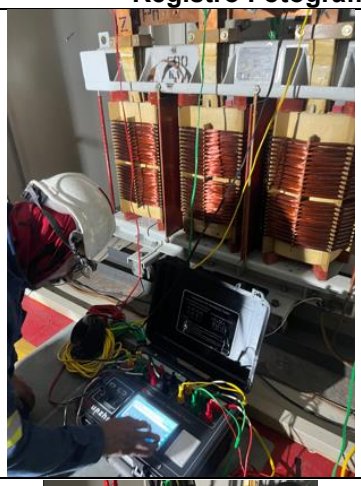
Sin corrección de temperatura:

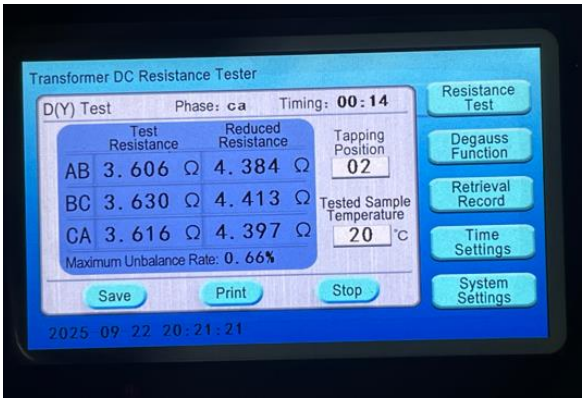
| | FASE 1 | | FASE 2 | | FASE 3 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **ALTA(Ω)** | **BAJA (uΩ)** | **ALTA(Ω)** | **BAJA (uΩ)** | **ALTA(Ω)** | **BAJA (uΩ)** |
| TAP 2 | 3,606 | 783,2 | 3,6 | 776,1 | 3,616 | 787,2 |

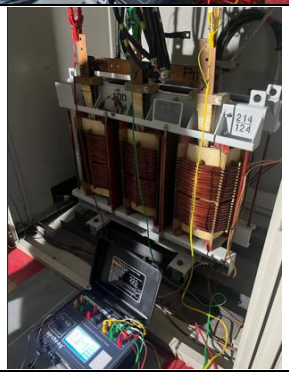
Con corrección de temperatura:

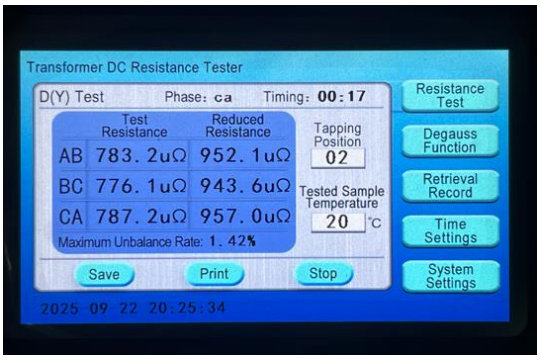
| | FASE 1 | | FASE 2 | | FASE 3 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **ALTA(Ω)** | **BAJA (uΩ)** | **ALTA(Ω)** | **BAJA (uΩ)** | **ALTA(Ω)** | **BAJA (uΩ)** |
| TAP 2 | 4,172 | 906,1 | 4,165 | 897,9 | 4,184 | 910,7 |

**Registro Fotográfico Transformador TESLA de 500 kVA**







Observaciones:

- En la prueba de resistencia de devanados los valores medidos pueden ser empleados en la detección de espiras en corto o en circuito abierto.
- Aunque la norma técnica no menciona valores de tolerancia, los fabricantes de transformadores aceptan tener como máxima desviación entre cada fase y promedio un 5,0%, lo cual se utiliza como referencia cuando no se tiene el protocolo del fabricante.
- Los valores de la resistencia óhmica de los devanados son homogéneos en AT y en BT.

## 5.3 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

| **Marca** | TESLA | **Serie** | 030-01-08 | **Tensión de prueba** |
|---|---|---|---|---|
| **Voltaje nominal primario** | | 13200 V | **Tensión aplicada** | 5000 V DC |
| **Voltaje nominal secundario** | | 214 V | **Tensión aplicada** | 500 V DC |
| **Temperatura de prueba** | | 33°C | **Clase transformador** | H |
| **Temperatura de referencia** | | 20°C | **Modelo** | METREL MI 3210 |

| **Tensión de servicio equipo** | **Tensión continua de prueba** |
|---|---|
| 24-50 V | 50-100 VDC |
| 50-100 V | 100-250 VDC |
| 100-240 V | 250-500 VDC |
| 440-550 V | 500-1000 VDC |
| 2400 V | 1000-2500 VDC |
| 4100 V | 1000-5000 VDC |
| 5000-12000 V | 2500-5000 VDC |
| >12000 V | 5000-10000 VDC |

La tabla anterior muestra las tensiones de prueba recomendadas en función de las tensiones de servicio en las instalaciones y equipos (obtenida de la guía IEEE 43).

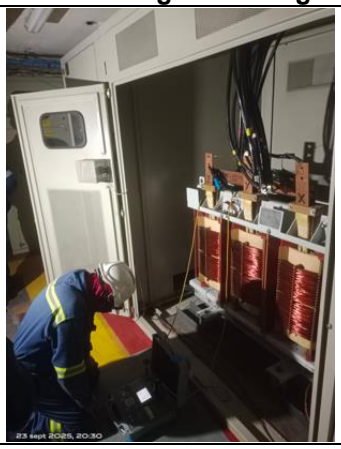
| **VALORES TOMADOS A TEMPERATURA REAL (GΩ)** | | | |
|---|---|---|---|
| **Tiempo** | **Baja Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Baja Tensión** |
| 10 seg | 13,3 | 29,5 | 23,8 |
| 20 seg | 50,4 | 103,0 | 85,0 |
| 30 seg | 88,6 | 135,0 | 122,0 |
| 40 seg | 118,6 | 152,0 | 146,0 |
| 50 seg | 142,0 | 164,0 | 162,0 |
| 60 seg | 161,6 | 174,0 | 174 |

| VALORES CORREGIDOS A TEMPERATURA DE 20˚ C (GΩ) | | | |
|---|---|---|---|
| **Tiempo** | **Baja Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Tierra** | **Alta Tensión / Baja Tensión** |
| 10 seg | 32,75 | 72,64 | 58,60 |
| 20 seg | 124,00 | 253,62 | 209,29 |
| 30 seg | 218,06 | 332,41 | 300,40 |
| 40 seg | 292,03 | 374,27 | 359,49 |
| 50 seg | 349,65 | 403,82 | 398,89 |
| 60 seg | 397,91 | 428,44 | 428,44 |

De acuerdo con la norma ANSI / IEEE C57.94 sobre los valores de resistencia de aislamiento de transformadores secos indica que en el evento en el que el fabricante del equipo no sugiera valores, las mediciones mínimas recomendadas deben ser:

| DEVANADO CLASE kV | RESISTENCIA MEDIDA EN MEGAOHMIOS |
|---|---|
| 1.2 | 600 |
| 2.5 | 1000 |
| 5.0 | 1500 |
| 8.7 | 2000 |
| 15.0 | 3000 |

**Registro Fotográfico Transformador TESLA de 500 kVA**





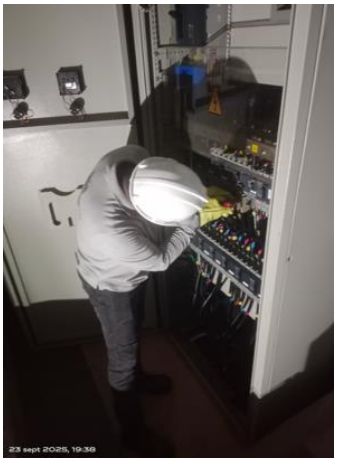


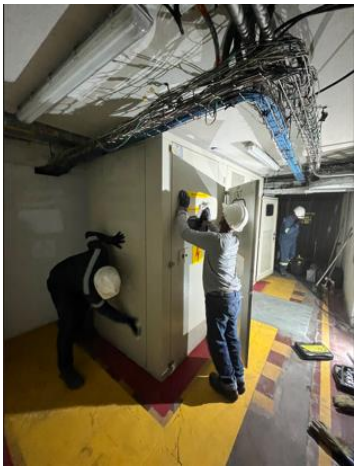
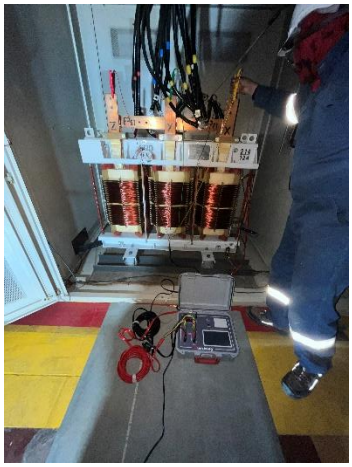
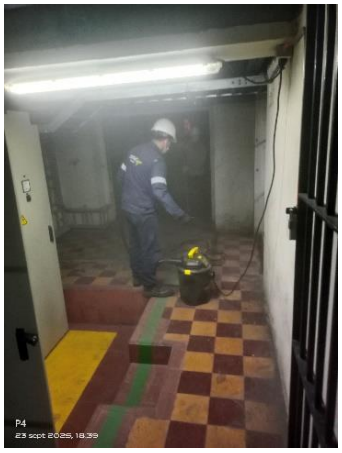




| Observaciones: |
| --- |
| ➢ De acuerdo a los resultados, los valores de aislamiento medidos entre los devanados en las combinaciones Baja tensión / tierra, Alta tensión / tierra y Alta tensión / baja tensión, son superiores a lo calculado estando acorde con el estándar requerido. |

## 6. REGISTRO FOTOGRAFICO MANTENIMIENTO

| Registro Fotográfico Subestación Cali | |
| --- | --- |
|  |  |
|  |  |

| | |
|---|---|
|  |  |
|  |  |

## 7. CONCLUSIONES

- Los resultados de las pruebas de relación de transformación no exceden el 0.5% estipulado por la norma.
- Los resultados de resistencia de devanados son homogéneos entre sí, el transformador indica una condición satisfactoria.
- Los valores de resistencia de aislamiento están acorde a los rangos establecidos.

## 8. RECOMENDACIONES

- Mantener los equipos en observación y verificar periódicamente las condiciones de operación.
- Realizar pruebas eléctricas cuando se observe cambios en los voltajes de salida, calentamientos y otras situaciones anormales del comportamiento eléctrico del transformador.
- Realizar mantenimiento preventivo una vez al año que incluya, pruebas eléctricas, mediciones de puesta a tierra y termografía para hacer seguimiento del estado de los transformadores.

# MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

## PALACIO DE JUSTICIA ROLDANILLO

## VALLE DEL CAUCA

**Bogotá D.C, Septiembre de 2025**

## 1. OBJETIVO

El objetivo de este informe es dar a conocer el resultado de la medición de la resistencia de puesta a tierra en la malla existente y continuidad en la subestación y en el sistema de apantallamiento del Palacio de Justicia Roldanillo en el Valle del Cauca con el fin de verificar el cumplimiento de los niveles sugeridos en el Art 15 de RETIE (menor a 10 Ω). Estas mediciones fueron realizadas el día 30 de septiembre de 2025.

## 2. ASPECTOS TÉCNICOS

### 2.1 PUESTAS A TIERRA

Toda instalación eléctrica cubierta por el RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, debe disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), de tal forma que cualquier punto del interior o exterior, normalmente accesible a personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidos a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.

La exigencia de puestas a tierra para instalaciones eléctricas cubre el sistema eléctrico como tal y los apoyos o estructuras que ante una sobretensión temporal, puedan desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red. Los objetivos de un sistema de puesta a tierra (SPT) son: La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

a. Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.

b. Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.

c. Servir de referencia común al sistema eléctrico.

d. Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.

e. Transmitir señales de RF en onda media y larga.

f. Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima energía eléctrica que pueden soportar, debida a las tensiones de paso, de contacto o transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente. Sin embargo, un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir la máxima elevación de potencial GPR por sus siglas en inglés (Ground Potential Rise). La máxima tensión de contacto aplicada al ser humano (o a una resistencia equivalente de 1000 Ω), está dada en función del tiempo de despeje de la falla a tierra, de la resistividad del suelo y de la corriente de falla.

**2.2 Requisitos Generales de las puestas a tierra**

Las puestas a tierra deben cumplir los siguientes requisitos:

a. Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en algunos casos.

b. Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.

c. Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puestas a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo y demás condiciones de uso conforme a la guía norma IEEE 837 o la norma NTC 2206.

d. Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente Reglamento, se deben dejar puntos de conexión y medición accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible.

e. No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.

f. En sistemas trifásicos de instalaciones de uso final con cargas no lineales, el conductor de neutro debe ser dimensionado con por lo menos el 173% de la capacidad de corriente de las cargas no lineales de diseño de las fases, para evitar sobrecargarlo.

g. Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, según criterio adoptado de IEC-61000-5-2, tal como aparece en la Figura 10.

h. Igualmente, para un mismo edificio quedan expresamente prohibidos los sistemas de puesta a tierra que aparecen en las Figuras 11 y 12, según criterio adoptado de la IEC 61000-5-2.

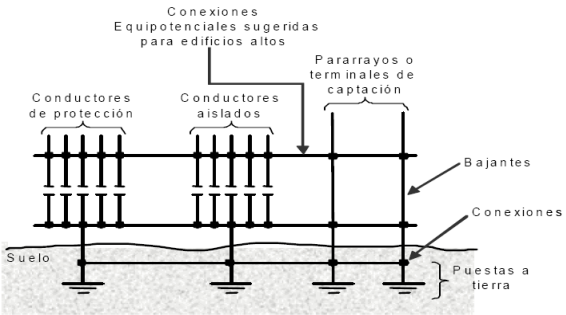



**Figura 10. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas.**

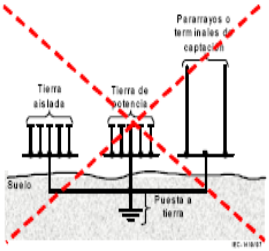



Figura 11. Una sola puesta a tierra para todas las necesidades

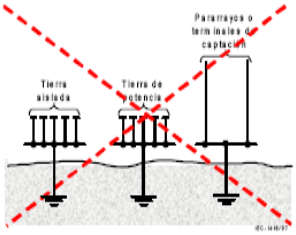



Figura 12. Puestas a tierra separadas o independientes

Las anteriores figuras aclaran que se deben interconectar todas las puestas a tierra de un edificio, es decir, aquellas componentes del sistema de puesta a tierra que están bajo el nivel del terreno y diseñadas para cada aplicación particular, tales como fallas a tierra de baja frecuencia, evacuación de electrostática, protección contra rayos o protección catódica. Este criterio está establecido igualmente en la NTC 2050. Esta interconexión puede hacerse por encima o por debajo del nivel del piso.

**2.3 Materiales de los sistemas de puesta a tierra.**

Los materiales de puesta a tierra deberán ser certificados y cumplir los siguientes requisitos.

**2.3.1 Electrodos de puesta a tierra.**

Para efectos del presente Reglamento serán de obligatorio cumplimiento que los electrodos de puesta a tierra, cumplan los siguientes requisitos, adoptados de las normas IEC 60364-5-54, BS 7430, AS 1768, UL 467, UNESA 6501F y NTC 2050:

| Tipo de Electrodo | Materiales | Dimensiones Mínimas | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Diámetro mm | Area $mm^2$ | Espesor mm | Recubrimiento µm |
| Varilla | Cobre | 12,7 | | | |
| | Acero inoxidable | 10 | | | |
| | Acero galvanizado en caliente | 16 | | | 70 |
| | Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre | 14 | | | 100 |
| | Acero con recubrimiento total en cobre | 15 | | | 2000 |
| Tubo | Cobre | 20 | | 2 | |
| | Acero inoxidable | 25 | | 2 | |
| | Acero galvanizado en caliente | 25 | | 2 | 55 |
| Fleje | Cobre | | 50 | 2 | |
| | Acero inoxidable | | 90 | 3 | |
| | Cobre cincado | | 50 | 2 | 40 |
| Cable | Cobre o cobre estañado | 1,8 para | 50 | | |

**Tabla 23. Requisitos para electrodos de puesta a tierra.**

a. La puesta a tierra debe estar constituida por uno o varios de los siguientes tipos de electrodos: Varillas, tubos, placas, flejes o cables.

b. Se podrán utilizar electrodos de cable de acero galvanizado, siempre que se garanticen las condiciones de seguridad establecidas en este Reglamento.

c. Los fabricantes de electrodos de puesta a tierra deben garantizar que la resistencia a la corrosión del electrodo, sea de mínimo 15 años contados a partir de la fecha de instalación. Para certificar este requisito se podrá utilizar el método de la inmersión en cámara salina durante 1000 horas o usando muestras de suelo preparadas en laboratorio, utilizando arena lavada, greda limpia u otro medio uniforme conocido en electrolitos de solución ácida débil en concentración, que permita simular los suelos más corrosivos donde se prevea instalar los electrodos de acuerdo con la norma ASTM G 162 o la norma ASTM G 1.

d. El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud; además, debe estar identificado con la razón social o marca registrada del fabricante y sus dimensiones; esto debe hacerse dentro los primeros 30 cm desde la parte superior.

e. El espesor efectivo de los recubrimientos exigidos en la Tabla 23, en ningún punto debe ser inferior a los valores indicados.

f. Para la instalación de los electrodos se deben considerar los siguientes requisitos:

- El fabricante debe informar al usuario si existe algún procedimiento específico para su instalación y adecuada conservación.
- La unión entre el electrodo y el conductor de puesta a tierra, debe hacerse con soldadura exotérmica o con un conector certificado para enterramiento directo.
- Cada electrodo debe quedar enterrado en su totalidad.
- El punto de unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y la puesta a tierra debe ser accesible y la parte superior del electrodo enterrado debe quedar a mínimo 15 cm de la superficie. Este ítem no aplican a electrodos enterrados en las bases de estructuras de líneas de transmisión ni a electrodos instalados horizontalmente.
- El electrodo puede ser instalado en forma vertical, horizontal o con una inclinación adecuada, siempre que garantice el cumplimiento de su objetivo, conforme al numeral 3 del literal c del de la sección 250-83 de la NTC 2050.

**2.3.2 Conductor del electrodo de puesta a tierra o conductor a tierra.**

Este conductor une la puesta a tierra con el barraje principal de puesta a tierra y para baja tensión, se debe seleccionar con base en la Tabla 250-94 de la NTC 2050 o con la ecuación de la IEC 60364-5-54. Como material para el conductor del electrodo de puesta a tierra, además del cobre, se pueden utilizar otros materiales conductores o combinación de ellos, siempre que se garantice su protección contra la corrosión durante la vida útil de la puesta a tierra y la resistencia del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra.

El conductor a tierra para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe ser seleccionado con la siguiente fórmula, la cual fue adoptada de la norma ANSI/IEEE 80.

$$A\ mm^2 = I K_f \sqrt{t_c} / 1.9737$$

En donde:

A $mm^2$ es la sección del conductor en mm2.

I es la corriente de falla a tierra, suministrada por el OR (rms en kA).

Kf es la constante de la Tabla 25, para diferentes materiales y varios valores de Tm.

Tm es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor y una temperatura ambiente de 40 °C.

tc es el tiempo de despeje de la falla a tierra.

| MATERIAL | CONDUCTIVIDAD (%) | $T_m$ (°C) | $K_F$ |
|---|---|---|---|
| Cobre blando | 100 | 1083 | 7 |
| Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica. | 97 | 1084 | 7,06 |
| Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico. | 97 | 250 | 11,78 |
| Alambre de acero recubierto de cobre | 40 | 1084 | 10,45 |
| Alambre de acero recubierto de cobre | 30 | 1084 | 14,64 |
| Varilla de acero recubierta de cobre | 20 | 1084 | 14,64 |
| Aluminio grado EC | 61 | 657 | 12,12 |
| Aleación de aluminio 5005 | 53,5 | 652 | 12,41 |
| Aleación de aluminio 6201 | 52,5 | 654 | 12,47 |
| Alambre de acero recubierto de aluminio | 20,3 | 657 | 17,2 |
| Acero 1020 | 10,8 | 1510 | 15,95 |
| Varilla de acero recubierta en acero inoxidable | 9,8 | 1400 | 14,72 |
| Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado) | 8,5 | 419 | 28,96 |
| Acero inoxidable 304 | 2,4 | 1400 | 30,05 |

**Tabla 24. Constantes de materiales.**

(1) De acuerdo con las disposiciones del presente Reglamento no se debe utilizar aluminio enterrado.

(2) Se permite el uso de cables de acero galvanizado en sistemas de puestas a tierra en líneas de transmisión y redes de distribución, e instalaciones de uso final siempre que en condiciones de una descarga no se superen los niveles de soportabilidad del ser humano, para su cálculo podrá utilizar los parámetros de varilla de acero recubierta en cinc.

(3) El espesor del recubrimiento en cobre de la varilla de acero, no debe ser menor a 0,25 mm.

**2.3.3 Conductor de protección o de puesta a tierra de equipos.**

El conductor de protección, también llamado conductor de puesta a tierra de equipos, debe cumplir los siguientes requisitos:

a. El conductor para baja tensión, debe seleccionarse con la Tabla 250-95 de la NTC 2050.

b. El conductor para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe seleccionarse de forma tal que la temperatura del conductor no supere la temperatura del aislamiento de los conductores activos alojados en misma canalización, tal como se establece en el capítulo 9 de la IEEE 242.

c. Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos, sin interruptores o medios de desconexión y cuando se empalmen, deben quedar mecánica y eléctricamente seguros mediante soldadura o conectores certificados para tal uso.

d. El conductor de puesta a tierra de equipos, debe acompañar los conductores activos durante todo su recorrido y por la misma canalización.

e. Los conductores de los cableados de puesta a tierra que por disposición de la instalación se requieran aislar, deben ser de aislamiento color verde, verde con rayas amarillas o identificadas con marcas verdes en los puntos de inspección y extremos.

**2.4 Valores de resistencia de puesta a tierra.**

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse como referencia los valores máximos de resistencia de puesta a tierra de la Tabla 25, adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552.

El cumplimiento de estos valores de resistencia de puesta a tierra no libera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra no superen las máximas permitidas.

| APLICACIÓN | VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA |
|---|---|
| Estructuras de líneas de transmisión o torrecillas metálicas de distribución con cable de guarda | 20 Ω |
| Subestaciones de alta y extra alta tensión. | 1 Ω |
| Subestaciones de media tensión. | 10 Ω |
| Protección contra rayos. | 10 Ω |
| Neutro de acometida en baja tensión. | 25 Ω |

**Tabla 25. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.**

Cuando existan altos valores de resistividad del terreno, elevadas corrientes de falla a tierra o prolongados tiempos de despeje de las mismas, se deberán tomar las siguientes medidas para no exponer a las personas a tensiones por encima de los umbrales de soportabilidad del ser humano:

a. Hacer inaccesibles zonas donde se prevea la superación de los umbrales de soportabilidad para seres humanos y disponer de señalización en las zonas críticas.

b. Instalar pisos o pavimentos de gran aislamiento.

c. Aislar todos los dispositivos que puedan ser sujetados por una persona.

d. Establecer conexiones equipotenciales en las zonas críticas.

e. Aislar el conductor del electrodo de puesta a tierra a su entrada en el terreno.

f. Disponer de señalización en las zonas críticas donde pueda actuar personal calificado, siempre que éste cuente con las instrucciones sobre el tipo de riesgo y esté dotado de los elementos de protección personal aislantes.

**2.5 Medición de resistencia de puesta a tierra.**

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se puede aplicar la técnica de Caída de Potencial, cuya disposición de montaje se muestra en la Figura 14.

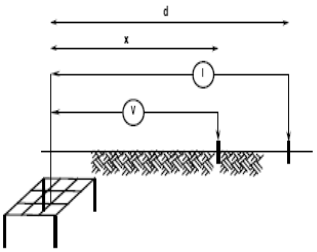



Figura 14. Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra.

En donde,

d es la distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según IEEE 81).

x es la distancia del electrodo auxiliar de tensión.

RPT es la resistencia de puesta a tierra en ohmios, calculada como V/I.

El valor de resistencia de puesta a tierra que se debe tomar al aplicar este método, es cuando la disposición del electrodo auxiliar de tensión se encuentra al 61,8 % de la distancia del electrodo auxiliar de corriente, siempre que el terreno sea uniforme. Igualmente, se podrán utilizar otros métodos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería.

En líneas de transmisión con cable de guarda, la medida debe hacerse desacoplando el cable de guarda o usando un Telurómetro de alta frecuencia (25 kHz).

## 3. CARACTERISTICAS DE LA MEDICIÓN.

Estado superficial del terreno: Concreto

Marca y referencia del Telurometro: Metrel earth Insulation Tester

Resolución: 0.01; 0.1; 1; 10 Ω

Precisión: ±(2 % + 3 D)…(0 – 2 kΩ)

Tensión y: frecuencia de prueba: 40 V(d.c.) / 125 Hz

Frecuencia: 120 Hz

Método utilizado: Técnica Caída de Potencial

### 3.1 RESULTADOS DE LA MEDICIÓN

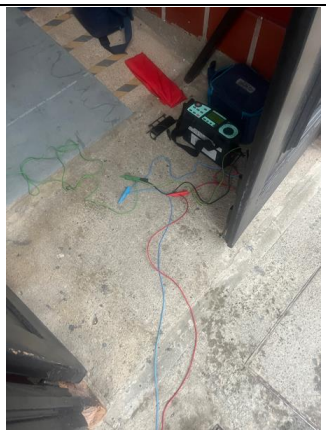
La medición se hizo con la técnica de caída de potencial

| Lugar de Medición | Resistencia (d1) 62% | Resistencia (d2) 52% | Resistencia (d3) 72% | Promedio | Desviación Estándar | Cumple |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **SUBESTACION P. JUSTICIA ROLDANILLO** | 1.30 Ω | 1.28 Ω | 1.29 Ω | 1.29 Ω | 0.01 | Si |

### 3.2 REGISTRO FOTOGRÁFICO RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

**SUBESTACION P. JUSTICIA ROLDANILLO**











4. CONCLUSIONES

- La medición fue realizada con el equipo marca METREL tipo Earth Insulation MI2088

- Las funciones de un sistema de puesta a tierra son: Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos, permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas, servir de referencia al sistema eléctrico, conducir y disipar las corrientes de falla con suficiente capacidad y transmitir señales de RF en onda media.

- Según las medidas obtenidas el valor de RPT promedio es: 1.29 Ω lo cual indica que SI está cumpliendo con los valores de referencia de la tabla 15.4 de RETIE (Para subestaciones de MT y sistema de apantallamiento el valor máximo de resistencia de puesta a tierra debe ser 10Ω).

# MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

**PALACIO NACIONAL DE CALI**

**VALLE DEL CAUCA**

**Bogotá D.C, 22 septiembre de 2025**

## 1. OBJETIVO

El objetivo de este informe es dar a conocer el resultado de la medición de la resistencia de puesta a tierra en la malla existente y continuidad en la subestación y en el sistema de apantallamiento del Palacio Nacional de Cali en el Valle del Cauca con el fin de verificar el cumplimiento de los niveles sugeridos en el Art 15 de RETIE (menor a 10 Ω). Estas mediciones fueron realizadas el día 22 de septiembre de 2025.

## 2. ASPECTOS TÉCNICOS

### 2.1 PUESTAS A TIERRA

Toda instalación eléctrica cubierta por el RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, debe disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), de tal forma que cualquier punto del interior o exterior, normalmente accesible a personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidos a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.

La exigencia de puestas a tierra para instalaciones eléctricas cubre el sistema eléctrico como tal y los apoyos o estructuras que ante una sobretensión temporal, puedan desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red. Los objetivos de un sistema de puesta a tierra (SPT) son: La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

a. Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.

b. Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.

c. Servir de referencia común al sistema eléctrico.

d. Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.

e. Transmitir señales de RF en onda media y larga.

f. Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima energía eléctrica que pueden soportar, debida a las tensiones de paso, de contacto o transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente. Sin embargo, un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir la máxima elevación de potencial GPR por sus siglas en inglés (Ground Potential Rise). La máxima tensión de contacto aplicada al ser humano (o a una resistencia equivalente de 1000 Ω), está dada en función del tiempo de despeje de la falla a tierra, de la resistividad del suelo y de la corriente de falla.

**2.2 Requisitos Generales de las puestas a tierra**

Las puestas a tierra deben cumplir los siguientes requisitos:

a. Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en algunos casos.

b. Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.

c. Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puestas a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo y demás condiciones de uso conforme a la guía norma IEEE 837 o la norma NTC 2206.

d. Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente Reglamento, se deben dejar puntos de conexión y medición accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible.

e. No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.

f. En sistemas trifásicos de instalaciones de uso final con cargas no lineales, el conductor de neutro debe ser dimensionado con por lo menos el 173% de la capacidad de corriente de las cargas no lineales de diseño de las fases, para evitar sobrecargarlo.

g. Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, según criterio adoptado de IEC-61000-5-2, tal como aparece en la Figura 10.

h. Igualmente, para un mismo edificio quedan expresamente prohibidos los sistemas de puesta a tierra que aparecen en las Figuras 11 y 12, según criterio adoptado de la IEC 61000-5-2.

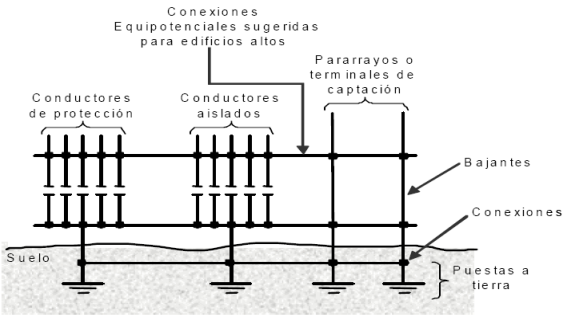



**Figura 10. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas.**

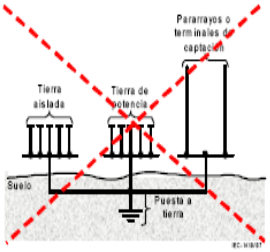



Figura 11. Una sola puesta a tierra para todas las necesidades

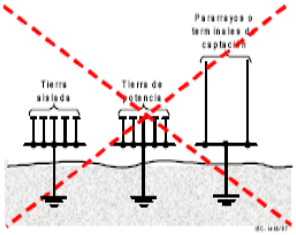



Figura 12. Puestas a tierra separadas o independientes

Las anteriores figuras aclaran que se deben interconectar todas las puestas a tierra de un edificio, es decir, aquellas componentes del sistema de puesta a tierra que están bajo el nivel del terreno y diseñadas para cada aplicación particular, tales como fallas a tierra de baja frecuencia, evacuación de electrostática, protección contra rayos o protección catódica. Este criterio está establecido igualmente en la NTC 2050. Esta interconexión puede hacerse por encima o por debajo del nivel del piso.

**2.3 Materiales de los sistemas de puesta a tierra.**

Los materiales de puesta a tierra deberán ser certificados y cumplir los siguientes requisitos.

**2.3.1 Electrodos de puesta a tierra.**

Para efectos del presente Reglamento serán de obligatorio cumplimiento que los electrodos de puesta a tierra, cumplan los siguientes requisitos, adoptados de las normas IEC 60364-5-54, BS 7430, AS 1768, UL 467, UNESA 6501F y NTC 2050:

| Tipo de Electrodo | Materiales | Dimensiones Mínimas | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Diámetro mm | Área $mm^2$ | Espesor mm | Recubrimiento µm |
| Varilla | Cobre | 12,7 | | | |
| | Acero inoxidable | 10 | | | |
| | Acero galvanizado en caliente | 16 | | | 70 |
| | Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre | 14 | | | 100 |
| | Acero con recubrimiento total en cobre | 15 | | | 2000 |
| Tubo | Cobre | 20 | | 2 | |
| | Acero inoxidable | 25 | | 2 | |
| | Acero galvanizado en caliente | 25 | | 2 | 55 |
| Fleje | Cobre | | 50 | 2 | |
| | Acero inoxidable | | 90 | 3 | |
| | Cobre cincado | | 50 | 2 | 40 |
| Cable | Cobre o cobre estañado | 1,8 para | 50 | | |

**Tabla 23. Requisitos para electrodos de puesta a tierra.**

a. La puesta a tierra debe estar constituida por uno o varios de los siguientes tipos de electrodos: Varillas, tubos, placas, flejes o cables.

b. Se podrán utilizar electrodos de cable de acero galvanizado, siempre que se garanticen las condiciones de seguridad establecidas en este Reglamento.

c. Los fabricantes de electrodos de puesta a tierra deben garantizar que la resistencia a la corrosión del electrodo, sea de mínimo 15 años contados a partir de la fecha de instalación. Para certificar este requisito se podrá utilizar el método de la inmersión en cámara salina durante 1000 horas o usando muestras de suelo preparadas en laboratorio, utilizando arena lavada, greda limpia u otro medio uniforme conocido en electrolitos de solución ácida débil en concentración, que permita simular los suelos más corrosivos donde se prevea instalar los electrodos de acuerdo con la norma ASTM G 162 o la norma ASTM G 1.

d. El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud; además, debe estar identificado con la razón social o marca registrada del fabricante y sus dimensiones; esto debe hacerse dentro los primeros 30 cm desde la parte superior.

e. El espesor efectivo de los recubrimientos exigidos en la Tabla 23, en ningún punto debe ser inferior a los valores indicados.

f. Para la instalación de los electrodos se deben considerar los siguientes requisitos:

- El fabricante debe informar al usuario si existe algún procedimiento específico para su instalación y adecuada conservación.
- La unión entre el electrodo y el conductor de puesta a tierra, debe hacerse con soldadura exotérmica o con un conector certificado para enterramiento directo.
- Cada electrodo debe quedar enterrado en su totalidad.
- El punto de unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y la puesta a tierra debe ser accesible y la parte superior del electrodo enterrado debe quedar a mínimo 15 cm de la superficie. Este ítem no aplican a electrodos enterrados en las bases de estructuras de líneas de transmisión ni a electrodos instalados horizontalmente.
- El electrodo puede ser instalado en forma vertical, horizontal o con una inclinación adecuada, siempre que garantice el cumplimiento de su objetivo, conforme al numeral 3 del literal c del de la sección 250-83 de la NTC 2050.

**2.3.2 Conductor del electrodo de puesta a tierra o conductor a tierra.**

Este conductor une la puesta a tierra con el barraje principal de puesta a tierra y para baja tensión, se debe seleccionar con base en la Tabla 250-94 de la NTC 2050 o con la ecuación de la IEC 60364-5-54. Como material para el conductor del electrodo de puesta a tierra, además del cobre, se pueden utilizar otros materiales conductores o combinación de ellos, siempre que se garantice su protección contra la corrosión durante la vida útil de la puesta a tierra y la resistencia del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra.

El conductor a tierra para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe ser seleccionado con la siguiente fórmula, la cual fue adoptada de la norma ANSI/IEEE 80.

$$A\ mm^2 = I K_f . t\ c½ \ / 1.9737$$

En donde:

A $mm^2$ es la sección del conductor en mm2.

I es la corriente de falla a tierra, suministrada por el OR (rms en kA).

Kf es la constante de la Tabla 25, para diferentes materiales y varios valores de Tm.

Tm es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor y una temperatura ambiente de 40 °C.

tc es el tiempo de despeje de la falla a tierra.

| MATERIAL | CONDUCTIVIDAD (%) | $T_m$ (°C) | $K_F$ |
|---|---|---|---|
| Cobre blando | 100 | 1083 | 7 |
| Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica. | 97 | 1084 | 7,06 |
| Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico. | 97 | 250 | 11,78 |
| Alambre de acero recubierto de cobre | 40 | 1084 | 10,45 |
| Alambre de acero recubierto de cobre | 30 | 1084 | 14,64 |
| Varilla de acero recubierta de cobre | 20 | 1084 | 14,64 |
| Aluminio grado EC | 61 | 657 | 12,12 |
| Aleación de aluminio 5005 | 53,5 | 652 | 12,41 |
| Aleación de aluminio 6201 | 52,5 | 654 | 12,47 |
| Alambre de acero recubierto de aluminio | 20,3 | 657 | 17,2 |
| Acero 1020 | 10,8 | 1510 | 15,95 |
| Varilla de acero recubierta en acero inoxidable | 9,8 | 1400 | 14,72 |
| Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado) | 8,5 | 419 | 28,96 |
| Acero inoxidable 304 | 2,4 | 1400 | 30,05 |

**Tabla 24. Constantes de materiales.**

(1) De acuerdo con las disposiciones del presente Reglamento no se debe utilizar aluminio enterrado.

(2) Se permite el uso de cables de acero galvanizado en sistemas de puestas a tierra en líneas de transmisión y redes de distribución, e instalaciones de uso final siempre que en condiciones de una descarga no se superen los niveles de soportabilidad del ser humano, para su cálculo podrá utilizar los parámetros de varilla de acero recubierta en cinc.

(3) El espesor del recubrimiento en cobre de la varilla de acero, no debe ser menor a 0,25 mm.

**2.3.3 Conductor de protección o de puesta a tierra de equipos.**

El conductor de protección, también llamado conductor de puesta a tierra de equipos, debe cumplir los siguientes requisitos:

a. El conductor para baja tensión, debe seleccionarse con la Tabla 250-95 de la NTC 2050.

b. El conductor para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe seleccionarse de forma tal que la temperatura del conductor no supere la temperatura del aislamiento de los conductores activos alojados en misma canalización, tal como se establece en el capítulo 9 de la IEEE 242.

c. Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos, sin interruptores o medios de desconexión y cuando se empalmen, deben quedar mecánica y eléctricamente seguros mediante soldadura o conectores certificados para tal uso.

d. El conductor de puesta a tierra de equipos, debe acompañar los conductores activos durante todo su recorrido y por la misma canalización.

e. Los conductores de los cableados de puesta a tierra que por disposición de la instalación se requieran aislar, deben ser de aislamiento color verde, verde con rayas amarillas o identificadas con marcas verdes en los puntos de inspección y extremos.

**2.4 Valores de resistencia de puesta a tierra.**

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse como referencia los valores máximos de resistencia de puesta a tierra de la Tabla 25, adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552.

El cumplimiento de estos valores de resistencia de puesta a tierra no libera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra no superen las máximas permitidas.

| APLICACIÓN | VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA |
|---|---|
| Estructuras de líneas de transmisión o torrecillas metálicas de distribución con cable de guarda | 20 Ω |
| Subestaciones de alta y extra alta tensión. | 1 Ω |
| Subestaciones de media tensión. | 10 Ω |
| Protección contra rayos. | 10 Ω |
| Neutro de acometida en baja tensión. | 25 Ω |

**Tabla 25. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.**

Cuando existan altos valores de resistividad del terreno, elevadas corrientes de falla a tierra o prolongados tiempos de despeje de las mismas, se deberán tomar las siguientes medidas para no exponer a las personas a tensiones por encima de los umbrales de soportabilidad del ser humano:

a. Hacer inaccesibles zonas donde se prevea la superación de los umbrales de soportabilidad para seres humanos y disponer de señalización en las zonas críticas.

b. Instalar pisos o pavimentos de gran aislamiento.

c. Aislar todos los dispositivos que puedan ser sujetados por una persona.

d. Establecer conexiones equipotenciales en las zonas críticas.

e. Aislar el conductor del electrodo de puesta a tierra a su entrada en el terreno.

f. Disponer de señalización en las zonas críticas donde pueda actuar personal calificado, siempre que éste cuente con las instrucciones sobre el tipo de riesgo y esté dotado de los elementos de protección personal aislantes.

**2.5 Medición de resistencia de puesta a tierra.**

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se puede aplicar la técnica de Caída de Potencial, cuya disposición de montaje se muestra en la Figura 14.

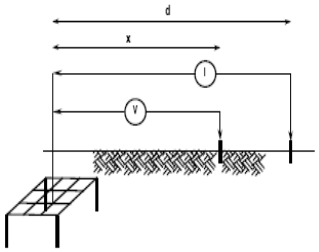



Figura 14. Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra.

En donde,

d es la distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según IEEE 81).

x es la distancia del electrodo auxiliar de tensión.

RPT es la resistencia de puesta a tierra en ohmios, calculada como V/I.

El valor de resistencia de puesta a tierra que se debe tomar al aplicar este método, es cuando la disposición del electrodo auxiliar de tensión se encuentra al 61,8 % de la distancia del electrodo auxiliar de corriente, siempre que el terreno sea uniforme. Igualmente, se podrán utilizar otros métodos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería.

En líneas de transmisión con cable de guarda, la medida debe hacerse desacoplando el cable de guarda o usando un Telurómetro de alta frecuencia (25 kHz).

## 3. CARACTERISTICAS DE LA MEDICIÓN.

Estado superficial del terreno: Concreto

Marca y referencia del Telurometro: Metrel earth Insulation Tester

Resolución: 0.01; 0.1; 1; 10 Ω

Precisión: ±(2 % + 3 D)…(0 – 2 kΩ)

Tensión y: frecuencia de prueba: 40 V(d.c.) / 125 Hz

Frecuencia: 120 Hz

Método utilizado: Técnica Caída de Potencial

### 3.1 RESULTADOS DE LA MEDICIÓN

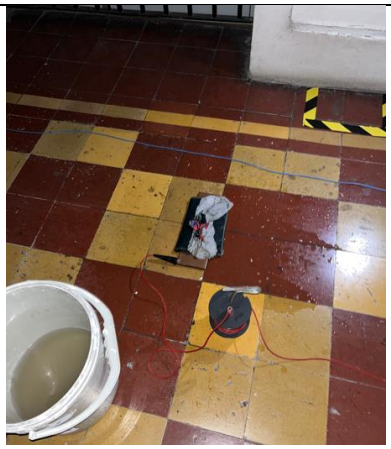
La medición se hizo con la técnica de caída de potencial

| Lugar de Medición | Resistencia (d1) 62% | Resistencia (d2) 52% | Resistencia (d3) 72% | Promedio | Desviación Estándar | Cumple |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **SUBESTACION P. NACIONAL DE CALI** | 1.17 Ω | 1.24 Ω | 1.17 Ω | 1.19 Ω | 0.046 | Si |

### 3.2 REGISTRO FOTOGRÁFICO RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

**SUBESTACION PALACIO NACIONAL DE CALI**











4. CONCLUSIONES

- La medición fue realizada con el equipo marca METREL tipo Earth Insulation MI2088

- Las funciones de un sistema de puesta a tierra son: Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos, permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas, servir de referencia al sistema eléctrico, conducir y disipar las corrientes de falla con suficiente capacidad y transmitir señales de RF en onda media.
- Según las medidas obtenidas el valor de RPT promedio es: 1.19 Ω lo cual indica que SI está cumpliendo con los valores de referencia de la tabla 15.4 de RETIE (Para subestaciones de MT y sistema de apantallamiento el valor máximo de resistencia de puesta a tierra es 10Ω).

# MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

## PALACIO NACIONAL BUENAVENTURA

## VALLE DEL CAUCA

**Bogotá D.C, Octubre de 2025**

## 1. OBJETIVO

El objetivo de este informe es dar a conocer el resultado de la medición de la resistencia de puesta a tierra en la malla existente y continuidad en la subestación y en el sistema de apantallamiento del Palacio de Justicia Buenaventura en el Valle del Cauca con el fin de verificar el cumplimiento de los niveles sugeridos en el Art 15 de RETIE (menor a 10 Ω). Estas mediciones fueron realizadas el día 26 de septiembre de 2025.

## 2. ASPECTOS TÉCNICOS

### 2.1 PUESTAS A TIERRA

Toda instalación eléctrica cubierta por el RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, debe disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), de tal forma que cualquier punto del interior o exterior, normalmente accesible a personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidos a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.

La exigencia de puestas a tierra para instalaciones eléctricas cubre el sistema eléctrico como tal y los apoyos o estructuras que ante una sobretensión temporal, puedan desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red. Los objetivos de un sistema de puesta a tierra (SPT) son: La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

a. Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.

b. Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.

c. Servir de referencia común al sistema eléctrico.

d. Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.

e. Transmitir señales de RF en onda media y larga.

f. Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima energía eléctrica que pueden soportar, debida a las tensiones de paso, de contacto o transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente. Sin embargo, un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir la máxima elevación de potencial GPR por sus siglas en inglés (Ground Potential Rise). La máxima tensión de contacto aplicada al ser humano (o a una resistencia equivalente de 1000 Ω), está dada en función del tiempo de despeje de la falla a tierra, de la resistividad del suelo y de la corriente de falla.

**2.2 Requisitos Generales de las puestas a tierra**

Las puestas a tierra deben cumplir los siguientes requisitos:

a. Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en algunos casos.

b. Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.

c. Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puestas a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo y demás condiciones de uso conforme a la guía norma IEEE 837 o la norma NTC 2206.

d. Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente Reglamento, se deben dejar puntos de conexión y medición accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible.

e. No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.

f. En sistemas trifásicos de instalaciones de uso final con cargas no lineales, el conductor de neutro debe ser dimensionado con por lo menos el 173% de la capacidad de corriente de las cargas no lineales de diseño de las fases, para evitar sobrecargarlo.

g. Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, según criterio adoptado de IEC-61000-5-2, tal como aparece en la Figura 10.

h. Igualmente, para un mismo edificio quedan expresamente prohibidos los sistemas de puesta a tierra que aparecen en las Figuras 11 y 12, según criterio adoptado de la IEC 61000-5-2.

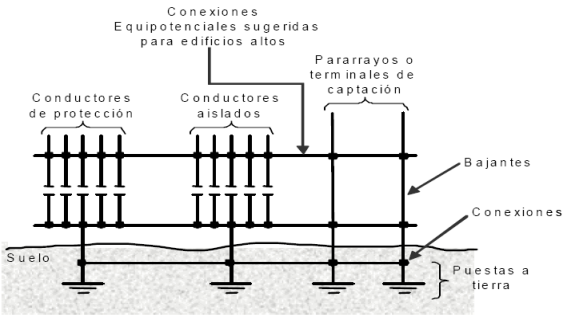



**Figura 10. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas.**

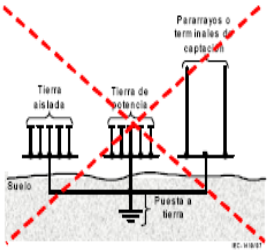



Figura 11. Una sola puesta a tierra para todas las necesidades

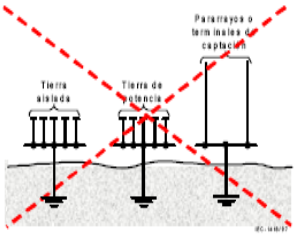



Figura 12. Puestas a tierra separadas o independientes

Las anteriores figuras aclaran que se deben interconectar todas las puestas a tierra de un edificio, es decir, aquellas componentes del sistema de puesta a tierra que están bajo el nivel del terreno y diseñadas para cada aplicación particular, tales como fallas a tierra de baja frecuencia, evacuación de electrostática, protección contra rayos o protección catódica. Este criterio está establecido igualmente en la NTC 2050. Esta interconexión puede hacerse por encima o por debajo del nivel del piso.

**2.3 Materiales de los sistemas de puesta a tierra.**

Los materiales de puesta a tierra deberán ser certificados y cumplir los siguientes requisitos.

**2.3.1 Electrodos de puesta a tierra.**

Para efectos del presente Reglamento serán de obligatorio cumplimiento que los electrodos de puesta a tierra, cumplan los siguientes requisitos, adoptados de las normas IEC 60364-5-54, BS 7430, AS 1768, UL 467, UNESA 6501F y NTC 2050:

| Tipo de Electrodo | Materiales | Dimensiones Mínimas | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Diámetro mm | Área $mm^2$ | Espesor mm | Recubrimiento µm |
| Varilla | Cobre | 12,7 | | | |
| | Acero inoxidable | 10 | | | |
| | Acero galvanizado en caliente | 16 | | | 70 |
| | Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre | 14 | | | 100 |
| | Acero con recubrimiento total en cobre | 15 | | | 2000 |
| Tubo | Cobre | 20 | | 2 | |
| | Acero inoxidable | 25 | | 2 | |
| | Acero galvanizado en caliente | 25 | | 2 | 55 |
| Fleje | Cobre | | 50 | 2 | |
| | Acero inoxidable | | 90 | 3 | |
| | Cobre cincado | | 50 | 2 | 40 |
| Cable | Cobre o cobre estañado | 1,8 para | 50 | | |

**Tabla 23. Requisitos para electrodos de puesta a tierra.**

a. La puesta a tierra debe estar constituida por uno o varios de los siguientes tipos de electrodos: Varillas, tubos, placas, flejes o cables.

b. Se podrán utilizar electrodos de cable de acero galvanizado, siempre que se garanticen las condiciones de seguridad establecidas en este Reglamento.

c. Los fabricantes de electrodos de puesta a tierra deben garantizar que la resistencia a la corrosión del electrodo, sea de mínimo 15 años contados a partir de la fecha de instalación. Para certificar este requisito se podrá utilizar el método de la inmersión en cámara salina durante 1000 horas o usando muestras de suelo preparadas en laboratorio, utilizando arena lavada, greda limpia u otro medio uniforme conocido en electrolitos de solución ácida débil en concentración, que permita simular los suelos más corrosivos donde se prevea instalar los electrodos de acuerdo con la norma ASTM G 162 o la norma ASTM G 1.

d. El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud; además, debe estar identificado con la razón social o marca registrada del fabricante y sus dimensiones; esto debe hacerse dentro los primeros 30 cm desde la parte superior.

e. El espesor efectivo de los recubrimientos exigidos en la Tabla 23, en ningún punto debe ser inferior a los valores indicados.

f. Para la instalación de los electrodos se deben considerar los siguientes requisitos:

- El fabricante debe informar al usuario si existe algún procedimiento específico para su instalación y adecuada conservación.
- La unión entre el electrodo y el conductor de puesta a tierra, debe hacerse con soldadura exotérmica o con un conector certificado para enterramiento directo.
- Cada electrodo debe quedar enterrado en su totalidad.
- El punto de unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y la puesta a tierra debe ser accesible y la parte superior del electrodo enterrado debe quedar a mínimo 15 cm de la superficie. Este ítem no aplican a electrodos enterrados en las bases de estructuras de líneas de transmisión ni a electrodos instalados horizontalmente.
- El electrodo puede ser instalado en forma vertical, horizontal o con una inclinación adecuada, siempre que garantice el cumplimiento de su objetivo, conforme al numeral 3 del literal c del de la sección 250-83 de la NTC 2050.

**2.3.2 Conductor del electrodo de puesta a tierra o conductor a tierra.**

Este conductor une la puesta a tierra con el barraje principal de puesta a tierra y para baja tensión, se debe seleccionar con base en la Tabla 250-94 de la NTC 2050 o con la ecuación de la IEC 60364-5-54. Como material para el conductor del electrodo de puesta a tierra, además del cobre, se pueden utilizar otros materiales conductores o combinación de ellos, siempre que se garantice su protección contra la corrosión durante la vida útil de la puesta a tierra y la resistencia del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra.

El conductor a tierra para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe ser seleccionado con la siguiente fórmula, la cual fue adoptada de la norma ANSI/IEEE 80.

$$A\ mm^2 = I K_f \sqrt{t_c} / 1.9737$$

En donde:

A $mm^2$ es la sección del conductor en mm2.

I es la corriente de falla a tierra, suministrada por el OR (rms en kA).

Kf es la constante de la Tabla 25, para diferentes materiales y varios valores de Tm.

Tm es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor y una temperatura ambiente de 40 °C.

tc es el tiempo de despeje de la falla a tierra.

| MATERIAL | CONDUCTIVIDAD (%) | $T_m$ (°C) | $K_F$ |
|---|---|---|---|
| Cobre blando | 100 | 1083 | 7 |
| Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica. | 97 | 1084 | 7,06 |
| Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico. | 97 | 250 | 11,78 |
| Alambre de acero recubierto de cobre | 40 | 1084 | 10,45 |
| Alambre de acero recubierto de cobre | 30 | 1084 | 14,64 |
| Varilla de acero recubierta de cobre | 20 | 1084 | 14,64 |
| Aluminio grado EC | 61 | 657 | 12,12 |
| Aleación de aluminio 5005 | 53,5 | 652 | 12,41 |
| Aleación de aluminio 6201 | 52,5 | 654 | 12,47 |
| Alambre de acero recubierto de aluminio | 20,3 | 657 | 17,2 |
| Acero 1020 | 10,8 | 1510 | 15,95 |
| Varilla de acero recubierta en acero inoxidable | 9,8 | 1400 | 14,72 |
| Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado) | 8,5 | 419 | 28,96 |
| Acero inoxidable 304 | 2,4 | 1400 | 30,05 |

**Tabla 24. Constantes de materiales.**

(1) De acuerdo con las disposiciones del presente Reglamento no se debe utilizar aluminio enterrado.

(2) Se permite el uso de cables de acero galvanizado en sistemas de puestas a tierra en líneas de transmisión y redes de distribución, e instalaciones de uso final siempre que en condiciones de una descarga no se superen los niveles de soportabilidad del ser humano, para su cálculo podrá utilizar los parámetros de varilla de acero recubierta en cinc.

(3) El espesor del recubrimiento en cobre de la varilla de acero, no debe ser menor a 0,25 mm.

**2.3.3 Conductor de protección o de puesta a tierra de equipos.**

El conductor de protección, también llamado conductor de puesta a tierra de equipos, debe cumplir los siguientes requisitos:

a. El conductor para baja tensión, debe seleccionarse con la Tabla 250-95 de la NTC 2050.

b. El conductor para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe seleccionarse de forma tal que la temperatura del conductor no supere la temperatura del aislamiento de los conductores activos alojados en misma canalización, tal como se establece en el capítulo 9 de la IEEE 242.

c. Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos, sin interruptores o medios de desconexión y cuando se empalmen, deben quedar mecánica y eléctricamente seguros mediante soldadura o conectores certificados para tal uso.

d. El conductor de puesta a tierra de equipos, debe acompañar los conductores activos durante todo su recorrido y por la misma canalización.

e. Los conductores de los cableados de puesta a tierra que por disposición de la instalación se requieran aislar, deben ser de aislamiento color verde, verde con rayas amarillas o identificadas con marcas verdes en los puntos de inspección y extremos.

**2.4 Valores de resistencia de puesta a tierra.**

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse como referencia los valores máximos de resistencia de puesta a tierra de la Tabla 25, adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552.

El cumplimiento de estos valores de resistencia de puesta a tierra no libera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra no superen las máximas permitidas.

| APLICACIÓN | VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA |
|---|---|
| Estructuras de líneas de transmisión o torrecillas metálicas de distribución con cable de guarda | 20 Ω |
| Subestaciones de alta y extra alta tensión. | 1 Ω |
| Subestaciones de media tensión. | 10 Ω |
| Protección contra rayos. | 10 Ω |
| Neutro de acometida en baja tensión. | 25 Ω |

**Tabla 25. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.**

Cuando existan altos valores de resistividad del terreno, elevadas corrientes de falla a tierra o prolongados tiempos de despeje de las mismas, se deberán tomar las siguientes medidas para no exponer a las personas a tensiones por encima de los umbrales de soportabilidad del ser humano:

a. Hacer inaccesibles zonas donde se prevea la superación de los umbrales de soportabilidad para seres humanos y disponer de señalización en las zonas críticas.

b. Instalar pisos o pavimentos de gran aislamiento.

c. Aislar todos los dispositivos que puedan ser sujetados por una persona.

d. Establecer conexiones equipotenciales en las zonas críticas.

e. Aislar el conductor del electrodo de puesta a tierra a su entrada en el terreno.

f. Disponer de señalización en las zonas críticas donde pueda actuar personal calificado, siempre que éste cuente con las instrucciones sobre el tipo de riesgo y esté dotado de los elementos de protección personal aislantes.

**2.5 Medición de resistencia de puesta a tierra.**

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se puede aplicar la técnica de Caída de Potencial, cuya disposición de montaje se muestra en la Figura 14.

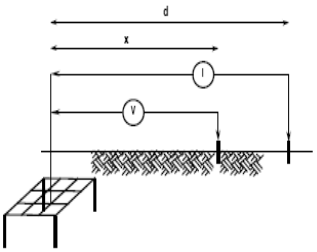



Figura 14. Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra.

En donde,

d es la distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según IEEE 81).

x es la distancia del electrodo auxiliar de tensión.

RPT es la resistencia de puesta a tierra en ohmios, calculada como V/I.

El valor de resistencia de puesta a tierra que se debe tomar al aplicar este método, es cuando la disposición del electrodo auxiliar de tensión se encuentra al 61,8 % de la distancia del electrodo auxiliar de corriente, siempre que el terreno sea uniforme. Igualmente, se podrán utilizar otros métodos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería.

En líneas de transmisión con cable de guarda, la medida debe hacerse desacoplando el cable de guarda o usando un Telurómetro de alta frecuencia (25 kHz).

## 3. CARACTERISTICAS DE LA MEDICIÓN.

Estado superficial del terreno: Tierra

Marca y referencia del Telurometro: Metrel earth Insulation Tester

Resolución: 0.01; 0.1; 1; 10 Ω

Precisión: ±(2 % + 3 D)…(0 – 2 kΩ)

Tensión y: frecuencia de prueba: 40 V(d.c.) / 125 Hz

Frecuencia: 120 Hz

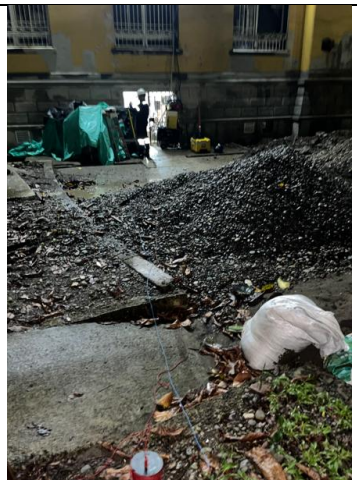
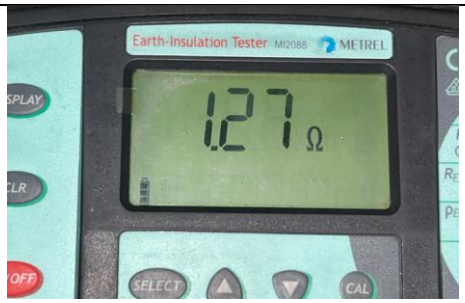
Método utilizado: Técnica Caída de Potencial

### 3.1 RESULTADOS DE LA MEDICIÓN

La medición se hizo con la técnica de caída de potencial

| Lugar de Medición | Resistencia (d1) 62% | Resistencia (d2) 52% | Resistencia (d3) 72% | Promedio | Desviación Estándar | Cumple |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **SUBESTACION P. JUSTICIA BUENAVENTURA** | 1.30 Ω | 1.27 Ω | 1.28 Ω | 1.28 Ω | 0.015 | Si |

### 3.2 REGISTRO FOTOGRÁFICO RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

| SUBESTACION P. JUSTICIA BUENAVENTURA | |
|---|---|
|  |  |
|  |  |

5. CONCLUSIONES

- La medición fue realizada con el equipo marca METREL tipo Earth Insulation MI2088

- Las funciones de un sistema de puesta a tierra son: Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos, permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas, servir de referencia al sistema eléctrico, conducir y disipar las corrientes de falla con suficiente capacidad y transmitir señales de RF en onda media.

- Según las medidas obtenidas el valor de RPT promedio es: 1.28 Ω lo cual indica que SI está cumpliendo con los valores de referencia de la tabla 15.4 de RETIE (Para subestaciones de MT y sistema de apantallamiento el valor máximo de resistencia de puesta a tierra debe ser 10Ω).

# MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

**PALACIO DE JUSTIA CARTAGO**

**VALLE DEL CAUCA**

**Bogotá D.C, Octubre de 2025**

## 1. OBJETIVO

El objetivo de este informe es dar a conocer el resultado de la medición de la resistencia de puesta a tierra en la malla existente y continuidad en la subestación y en el sistema de apantallamiento del Palacio de Justicia Cartago en el Valle del Cauca con el fin de verificar el cumplimiento de los niveles sugeridos en el Art 15 de RETIE (menor a 10 Ω). Estas mediciones fueron realizadas el día 29 de septiembre de 2025.

## 2. ASPECTOS TÉCNICOS

### 2.1 PUESTAS A TIERRA

Toda instalación eléctrica cubierta por el RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, debe disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), de tal forma que cualquier punto del interior o exterior, normalmente accesible a personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidos a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.

La exigencia de puestas a tierra para instalaciones eléctricas cubre el sistema eléctrico como tal y los apoyos o estructuras que ante una sobretensión temporal, puedan desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red. Los objetivos de un sistema de puesta a tierra (SPT) son: La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

a. Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.

b. Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.

c. Servir de referencia común al sistema eléctrico.

d. Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.

e. Transmitir señales de RF en onda media y larga.

f. Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima energía eléctrica que pueden soportar, debida a las tensiones de paso, de contacto o transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente. Sin embargo, un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir la máxima elevación de potencial GPR por sus siglas en inglés (Ground Potential Rise). La máxima tensión de contacto aplicada al ser humano (o a una resistencia equivalente de 1000 Ω), está dada en función del tiempo de despeje de la falla a tierra, de la resistividad del suelo y de la corriente de falla.

**2.2 Requisitos Generales de las puestas a tierra**

Las puestas a tierra deben cumplir los siguientes requisitos:

a. Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en algunos casos.

b. Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.

c. Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puestas a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo y demás condiciones de uso conforme a la guía norma IEEE 837 o la norma NTC 2206.

d. Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente Reglamento, se deben dejar puntos de conexión y medición accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible.

e. No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.

f. En sistemas trifásicos de instalaciones de uso final con cargas no lineales, el conductor de neutro debe ser dimensionado con por lo menos el 173% de la capacidad de corriente de las cargas no lineales de diseño de las fases, para evitar sobrecargarlo.

g. Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, según criterio adoptado de IEC-61000-5-2, tal como aparece en la Figura 10.

h. Igualmente, para un mismo edificio quedan expresamente prohibidos los sistemas de puesta a tierra que aparecen en las Figuras 11 y 12, según criterio adoptado de la IEC 61000-5-2.

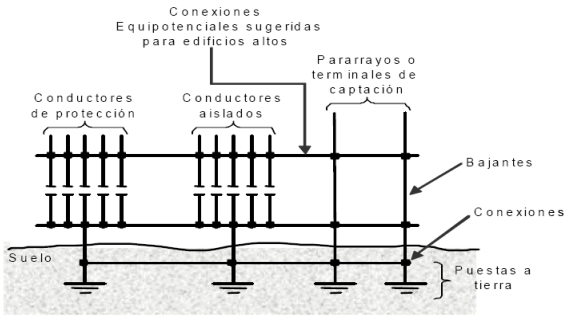



**Figura 10. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas.**

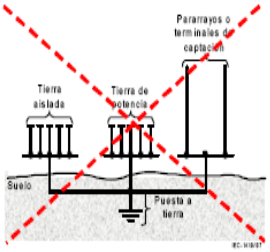



Figura 11. Una sola puesta a tierra para todas las necesidades

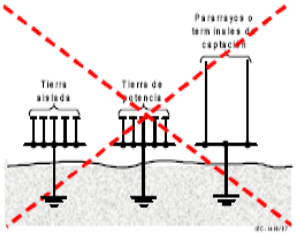



Figura 12. Puestas a tierra separadas o independientes

Las anteriores figuras aclaran que se deben interconectar todas las puestas a tierra de un edificio, es decir, aquellas componentes del sistema de puesta a tierra que están bajo el nivel del terreno y diseñadas para cada aplicación particular, tales como fallas a tierra de baja frecuencia, evacuación de electrostática, protección contra rayos o protección catódica. Este criterio está establecido igualmente en la NTC 2050. Esta interconexión puede hacerse por encima o por debajo del nivel del piso.

**2.3 Materiales de los sistemas de puesta a tierra.**

Los materiales de puesta a tierra deberán ser certificados y cumplir los siguientes requisitos.

**2.3.1 Electrodos de puesta a tierra.**

Para efectos del presente Reglamento serán de obligatorio cumplimiento que los electrodos de puesta a tierra, cumplan los siguientes requisitos, adoptados de las normas IEC 60364-5-54, BS 7430, AS 1768, UL 467, UNESA 6501F y NTC 2050:

| Tipo de Electrodo | Materiales | Dimensiones Mínimas | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Diámetro mm | Área $mm^2$ | Espesor mm | Recubrimiento µm |
| Varilla | Cobre | 12,7 | | | |
| | Acero inoxidable | 10 | | | |
| | Acero galvanizado en caliente | 16 | | | 70 |
| | Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre | 14 | | | 100 |
| | Acero con recubrimiento total en cobre | 15 | | | 2000 |
| Tubo | Cobre | 20 | | 2 | |
| | Acero inoxidable | 25 | | 2 | |
| | Acero galvanizado en caliente | 25 | | 2 | 55 |
| Fleje | Cobre | | 50 | 2 | |
| | Acero inoxidable | | 90 | 3 | |
| | Cobre cincado | | 50 | 2 | 40 |
| Cable | Cobre o cobre estañado | 1,8 para | 50 | | |

**Tabla 23. Requisitos para electrodos de puesta a tierra.**

a. La puesta a tierra debe estar constituida por uno o varios de los siguientes tipos de electrodos: Varillas, tubos, placas, flejes o cables.

b. Se podrán utilizar electrodos de cable de acero galvanizado, siempre que se garanticen las condiciones de seguridad establecidas en este Reglamento.

c. Los fabricantes de electrodos de puesta a tierra deben garantizar que la resistencia a la corrosión del electrodo, sea de mínimo 15 años contados a partir de la fecha de instalación. Para certificar este requisito se podrá utilizar el método de la inmersión en cámara salina durante 1000 horas o usando muestras de suelo preparadas en laboratorio, utilizando arena lavada, greda limpia u otro medio uniforme conocido en electrolitos de solución ácida débil en concentración, que permita simular los suelos más corrosivos donde se prevea instalar los electrodos de acuerdo con la norma ASTM G 162 o la norma ASTM G 1.

d. El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud; además, debe estar identificado con la razón social o marca registrada del fabricante y sus dimensiones; esto debe hacerse dentro los primeros 30 cm desde la parte superior.

e. El espesor efectivo de los recubrimientos exigidos en la Tabla 23, en ningún punto debe ser inferior a los valores indicados.

f. Para la instalación de los electrodos se deben considerar los siguientes requisitos:

- El fabricante debe informar al usuario si existe algún procedimiento específico para su instalación y adecuada conservación.
- La unión entre el electrodo y el conductor de puesta a tierra, debe hacerse con soldadura exotérmica o con un conector certificado para enterramiento directo.
- Cada electrodo debe quedar enterrado en su totalidad.
- El punto de unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y la puesta a tierra debe ser accesible y la parte superior del electrodo enterrado debe quedar a mínimo 15 cm de la superficie. Este ítem no aplican a electrodos enterrados en las bases de estructuras de líneas de transmisión ni a electrodos instalados horizontalmente.
- El electrodo puede ser instalado en forma vertical, horizontal o con una inclinación adecuada, siempre que garantice el cumplimiento de su objetivo, conforme al numeral 3 del literal c del de la sección 250-83 de la NTC 2050.

**2.3.2 Conductor del electrodo de puesta a tierra o conductor a tierra.**

Este conductor une la puesta a tierra con el barraje principal de puesta a tierra y para baja tensión, se debe seleccionar con base en la Tabla 250-94 de la NTC 2050 o con la ecuación de la IEC 60364-5-54. Como material para el conductor del electrodo de puesta a tierra, además del cobre, se pueden utilizar otros materiales conductores o combinación de ellos, siempre que se garantice su protección contra la corrosión durante la vida útil de la puesta a tierra y la resistencia del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra.

El conductor a tierra para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe ser seleccionado con la siguiente fórmula, la cual fue adoptada de la norma ANSI/IEEE 80.

$$A\ mm^2 = IK_f . t\ c½ \ / 1.9737$$

En donde:

A $mm^2$ es la sección del conductor en mm2.

I es la corriente de falla a tierra, suministrada por el OR (rms en kA).

Kf es la constante de la Tabla 25, para diferentes materiales y varios valores de Tm.

Tm es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor y una temperatura ambiente de 40 °C.

tc es el tiempo de despeje de la falla a tierra.

| MATERIAL | CONDUCTIVIDAD (%) | $T_m$ (°C) | $K_F$ |
|---|---|---|---|
| Cobre blando | 100 | 1083 | 7 |
| Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica. | 97 | 1084 | 7,06 |
| Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico. | 97 | 250 | 11,78 |
| Alambre de acero recubierto de cobre | 40 | 1084 | 10,45 |
| Alambre de acero recubierto de cobre | 30 | 1084 | 14,64 |
| Varilla de acero recubierta de cobre | 20 | 1084 | 14,64 |
| Aluminio grado EC | 61 | 657 | 12,12 |
| Aleación de aluminio 5005 | 53,5 | 652 | 12,41 |
| Aleación de aluminio 6201 | 52,5 | 654 | 12,47 |
| Alambre de acero recubierto de aluminio | 20,3 | 657 | 17,2 |
| Acero 1020 | 10,8 | 1510 | 15,95 |
| Varilla de acero recubierta en acero inoxidable | 9,8 | 1400 | 14,72 |
| Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado) | 8,5 | 419 | 28,96 |
| Acero inoxidable 304 | 2,4 | 1400 | 30,05 |

**Tabla 24. Constantes de materiales.**

(1) De acuerdo con las disposiciones del presente Reglamento no se debe utilizar aluminio enterrado.

(2) Se permite el uso de cables de acero galvanizado en sistemas de puestas a tierra en líneas de transmisión y redes de distribución, e instalaciones de uso final siempre que en condiciones de una descarga no se superen los niveles de soportabilidad del ser humano, para su cálculo podrá utilizar los parámetros de varilla de acero recubierta en cinc.

(3) El espesor del recubrimiento en cobre de la varilla de acero, no debe ser menor a 0,25 mm.

**2.3.3 Conductor de protección o de puesta a tierra de equipos.**

El conductor de protección, también llamado conductor de puesta a tierra de equipos, debe cumplir los siguientes requisitos:

a. El conductor para baja tensión, debe seleccionarse con la Tabla 250-95 de la NTC 2050.

b. El conductor para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe seleccionarse de forma tal que la temperatura del conductor no supere la temperatura del aislamiento de los conductores activos alojados en misma canalización, tal como se establece en el capítulo 9 de la IEEE 242.

c. Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos, sin interruptores o medios de desconexión y cuando se empalmen, deben quedar mecánica y eléctricamente seguros mediante soldadura o conectores certificados para tal uso.

d. El conductor de puesta a tierra de equipos, debe acompañar los conductores activos durante todo su recorrido y por la misma canalización.

e. Los conductores de los cableados de puesta a tierra que por disposición de la instalación se requieran aislar, deben ser de aislamiento color verde, verde con rayas amarillas o identificadas con marcas verdes en los puntos de inspección y extremos.

**2.4 Valores de resistencia de puesta a tierra.**

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse como referencia los valores máximos de resistencia de puesta a tierra de la Tabla 25, adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552.

El cumplimiento de estos valores de resistencia de puesta a tierra no libera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra no superen las máximas permitidas.

| APLICACIÓN | VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA |
|---|---|
| Estructuras de líneas de transmisión o torrecillas metálicas de distribución con cable de guarda | 20 Ω |
| Subestaciones de alta y extra alta tensión. | 1 Ω |
| Subestaciones de media tensión. | 10 Ω |
| Protección contra rayos. | 10 Ω |
| Neutro de acometida en baja tensión. | 25 Ω |

**Tabla 25. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.**

Cuando existan altos valores de resistividad del terreno, elevadas corrientes de falla a tierra o prolongados tiempos de despeje de las mismas, se deberán tomar las siguientes medidas para no exponer a las personas a tensiones por encima de los umbrales de soportabilidad del ser humano:

a. Hacer inaccesibles zonas donde se prevea la superación de los umbrales de soportabilidad para seres humanos y disponer de señalización en las zonas críticas.

b. Instalar pisos o pavimentos de gran aislamiento.

c. Aislar todos los dispositivos que puedan ser sujetados por una persona.

d. Establecer conexiones equipotenciales en las zonas críticas.

e. Aislar el conductor del electrodo de puesta a tierra a su entrada en el terreno.

f. Disponer de señalización en las zonas críticas donde pueda actuar personal calificado, siempre que éste cuente con las instrucciones sobre el tipo de riesgo y esté dotado de los elementos de protección personal aislantes.

**2.5 Medición de resistencia de puesta a tierra.**

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se puede aplicar la técnica de Caída de Potencial, cuya disposición de montaje se muestra en la Figura 14.

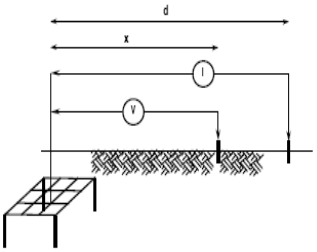



Figura 14. Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra.

En donde,

d es la distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según IEEE 81).

x es la distancia del electrodo auxiliar de tensión.

RPT es la resistencia de puesta a tierra en ohmios, calculada como V/I.

El valor de resistencia de puesta a tierra que se debe tomar al aplicar este método, es cuando la disposición del electrodo auxiliar de tensión se encuentra al 61,8 % de la distancia del electrodo auxiliar de corriente, siempre que el terreno sea uniforme. Igualmente, se podrán utilizar otros métodos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería.

En líneas de transmisión con cable de guarda, la medida debe hacerse desacoplando el cable de guarda o usando un Telurómetro de alta frecuencia (25 kHz).

## 3. CARACTERISTICAS DE LA MEDICIÓN.

Estado superficial del terreno: Concreto

Marca y referencia del Telurometro: Metrel earth Insulation Tester

Resolución: 0.01; 0.1; 1; 10 Ω

Precisión: ±(2 % + 3 D)…(0 – 2 kΩ)

Tensión y: frecuencia de prueba: 40 V(d.c.) / 125 Hz

Frecuencia: 120 Hz

Método utilizado: Técnica Caída de Potencial

### 3.1 RESULTADOS DE LA MEDICIÓN

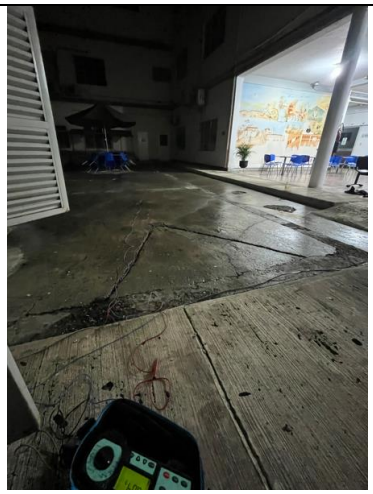
La medición se hizo con la técnica de caída de potencial

| Lugar de Medición | Resistencia (d1) 62% | Resistencia (d2) 52% | Resistencia (d3) 72% | Promedio | Desviación Estándar | Cumple |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **SUBESTACION P. JUSTICIA CARTAGO** | 0.62 Ω | 0.63 Ω | 0.64 Ω | 0.63 Ω | 0.01 | Si |

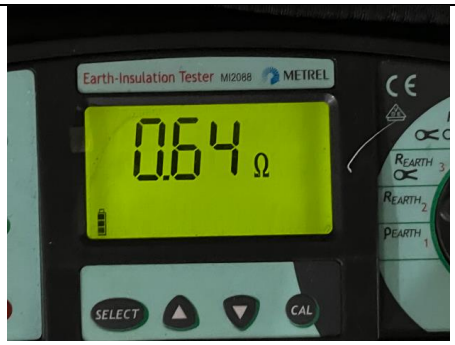
### 3.2 REGISTRO FOTOGRÁFICO RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

**SUBESTACION P. JUSTICIA CARTAGO**








4. CONCLUSIONES

- La medición fue realizada con el equipo marca METREL tipo Earth Insulation MI2088

- Las funciones de un sistema de puesta a tierra son: Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos, permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas, servir de referencia al sistema eléctrico, conducir y disipar las corrientes de falla con suficiente capacidad y transmitir señales de RF en onda media.

- Según las medidas obtenidas el valor de RPT promedio es: 0.63 Ω lo cual indica que SI está cumpliendo con los valores de referencia de la tabla 15.4 de RETIE (Para subestaciones de MT y sistema de apantallamiento el valor máximo de resistencia de puesta a tierra debe ser 10Ω).

# MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

**PALACIO DE JUSTICA CALI**

**VALLE DEL CAUCA**

**Bogotá D.C, 24 septiembre de 2025**

## 1. OBJETIVO

El objetivo de este informe es dar a conocer el resultado de la medición de la resistencia de puesta a tierra en la malla existente y continuidad en la subestación y en el sistema de apantallamiento del Palacio de justicia Cali en el Valle del Cauca con el fin de verificar el cumplimiento de los niveles sugeridos en el Art 15 de RETIE (menor a 10 Ω). Estas mediciones fueron realizadas el día 24 de septiembre de 2025.

## 2. ASPECTOS TÉCNICOS

### 2.1 PUESTAS A TIERRA

Toda instalación eléctrica cubierta por el RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, debe disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), de tal forma que cualquier punto del interior o exterior, normalmente accesible a personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidos a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.

La exigencia de puestas a tierra para instalaciones eléctricas cubre el sistema eléctrico como tal y los apoyos o estructuras que ante una sobretensión temporal, puedan desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red. Los objetivos de un sistema de puesta a tierra (SPT) son: La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

a. Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.

b. Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.

c. Servir de referencia común al sistema eléctrico.

d. Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.

e. Transmitir señales de RF en onda media y larga.

f. Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima energía eléctrica que pueden soportar, debida a las tensiones de paso, de contacto o transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente. Sin embargo, un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir la máxima elevación de potencial GPR por sus siglas en inglés (Ground Potential Rise). La máxima tensión de contacto aplicada al ser humano (o a una resistencia equivalente de 1000 Ω), está dada en función del tiempo de despeje de la falla a tierra, de la resistividad del suelo y de la corriente de falla.

**2.2 Requisitos Generales de las puestas a tierra**

Las puestas a tierra deben cumplir los siguientes requisitos:

a. Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en algunos casos.

b. Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.

c. Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puestas a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo y demás condiciones de uso conforme a la guía norma IEEE 837 o la norma NTC 2206.

d. Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente Reglamento, se deben dejar puntos de conexión y medición accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible.

e. No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.

f. En sistemas trifásicos de instalaciones de uso final con cargas no lineales, el conductor de neutro debe ser dimensionado con por lo menos el 173% de la capacidad de corriente de las cargas no lineales de diseño de las fases, para evitar sobrecargarlo.

g. Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, según criterio adoptado de IEC-61000-5-2, tal como aparece en la Figura 10.

h. Igualmente, para un mismo edificio quedan expresamente prohibidos los sistemas de puesta a tierra que aparecen en las Figuras 11 y 12, según criterio adoptado de la IEC 61000-5-2.

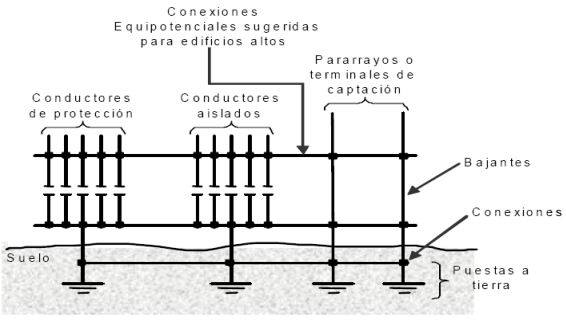



**Figura 10. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas.**

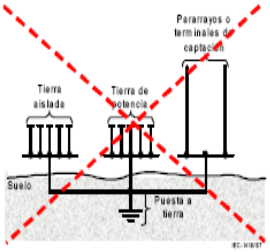



Figura 11. Una sola puesta a tierra para todas las necesidades

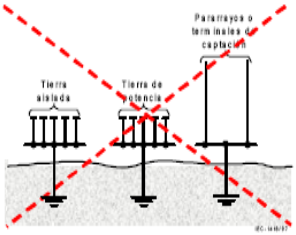



Figura 12. Puestas a tierra separadas o independientes

Las anteriores figuras aclaran que se deben interconectar todas las puestas a tierra de un edificio, es decir, aquellas componentes del sistema de puesta a tierra que están bajo el nivel del terreno y diseñadas para cada aplicación particular, tales como fallas a tierra de baja frecuencia, evacuación de electrostática, protección contra rayos o protección catódica. Este criterio está establecido igualmente en la NTC 2050. Esta interconexión puede hacerse por encima o por debajo del nivel del piso.

**2.3 Materiales de los sistemas de puesta a tierra.**

Los materiales de puesta a tierra deberán ser certificados y cumplir los siguientes requisitos.

**2.3.1 Electrodos de puesta a tierra.**

Para efectos del presente Reglamento serán de obligatorio cumplimiento que los electrodos de puesta a tierra, cumplan los siguientes requisitos, adoptados de las normas IEC 60364-5-54, BS 7430, AS 1768, UL 467, UNESA 6501F y NTC 2050:

| Tipo de Electrodo | Materiales | Dimensiones Mínimas | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Diámetro mm | Área $mm^2$ | Espesor mm | Recubrimiento µm |
| Varilla | Cobre | 12,7 | | | |
| | Acero inoxidable | 10 | | | |
| | Acero galvanizado en caliente | 16 | | | 70 |
| | Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre | 14 | | | 100 |
| | Acero con recubrimiento total en cobre | 15 | | | 2000 |
| Tubo | Cobre | 20 | | 2 | |
| | Acero inoxidable | 25 | | 2 | |
| | Acero galvanizado en caliente | 25 | | 2 | 55 |
| Fleje | Cobre | | 50 | 2 | |
| | Acero inoxidable | | 90 | 3 | |
| | Cobre cincado | | 50 | 2 | 40 |
| Cable | Cobre o cobre estañado | 1,8 para | 50 | | |

**Tabla 23. Requisitos para electrodos de puesta a tierra.**

a. La puesta a tierra debe estar constituida por uno o varios de los siguientes tipos de electrodos: Varillas, tubos, placas, flejes o cables.

b. Se podrán utilizar electrodos de cable de acero galvanizado, siempre que se garanticen las condiciones de seguridad establecidas en este Reglamento.

c. Los fabricantes de electrodos de puesta a tierra deben garantizar que la resistencia a la corrosión del electrodo, sea de mínimo 15 años contados a partir de la fecha de instalación. Para certificar este requisito se podrá utilizar el método de la inmersión en cámara salina durante 1000 horas o usando muestras de suelo preparadas en laboratorio, utilizando arena lavada, greda limpia u otro medio uniforme conocido en electrolitos de solución ácida débil en concentración, que permita simular los suelos más corrosivos donde se prevea instalar los electrodos de acuerdo con la norma ASTM G 162 o la norma ASTM G 1.

d. El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud; además, debe estar identificado con la razón social o marca registrada del fabricante y sus dimensiones; esto debe hacerse dentro los primeros 30 cm desde la parte superior.

e. El espesor efectivo de los recubrimientos exigidos en la Tabla 23, en ningún punto debe ser inferior a los valores indicados.

f. Para la instalación de los electrodos se deben considerar los siguientes requisitos:

- El fabricante debe informar al usuario si existe algún procedimiento específico para su instalación y adecuada conservación.
- La unión entre el electrodo y el conductor de puesta a tierra, debe hacerse con soldadura exotérmica o con un conector certificado para enterramiento directo.
- Cada electrodo debe quedar enterrado en su totalidad.
- El punto de unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y la puesta a tierra debe ser accesible y la parte superior del electrodo enterrado debe quedar a mínimo 15 cm de la superficie. Este ítem no aplican a electrodos enterrados en las bases de estructuras de líneas de transmisión ni a electrodos instalados horizontalmente.
- El electrodo puede ser instalado en forma vertical, horizontal o con una inclinación adecuada, siempre que garantice el cumplimiento de su objetivo, conforme al numeral 3 del literal c del de la sección 250-83 de la NTC 2050.

**2.3.2 Conductor del electrodo de puesta a tierra o conductor a tierra.**

Este conductor une la puesta a tierra con el barraje principal de puesta a tierra y para baja tensión, se debe seleccionar con base en la Tabla 250-94 de la NTC 2050 o con la ecuación de la IEC 60364-5-54. Como material para el conductor del electrodo de puesta a tierra, además del cobre, se pueden utilizar otros materiales conductores o combinación de ellos, siempre que se garantice su protección contra la corrosión durante la vida útil de la puesta a tierra y la resistencia del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra.

El conductor a tierra para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe ser seleccionado con la siguiente fórmula, la cual fue adoptada de la norma ANSI/IEEE 80.

$$A\ mm^2 = I K_f . t\ c^{½} / 1.9737$$

En donde:

A $mm^2$ es la sección del conductor en mm2.

I es la corriente de falla a tierra, suministrada por el OR (rms en kA).

Kf es la constante de la Tabla 25, para diferentes materiales y varios valores de Tm.

Tm es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor y una temperatura ambiente de 40 °C.

tc es el tiempo de despeje de la falla a tierra.

| MATERIAL | CONDUCTIVIDAD (%) | $T_m$ (°C) | $K_F$ |
|---|---|---|---|
| Cobre blando | 100 | 1083 | 7 |
| Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica. | 97 | 1084 | 7,06 |
| Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico. | 97 | 250 | 11,78 |
| Alambre de acero recubierto de cobre | 40 | 1084 | 10,45 |
| Alambre de acero recubierto de cobre | 30 | 1084 | 14,64 |
| Varilla de acero recubierta de cobre | 20 | 1084 | 14,64 |
| Aluminio grado EC | 61 | 657 | 12,12 |
| Aleación de aluminio 5005 | 53,5 | 652 | 12,41 |
| Aleación de aluminio 6201 | 52,5 | 654 | 12,47 |
| Alambre de acero recubierto de aluminio | 20,3 | 657 | 17,2 |
| Acero 1020 | 10,8 | 1510 | 15,95 |
| Varilla de acero recubierta en acero inoxidable | 9,8 | 1400 | 14,72 |
| Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado) | 8,5 | 419 | 28,96 |
| Acero inoxidable 304 | 2,4 | 1400 | 30,05 |

**Tabla 24. Constantes de materiales.**

(1) De acuerdo con las disposiciones del presente Reglamento no se debe utilizar aluminio enterrado.

(2) Se permite el uso de cables de acero galvanizado en sistemas de puestas a tierra en líneas de transmisión y redes de distribución, e instalaciones de uso final siempre que en condiciones de una descarga no se superen los niveles de soportabilidad del ser humano, para su cálculo podrá utilizar los parámetros de varilla de acero recubierta en cinc.

(3) El espesor del recubrimiento en cobre de la varilla de acero, no debe ser menor a 0,25 mm.

**2.3.3 Conductor de protección o de puesta a tierra de equipos.**

El conductor de protección, también llamado conductor de puesta a tierra de equipos, debe cumplir los siguientes requisitos:

a. El conductor para baja tensión, debe seleccionarse con la Tabla 250-95 de la NTC 2050.

b. El conductor para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe seleccionarse de forma tal que la temperatura del conductor no supere la temperatura del aislamiento de los conductores activos alojados en misma canalización, tal como se establece en el capítulo 9 de la IEEE 242.

c. Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos, sin interruptores o medios de desconexión y cuando se empalmen, deben quedar mecánica y eléctricamente seguros mediante soldadura o conectores certificados para tal uso.

d. El conductor de puesta a tierra de equipos, debe acompañar los conductores activos durante todo su recorrido y por la misma canalización.

e. Los conductores de los cableados de puesta a tierra que por disposición de la instalación se requieran aislar, deben ser de aislamiento color verde, verde con rayas amarillas o identificadas con marcas verdes en los puntos de inspección y extremos.

**2.4 Valores de resistencia de puesta a tierra.**

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse como referencia los valores máximos de resistencia de puesta a tierra de la Tabla 25, adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552.

El cumplimiento de estos valores de resistencia de puesta a tierra no libera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra no superen las máximas permitidas.

| APLICACIÓN | VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA |
|---|---|
| Estructuras de líneas de transmisión o torrecillas metálicas de distribución con cable de guarda | 20 Ω |
| Subestaciones de alta y extra alta tensión. | 1 Ω |
| Subestaciones de media tensión. | 10 Ω |
| Protección contra rayos. | 10 Ω |
| Neutro de acometida en baja tensión. | 25 Ω |

**Tabla 25. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.**

Cuando existan altos valores de resistividad del terreno, elevadas corrientes de falla a tierra o prolongados tiempos de despeje de las mismas, se deberán tomar las siguientes medidas para no exponer a las personas a tensiones por encima de los umbrales de soportabilidad del ser humano:

a. Hacer inaccesibles zonas donde se prevea la superación de los umbrales de soportabilidad para seres humanos y disponer de señalización en las zonas críticas.

b. Instalar pisos o pavimentos de gran aislamiento.

c. Aislar todos los dispositivos que puedan ser sujetados por una persona.

d. Establecer conexiones equipotenciales en las zonas críticas.

e. Aislar el conductor del electrodo de puesta a tierra a su entrada en el terreno.

f. Disponer de señalización en las zonas críticas donde pueda actuar personal calificado, siempre que éste cuente con las instrucciones sobre el tipo de riesgo y esté dotado de los elementos de protección personal aislantes.

**2.5 Medición de resistencia de puesta a tierra.**

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se puede aplicar la técnica de Caída de Potencial, cuya disposición de montaje se muestra en la Figura 14.

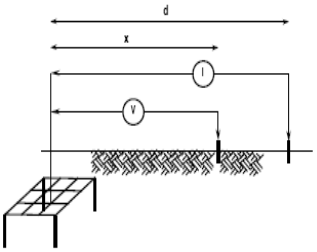



Figura 14. Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra.

En donde,

d es la distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según IEEE 81).

x es la distancia del electrodo auxiliar de tensión.

RPT es la resistencia de puesta a tierra en ohmios, calculada como V/I.

El valor de resistencia de puesta a tierra que se debe tomar al aplicar este método, es cuando la disposición del electrodo auxiliar de tensión se encuentra al 61,8 % de la distancia del electrodo auxiliar de corriente, siempre que el terreno sea uniforme. Igualmente, se podrán utilizar otros métodos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería.

En líneas de transmisión con cable de guarda, la medida debe hacerse desacoplando el cable de guarda o usando un Telurómetro de alta frecuencia (25 kHz).

## 3. CARACTERISTICAS DE LA MEDICIÓN.

Estado superficial del terreno: Concreto

Marca y referencia del Telurometro: Metrel earth Insulation Tester

Resolución: 0.01; 0.1; 1; 10 Ω

Precisión: ±(2 % + 3 D)…(0 – 2 kΩ)

Tensión y: frecuencia de prueba: 40 V(d.c.) / 125 Hz

Frecuencia: 120 Hz

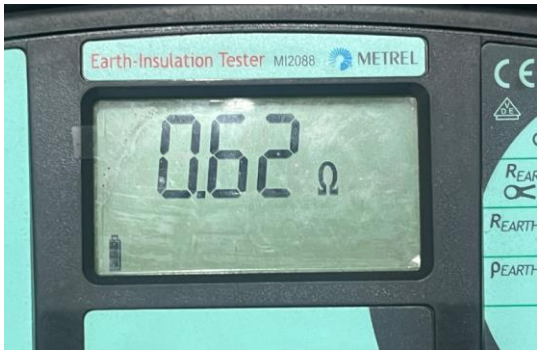
Método utilizado: Técnica Caída de Potencial

### 3.1 RESULTADOS DE LA MEDICIÓN

La medición se hizo con la técnica de caída de potencial

| Lugar de Medición | Resistencia (d1) 62% | Resistencia (d2) 52% | Resistencia (d3) 72% | Promedio | Desviación Estándar | Cumple |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **SUBESTACION P. JUSTICIA CALI** | 0.67 Ω | 0.63 Ω | 0.62 Ω | 0.64 Ω | 0.026 | Si |

### 3.2 REGISTRO FOTOGRÁFICO RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

| SUBESTACION PALACIO DE JUSTICIA CALI | |
|---|---|
|  |  |
|  |  |

4. CONCLUSIONES

- La medición fue realizada con el equipo marca METREL tipo Earth Insulation MI2088

- Las funciones de un sistema de puesta a tierra son: Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos, permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas, servir de referencia al sistema eléctrico, conducir y disipar las corrientes de falla con suficiente capacidad y transmitir señales de RF en onda media.

- Según las medidas obtenidas el valor de RPT promedio es: 0.64 Ω lo cual indica que SI está cumpliendo con los valores de referencia de la tabla 15.4 de RETIE (Para subestaciones de MT y sistema de apantallamiento el valor máximo de resistencia de puesta a tierra debe ser menor a 10Ω).

# MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA Y CONTINUIDAD

**PALACIO DE JUSTICIA PALMIRA**

**VALLE DEL CAUCA**

**Bogotá D.C, septiembre de 2025**

## 1. OBJETIVO

El objetivo de este informe es dar a conocer el resultado de la medición de la resistencia de puesta a tierra en la malla existente y continuidad en la subestación y en el sistema de apantallamiento del Palacio de Justicia Palmira en el Valle del Cauca con el fin de verificar el cumplimiento de los niveles sugeridos en el Art 15 de RETIE (menor a 10 Ω). Estas mediciones fueron realizadas el día 27 de septiembre de 2025.

## 2. ASPECTOS TÉCNICOS

### 2.1 PUESTAS A TIERRA

Toda instalación eléctrica cubierta por el RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, debe disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), de tal forma que cualquier punto del interior o exterior, normalmente accesible a personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidos a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.

La exigencia de puestas a tierra para instalaciones eléctricas cubre el sistema eléctrico como tal y los apoyos o estructuras que ante una sobretensión temporal, puedan desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red. Los objetivos de un sistema de puesta a tierra (SPT) son: La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

a. Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.

b. Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.

c. Servir de referencia común al sistema eléctrico.

d. Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.

e. Transmitir señales de RF en onda media y larga.

f. Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima energía eléctrica que pueden soportar, debida a las tensiones de paso, de contacto o transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente. Sin embargo, un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir la máxima elevación de potencial GPR por sus siglas en inglés (Ground Potential Rise). La máxima tensión de contacto aplicada al ser humano (o a una resistencia equivalente de 1000 Ω), está dada en función del tiempo de despeje de la falla a tierra, de la resistividad del suelo y de la corriente de falla.

**2.2 Requisitos Generales de las puestas a tierra**

Las puestas a tierra deben cumplir los siguientes requisitos:

a. Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en algunos casos.

b. Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.

c. Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puestas a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo y demás condiciones de uso conforme a la guía norma IEEE 837 o la norma NTC 2206.

d. Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente Reglamento, se deben dejar puntos de conexión y medición accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible.

e. No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.

f. En sistemas trifásicos de instalaciones de uso final con cargas no lineales, el conductor de neutro debe ser dimensionado con por lo menos el 173% de la capacidad de corriente de las cargas no lineales de diseño de las fases, para evitar sobrecargarlo.

g. Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, según criterio adoptado de IEC-61000-5-2, tal como aparece en la Figura 10.

h. Igualmente, para un mismo edificio quedan expresamente prohibidos los sistemas de puesta a tierra que aparecen en las Figuras 11 y 12, según criterio adoptado de la IEC 61000-5-2.

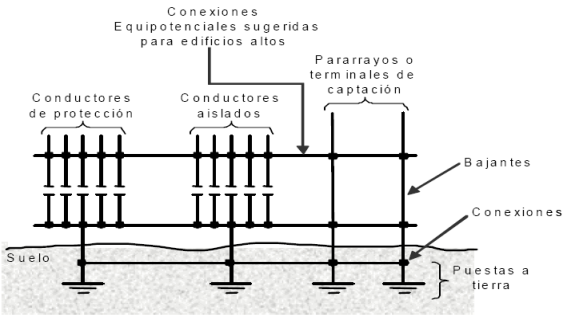



**Figura 10. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas.**

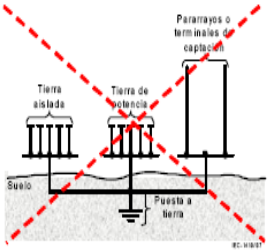



Figura 11. Una sola puesta a tierra para todas las necesidades

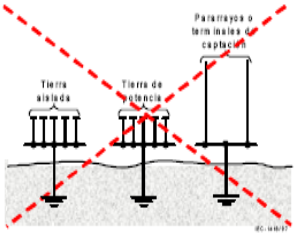



Figura 12. Puestas a tierra separadas o independientes

Las anteriores figuras aclaran que se deben interconectar todas las puestas a tierra de un edificio, es decir, aquellas componentes del sistema de puesta a tierra que están bajo el nivel del terreno y diseñadas para cada aplicación particular, tales como fallas a tierra de baja frecuencia, evacuación de electrostática, protección contra rayos o protección catódica. Este criterio está establecido igualmente en la NTC 2050. Esta interconexión puede hacerse por encima o por debajo del nivel del piso.

**2.3 Materiales de los sistemas de puesta a tierra.**

Los materiales de puesta a tierra deberán ser certificados y cumplir los siguientes requisitos.

**2.3.1 Electrodos de puesta a tierra.**

Para efectos del presente Reglamento serán de obligatorio cumplimiento que los electrodos de puesta a tierra, cumplan los siguientes requisitos, adoptados de las normas IEC 60364-5-54, BS 7430, AS 1768, UL 467, UNESA 6501F y NTC 2050:

| Tipo de Electrodo | Materiales | Dimensiones Mínimas | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Diámetro mm | Área $mm^2$ | Espesor mm | Recubrimiento µm |
| Varilla | Cobre | 12,7 | | | |
| | Acero inoxidable | 10 | | | |
| | Acero galvanizado en caliente | 16 | | | 70 |
| | Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre | 14 | | | 100 |
| | Acero con recubrimiento total en cobre | 15 | | | 2000 |
| Tubo | Cobre | 20 | | 2 | |
| | Acero inoxidable | 25 | | 2 | |
| | Acero galvanizado en caliente | 25 | | 2 | 55 |
| Fleje | Cobre | | 50 | 2 | |
| | Acero inoxidable | | 90 | 3 | |
| | Cobre cincado | | 50 | 2 | 40 |
| Cable | Cobre o cobre estañado | 1,8 para | 50 | | |

**Tabla 23. Requisitos para electrodos de puesta a tierra.**

a. La puesta a tierra debe estar constituida por uno o varios de los siguientes tipos de electrodos: Varillas, tubos, placas, flejes o cables.

b. Se podrán utilizar electrodos de cable de acero galvanizado, siempre que se garanticen las condiciones de seguridad establecidas en este Reglamento.

c. Los fabricantes de electrodos de puesta a tierra deben garantizar que la resistencia a la corrosión del electrodo, sea de mínimo 15 años contados a partir de la fecha de instalación. Para certificar este requisito se podrá utilizar el método de la inmersión en cámara salina durante 1000 horas o usando muestras de suelo preparadas en laboratorio, utilizando arena lavada, greda limpia u otro medio uniforme conocido en electrolitos de solución ácida débil en concentración, que permita simular los suelos más corrosivos donde se prevea instalar los electrodos de acuerdo con la norma ASTM G 162 o la norma ASTM G 1.

d. El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud; además, debe estar identificado con la razón social o marca registrada del fabricante y sus dimensiones; esto debe hacerse dentro los primeros 30 cm desde la parte superior.

e. El espesor efectivo de los recubrimientos exigidos en la Tabla 23, en ningún punto debe ser inferior a los valores indicados.

f. Para la instalación de los electrodos se deben considerar los siguientes requisitos:

- El fabricante debe informar al usuario si existe algún procedimiento específico para su instalación y adecuada conservación.
- La unión entre el electrodo y el conductor de puesta a tierra, debe hacerse con soldadura exotérmica o con un conector certificado para enterramiento directo.
- Cada electrodo debe quedar enterrado en su totalidad.
- El punto de unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y la puesta a tierra debe ser accesible y la parte superior del electrodo enterrado debe quedar a mínimo 15 cm de la superficie. Este ítem no aplican a electrodos enterrados en las bases de estructuras de líneas de transmisión ni a electrodos instalados horizontalmente.
- El electrodo puede ser instalado en forma vertical, horizontal o con una inclinación adecuada, siempre que garantice el cumplimiento de su objetivo, conforme al numeral 3 del literal c del de la sección 250-83 de la NTC 2050.

**2.3.2 Conductor del electrodo de puesta a tierra o conductor a tierra.**

Este conductor une la puesta a tierra con el barraje principal de puesta a tierra y para baja tensión, se debe seleccionar con base en la Tabla 250-94 de la NTC 2050 o con la ecuación de la IEC 60364-5-54. Como material para el conductor del electrodo de puesta a tierra, además del cobre, se pueden utilizar otros materiales conductores o combinación de ellos, siempre que se garantice su protección contra la corrosión durante la vida útil de la puesta a tierra y la resistencia del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra.

El conductor a tierra para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe ser seleccionado con la siguiente fórmula, la cual fue adoptada de la norma ANSI/IEEE 80.

$$A\ mm^2 = IK_f . t\ c½ \ / 1.9737$$

En donde:

A $mm^2$ es la sección del conductor en mm2.

I es la corriente de falla a tierra, suministrada por el OR (rms en kA).

Kf es la constante de la Tabla 25, para diferentes materiales y varios valores de Tm.

Tm es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor y una temperatura ambiente de 40 °C.

tc es el tiempo de despeje de la falla a tierra.

| MATERIAL | CONDUCTIVIDAD (%) | $T_m$ (°C) | $K_F$ |
|---|---|---|---|
| Cobre blando | 100 | 1083 | 7 |
| Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica. | 97 | 1084 | 7,06 |
| Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico. | 97 | 250 | 11,78 |
| Alambre de acero recubierto de cobre | 40 | 1084 | 10,45 |
| Alambre de acero recubierto de cobre | 30 | 1084 | 14,64 |
| Varilla de acero recubierta de cobre | 20 | 1084 | 14,64 |
| Aluminio grado EC | 61 | 657 | 12,12 |
| Aleación de aluminio 5005 | 53,5 | 652 | 12,41 |
| Aleación de aluminio 6201 | 52,5 | 654 | 12,47 |
| Alambre de acero recubierto de aluminio | 20,3 | 657 | 17,2 |
| Acero 1020 | 10,8 | 1510 | 15,95 |
| Varilla de acero recubierta en acero inoxidable | 9,8 | 1400 | 14,72 |
| Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado) | 8,5 | 419 | 28,96 |
| Acero inoxidable 304 | 2,4 | 1400 | 30,05 |

**Tabla 24. Constantes de materiales.**

(1) De acuerdo con las disposiciones del presente Reglamento no se debe utilizar aluminio enterrado.

(2) Se permite el uso de cables de acero galvanizado en sistemas de puestas a tierra en líneas de transmisión y redes de distribución, e instalaciones de uso final siempre que en condiciones de una descarga no se superen los niveles de soportabilidad del ser humano, para su cálculo podrá utilizar los parámetros de varilla de acero recubierta en cinc.

(3) El espesor del recubrimiento en cobre de la varilla de acero, no debe ser menor a 0,25 mm.

**2.3.3 Conductor de protección o de puesta a tierra de equipos.**

El conductor de protección, también llamado conductor de puesta a tierra de equipos, debe cumplir los siguientes requisitos:

a. El conductor para baja tensión, debe seleccionarse con la Tabla 250-95 de la NTC 2050.

b. El conductor para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe seleccionarse de forma tal que la temperatura del conductor no supere la temperatura del aislamiento de los conductores activos alojados en misma canalización, tal como se establece en el capítulo 9 de la IEEE 242.

c. Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos, sin interruptores o medios de desconexión y cuando se empalmen, deben quedar mecánica y eléctricamente seguros mediante soldadura o conectores certificados para tal uso.

d. El conductor de puesta a tierra de equipos, debe acompañar los conductores activos durante todo su recorrido y por la misma canalización.

e. Los conductores de los cableados de puesta a tierra que por disposición de la instalación se requieran aislar, deben ser de aislamiento color verde, verde con rayas amarillas o identificadas con marcas verdes en los puntos de inspección y extremos.

**2.4 Valores de resistencia de puesta a tierra.**

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse como referencia los valores máximos de resistencia de puesta a tierra de la Tabla 25, adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552.

El cumplimiento de estos valores de resistencia de puesta a tierra no libera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra no superen las máximas permitidas.

| APLICACIÓN | VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA |
|---|---|
| Estructuras de líneas de transmisión o torrecillas metálicas de distribución con cable de guarda | 20 Ω |
| Subestaciones de alta y extra alta tensión. | 1 Ω |
| Subestaciones de media tensión. | 10 Ω |
| Protección contra rayos. | 10 Ω |
| Neutro de acometida en baja tensión. | 25 Ω |

**Tabla 25. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.**

Cuando existan altos valores de resistividad del terreno, elevadas corrientes de falla a tierra o prolongados tiempos de despeje de las mismas, se deberán tomar las siguientes medidas para no exponer a las personas a tensiones por encima de los umbrales de soportabilidad del ser humano:

a. Hacer inaccesibles zonas donde se prevea la superación de los umbrales de soportabilidad para seres humanos y disponer de señalización en las zonas críticas.

b. Instalar pisos o pavimentos de gran aislamiento.

c. Aislar todos los dispositivos que puedan ser sujetados por una persona.

d. Establecer conexiones equipotenciales en las zonas críticas.

e. Aislar el conductor del electrodo de puesta a tierra a su entrada en el terreno.

f. Disponer de señalización en las zonas críticas donde pueda actuar personal calificado, siempre que éste cuente con las instrucciones sobre el tipo de riesgo y esté dotado de los elementos de protección personal aislantes.

**2.5 Medición de resistencia de puesta a tierra.**

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se puede aplicar la técnica de Caída de Potencial, cuya disposición de montaje se muestra en la Figura 14.

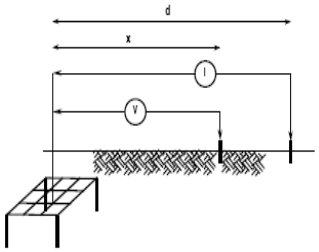



Figura 14. Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra.

En donde,

d es la distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según IEEE 81).

x es la distancia del electrodo auxiliar de tensión.

RPT es la resistencia de puesta a tierra en ohmios, calculada como V/I.

El valor de resistencia de puesta a tierra que se debe tomar al aplicar este método, es cuando la disposición del electrodo auxiliar de tensión se encuentra al 61,8 % de la distancia del electrodo auxiliar de corriente, siempre que el terreno sea uniforme. Igualmente, se podrán utilizar otros métodos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería.

En líneas de transmisión con cable de guarda, la medida debe hacerse desacoplando el cable de guarda o usando un Telurómetro de alta frecuencia (25 kHz).

## 3. CARACTERISTICAS DE LA MEDICIÓN.

Estado superficial del terreno: Tierra

Marca y referencia del Telurometro: Metrel earth Insulation Tester

Resolución: 0.01; 0.1; 1; 10 Ω

Precisión: ±(2 % + 3 D)…(0 – 2 kΩ)

Tensión y: frecuencia de prueba: 40 V(d.c.) / 125 Hz

Frecuencia: 120 Hz

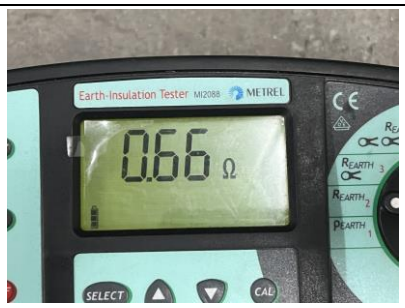
Método utilizado: Técnica Caída de Potencial

### 3.1 RESULTADOS DE LA MEDICIÓN

La medición se hizo con la técnica de caída de potencial

| Lugar de Medición | Resistencia (d1) 62% | Resistencia (d2) 52% | Resistencia (d3) 72% | Promedio | Desviación Estándar | Cumple |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **SUBESTACION PALACIO JUSTICIA PALMIRA** | 0.69 Ω | 0.65 Ω | 0.66 Ω | 0.66 Ω | 0.02 | Si |

### 3.2 REGISTRO FOTOGRÁFICO RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

| SUBESTACION P. JUSTICIA PALMIRA | |
|---|---|
|  |   |
|   |   |

## 4. CONCLUSIONES.

- La medición fue realizada con el equipo marca METREL tipo Earth Insulation MI2088

- Las funciones de un sistema de puesta a tierra son: Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos, permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas, servir de referencia al sistema eléctrico, conducir y disipar las corrientes de falla con suficiente capacidad y transmitir señales de RF en onda media.

- Según las medidas obtenidas el valor de RPT promedio es: 0.66 Ω lo cual indica que SI está cumpliendo con los valores de referencia de la tabla 15.4 de RETIE (Para subestaciones de MT y sistema de apantallamiento el valor máximo de resistencia de puesta a tierra debe ser 10Ω).

# MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA Y CONTINUIDAD

**PALACIO DE JUSTIA TULUA**

**VALLE DEL CAUCA**

**Bogotá D.C, Octubre de 2025**

## 1. OBJETIVO

El objetivo de este informe es dar a conocer el resultado de la medición de la resistencia de puesta a tierra en la malla existente y continuidad en la subestación y en el sistema de apantallamiento del Palacio de Justicia Tuluá en el Valle del Cauca con el fin de verificar el cumplimiento de los niveles sugeridos en el Art 15 de RETIE (menor a 10 Ω). Estas mediciones fueron realizadas el día 26 de septiembre de 2025.

## 2. ASPECTOS TÉCNICOS

### 2.1 PUESTAS A TIERRA

Toda instalación eléctrica cubierta por el RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, debe disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), de tal forma que cualquier punto del interior o exterior, normalmente accesible a personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidos a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.

La exigencia de puestas a tierra para instalaciones eléctricas cubre el sistema eléctrico como tal y los apoyos o estructuras que ante una sobretensión temporal, puedan desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red. Los objetivos de un sistema de puesta a tierra (SPT) son: La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

a. Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.

b. Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.

c. Servir de referencia común al sistema eléctrico.

d. Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.

e. Transmitir señales de RF en onda media y larga.

f. Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima energía eléctrica que pueden soportar, debida a las tensiones de paso, de contacto o transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente. Sin embargo, un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir la máxima elevación de potencial GPR por sus siglas en inglés (Ground Potential Rise). La máxima tensión de contacto aplicada al ser humano (o a una resistencia equivalente de 1000 Ω), está dada en función del tiempo de despeje de la falla a tierra, de la resistividad del suelo y de la corriente de falla.

**2.2 Requisitos Generales de las puestas a tierra**

Las puestas a tierra deben cumplir los siguientes requisitos:

a. Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en algunos casos.

b. Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.

c. Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puestas a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo y demás condiciones de uso conforme a la guía norma IEEE 837 o la norma NTC 2206.

d. Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente Reglamento, se deben dejar puntos de conexión y medición accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible.

e. No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.

f. En sistemas trifásicos de instalaciones de uso final con cargas no lineales, el conductor de neutro debe ser dimensionado con por lo menos el 173% de la capacidad de corriente de las cargas no lineales de diseño de las fases, para evitar sobrecargarlo.

g. Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, según criterio adoptado de IEC-61000-5-2, tal como aparece en la Figura 10.

h. Igualmente, para un mismo edificio quedan expresamente prohibidos los sistemas de puesta a tierra que aparecen en las Figuras 11 y 12, según criterio adoptado de la IEC 61000-5-2.

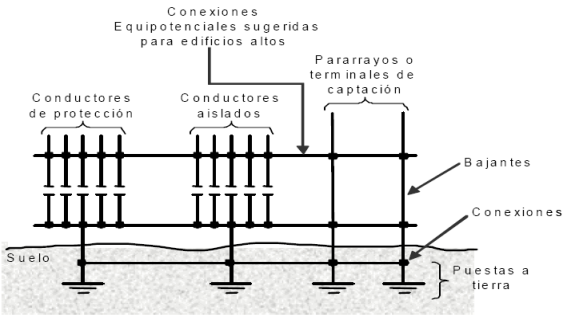



**Figura 10. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas.**

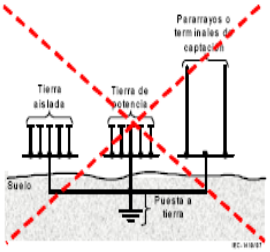



Figura 11. Una sola puesta a tierra para todas las necesidades

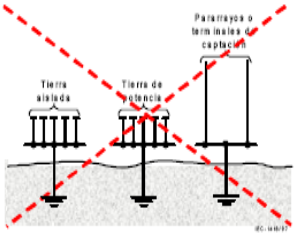



Figura 12. Puestas a tierra separadas o independientes

Las anteriores figuras aclaran que se deben interconectar todas las puestas a tierra de un edificio, es decir, aquellas componentes del sistema de puesta a tierra que están bajo el nivel del terreno y diseñadas para cada aplicación particular, tales como fallas a tierra de baja frecuencia, evacuación de electrostática, protección contra rayos o protección catódica. Este criterio está establecido igualmente en la NTC 2050. Esta interconexión puede hacerse por encima o por debajo del nivel del piso.

**2.3 Materiales de los sistemas de puesta a tierra.**

Los materiales de puesta a tierra deberán ser certificados y cumplir los siguientes requisitos.

**2.3.1 Electrodos de puesta a tierra.**

Para efectos del presente Reglamento serán de obligatorio cumplimiento que los electrodos de puesta a tierra, cumplan los siguientes requisitos, adoptados de las normas IEC 60364-5-54, BS 7430, AS 1768, UL 467, UNESA 6501F y NTC 2050:

| Tipo de Electrodo | Materiales | Dimensiones Mínimas | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Diámetro mm | Área $mm^2$ | Espesor mm | Recubrimiento µm |
| Varilla | Cobre | 12,7 | | | |
| | Acero inoxidable | 10 | | | |
| | Acero galvanizado en caliente | 16 | | | 70 |
| | Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre | 14 | | | 100 |
| | Acero con recubrimiento total en cobre | 15 | | | 2000 |
| Tubo | Cobre | 20 | | 2 | |
| | Acero inoxidable | 25 | | 2 | |
| | Acero galvanizado en caliente | 25 | | 2 | 55 |
| Fleje | Cobre | | 50 | 2 | |
| | Acero inoxidable | | 90 | 3 | |
| | Cobre cincado | | 50 | 2 | 40 |
| Cable | Cobre o cobre estañado | 1,8 para | 50 | | |

**Tabla 23. Requisitos para electrodos de puesta a tierra.**

a. La puesta a tierra debe estar constituida por uno o varios de los siguientes tipos de electrodos: Varillas, tubos, placas, flejes o cables.

b. Se podrán utilizar electrodos de cable de acero galvanizado, siempre que se garanticen las condiciones de seguridad establecidas en este Reglamento.

c. Los fabricantes de electrodos de puesta a tierra deben garantizar que la resistencia a la corrosión del electrodo, sea de mínimo 15 años contados a partir de la fecha de instalación. Para certificar este requisito se podrá utilizar el método de la inmersión en cámara salina durante 1000 horas o usando muestras de suelo preparadas en laboratorio, utilizando arena lavada, greda limpia u otro medio uniforme conocido en electrolitos de solución ácida débil en concentración, que permita simular los suelos más corrosivos donde se prevea instalar los electrodos de acuerdo con la norma ASTM G 162 o la norma ASTM G 1.

d. El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud; además, debe estar identificado con la razón social o marca registrada del fabricante y sus dimensiones; esto debe hacerse dentro los primeros 30 cm desde la parte superior.

e. El espesor efectivo de los recubrimientos exigidos en la Tabla 23, en ningún punto debe ser inferior a los valores indicados.

f. Para la instalación de los electrodos se deben considerar los siguientes requisitos:

- El fabricante debe informar al usuario si existe algún procedimiento específico para su instalación y adecuada conservación.
- La unión entre el electrodo y el conductor de puesta a tierra, debe hacerse con soldadura exotérmica o con un conector certificado para enterramiento directo.
- Cada electrodo debe quedar enterrado en su totalidad.
- El punto de unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y la puesta a tierra debe ser accesible y la parte superior del electrodo enterrado debe quedar a mínimo 15 cm de la superficie. Este ítem no aplican a electrodos enterrados en las bases de estructuras de líneas de transmisión ni a electrodos instalados horizontalmente.
- El electrodo puede ser instalado en forma vertical, horizontal o con una inclinación adecuada, siempre que garantice el cumplimiento de su objetivo, conforme al numeral 3 del literal c del de la sección 250-83 de la NTC 2050.

**2.3.2 Conductor del electrodo de puesta a tierra o conductor a tierra.**

Este conductor une la puesta a tierra con el barraje principal de puesta a tierra y para baja tensión, se debe seleccionar con base en la Tabla 250-94 de la NTC 2050 o con la ecuación de la IEC 60364-5-54. Como material para el conductor del electrodo de puesta a tierra, además del cobre, se pueden utilizar otros materiales conductores o combinación de ellos, siempre que se garantice su protección contra la corrosión durante la vida útil de la puesta a tierra y la resistencia del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra.

El conductor a tierra para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe ser seleccionado con la siguiente fórmula, la cual fue adoptada de la norma ANSI/IEEE 80.

$$A\ mm^2 = I K_f . t\ c^{½} / 1.9737$$

En donde:

A $mm^2$ es la sección del conductor en mm2.

I es la corriente de falla a tierra, suministrada por el OR (rms en kA).

Kf es la constante de la Tabla 25, para diferentes materiales y varios valores de Tm.

Tm es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor y una temperatura ambiente de 40 °C.

tc es el tiempo de despeje de la falla a tierra.

| MATERIAL | CONDUCTIVIDAD (%) | $T_m$ (°C) | $K_F$ |
|---|---|---|---|
| Cobre blando | 100 | 1083 | 7 |
| Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica. | 97 | 1084 | 7,06 |
| Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico. | 97 | 250 | 11,78 |
| Alambre de acero recubierto de cobre | 40 | 1084 | 10,45 |
| Alambre de acero recubierto de cobre | 30 | 1084 | 14,64 |
| Varilla de acero recubierta de cobre | 20 | 1084 | 14,64 |
| Aluminio grado EC | 61 | 657 | 12,12 |
| Aleación de aluminio 5005 | 53,5 | 652 | 12,41 |
| Aleación de aluminio 6201 | 52,5 | 654 | 12,47 |
| Alambre de acero recubierto de aluminio | 20,3 | 657 | 17,2 |
| Acero 1020 | 10,8 | 1510 | 15,95 |
| Varilla de acero recubierta en acero inoxidable | 9,8 | 1400 | 14,72 |
| Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado) | 8,5 | 419 | 28,96 |
| Acero inoxidable 304 | 2,4 | 1400 | 30,05 |

**Tabla 24. Constantes de materiales.**

(1) De acuerdo con las disposiciones del presente Reglamento no se debe utilizar aluminio enterrado.

(2) Se permite el uso de cables de acero galvanizado en sistemas de puestas a tierra en líneas de transmisión y redes de distribución, e instalaciones de uso final siempre que en condiciones de una descarga no se superen los niveles de soportabilidad del ser humano, para su cálculo podrá utilizar los parámetros de varilla de acero recubierta en cinc.

(3) El espesor del recubrimiento en cobre de la varilla de acero, no debe ser menor a 0,25 mm.

**2.3.3 Conductor de protección o de puesta a tierra de equipos.**

El conductor de protección, también llamado conductor de puesta a tierra de equipos, debe cumplir los siguientes requisitos:

a. El conductor para baja tensión, debe seleccionarse con la Tabla 250-95 de la NTC 2050.

b. El conductor para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe seleccionarse de forma tal que la temperatura del conductor no supere la temperatura del aislamiento de los conductores activos alojados en misma canalización, tal como se establece en el capítulo 9 de la IEEE 242.

c. Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos, sin interruptores o medios de desconexión y cuando se empalmen, deben quedar mecánica y eléctricamente seguros mediante soldadura o conectores certificados para tal uso.

d. El conductor de puesta a tierra de equipos, debe acompañar los conductores activos durante todo su recorrido y por la misma canalización.

e. Los conductores de los cableados de puesta a tierra que por disposición de la instalación se requieran aislar, deben ser de aislamiento color verde, verde con rayas amarillas o identificadas con marcas verdes en los puntos de inspección y extremos.

**2.4 Valores de resistencia de puesta a tierra.**

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse como referencia los valores máximos de resistencia de puesta a tierra de la Tabla 25, adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552.

El cumplimiento de estos valores de resistencia de puesta a tierra no libera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra no superen las máximas permitidas.

| APLICACIÓN | VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA |
|---|---|
| Estructuras de líneas de transmisión o torrecillas metálicas de distribución con cable de guarda | 20 Ω |
| Subestaciones de alta y extra alta tensión. | 1 Ω |
| Subestaciones de media tensión. | 10 Ω |
| Protección contra rayos. | 10 Ω |
| Neutro de acometida en baja tensión. | 25 Ω |

**Tabla 25. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.**

Cuando existan altos valores de resistividad del terreno, elevadas corrientes de falla a tierra o prolongados tiempos de despeje de las mismas, se deberán tomar las siguientes medidas para no exponer a las personas a tensiones por encima de los umbrales de soportabilidad del ser humano:

a. Hacer inaccesibles zonas donde se prevea la superación de los umbrales de soportabilidad para seres humanos y disponer de señalización en las zonas críticas.

b. Instalar pisos o pavimentos de gran aislamiento.

c. Aislar todos los dispositivos que puedan ser sujetados por una persona.

d. Establecer conexiones equipotenciales en las zonas críticas.

e. Aislar el conductor del electrodo de puesta a tierra a su entrada en el terreno.

f. Disponer de señalización en las zonas críticas donde pueda actuar personal calificado, siempre que éste cuente con las instrucciones sobre el tipo de riesgo y esté dotado de los elementos de protección personal aislantes.

**2.5 Medición de resistencia de puesta a tierra.**

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se puede aplicar la técnica de Caída de Potencial, cuya disposición de montaje se muestra en la Figura 14.

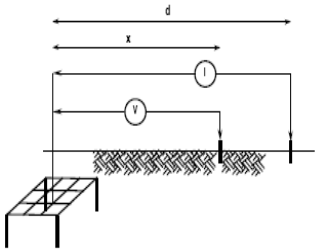



Figura 14. Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra.

En donde,

d es la distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según IEEE 81).

x es la distancia del electrodo auxiliar de tensión.

RPT es la resistencia de puesta a tierra en ohmios, calculada como V/I.

El valor de resistencia de puesta a tierra que se debe tomar al aplicar este método, es cuando la disposición del electrodo auxiliar de tensión se encuentra al 61,8 % de la distancia del electrodo auxiliar de corriente, siempre que el terreno sea uniforme. Igualmente, se podrán utilizar otros métodos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería.

En líneas de transmisión con cable de guarda, la medida debe hacerse desacoplando el cable de guarda o usando un Telurómetro de alta frecuencia (25 kHz).

## 3. CARACTERISTICAS DE LA MEDICIÓN.

Estado superficial del terreno: Tierra

Marca y referencia del Telurometro: Metrel earth Insulation Tester

Resolución: 0.01; 0.1; 1; 10 Ω

Precisión: ±(2 % + 3 D)…(0 – 2 kΩ)

Tensión y: frecuencia de prueba: 40 V(d.c.) / 125 Hz

Frecuencia: 120 Hz

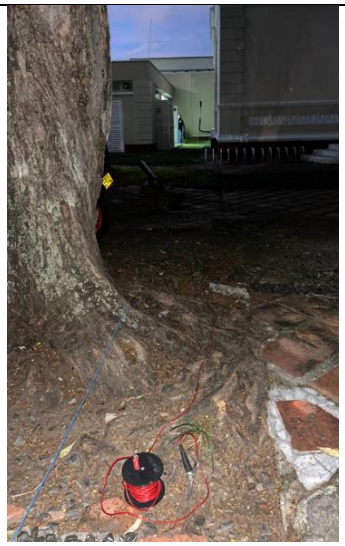
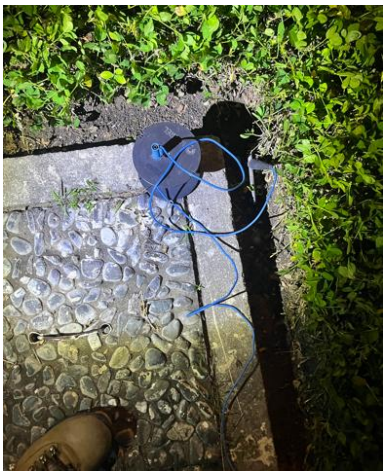
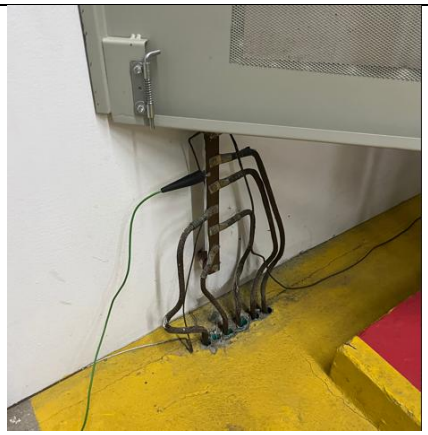
Método utilizado: Técnica Caída de Potencial

### 3.1 RESULTADOS DE LA MEDICIÓN

La medición se hizo con la técnica de caída de potencial

| Lugar de Medición | Resistencia (d1) 62% | Resistencia (d2) 52% | Resistencia (d3) 72% | Promedio | Desviación Estándar | Cumple |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **SUBESTACION P. JUSTICIA TULUA** | 3.27 Ω | 3.29 Ω | 3.34 Ω | 3.3 Ω | 0.036 | Si |

### 3.2 REGISTRO FOTOGRÁFICO RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

| SUBESTACION P. JUSTICIA TULUA | |
|---|---|
|  |  |
|  |  |
|  |  |

## 4. CONTINUIDAD DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

### 4.1 ASPECTOS TÉCNICOS DE MEDICIÓN DE CONTINUIDAD

La finalidad de la prueba es garantizar que no se han producido desperfectos o cortes en el cableado durante la instalación del mismo, ya sea sobre los conductores activos o en los conductores de protección.

Si bien comprobar la continuidad de un cable no instalado es una tarea sin ninguna dificultad por tener accesible ambos extremos del cable, en el caso del cable instalado los extremos de los conductores hacen que necesariamente se tenga que recurrir al ensayo de los conductores unidos entre sí (de dos en dos) y determinar, por ejemplo, conjuntamente la continuidad del cable de neutro y fase en la misma medida.

En general, es conveniente conocer la longitud del cable ensayado, su material y su sección (todos ellos declarados por el fabricante) porque a partir de estas especificaciones puede determinarse un valor adecuado de la resistencia que debe tener una determinada longitud de cable, a través de la formula

$$R = \rho * LA$$

Donde:

R: Resistencia del cable
ρ: Resistividad del material del conductor
L: Longitud del cable
A: Sección del cable conductor

Para hallar el área o sección del conductor será necesario utilizar la siguiente fórmula:

$$A = \pi * r2$$

En general, la discontinuidad de un cable supone valores de resistencia elevados (superiores a 1 MΩ) mientras que pequeños valores de resistencias (2 Ω ó 3 Ω) son indicativos de una buena continuidad.

Al tratarse de una medida de valores muy pequeños, por lo general por debajo de 1 Ω, es conveniente que el instrumento de medida sea capaz de compensar la resistencia de las puntas de prueba, que habitualmente oscila alrededor de 0,2 Ω. Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

a. Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
b. Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
c. Servir de referencia común al sistema eléctrico.
d. Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.
e. Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

**4.2 Medición de continuidad**

La medida de continuidad se realiza, empleando un instrumento que disponga de una fuente interna de tensión de 4 V a 24 V en vacío en c.c y con una intensidad mínima de ensayo de 200 mA. Para cada circuito seleccionado para las pruebas se deberá:

- Desconectar la tensión de los circuitos a medir.
- Identificar y ubicar los distintos terminales en los que se puede tomar la medida de continuidad.
- El primer conductor a seleccionar, es el de puesta a tierra. Seleccionar distintas terminales del circuito
- Conecte las puntas de prueba al instrumento medidor.
- Compense las puntas de prueba, para esto cortocircuite las puntas del instrumento, como se indica en la Figura 1

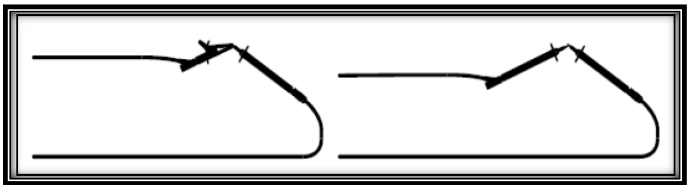


**Figura 1**

- Realice la medición con el equipo, en pantalla se debe mostrar el resultado (cercano a 0 Ω). Así el instrumento está listo para ser utilizado.
- Conecte las puntas del instrumento al elemento deseado como se muestra la Figura 2

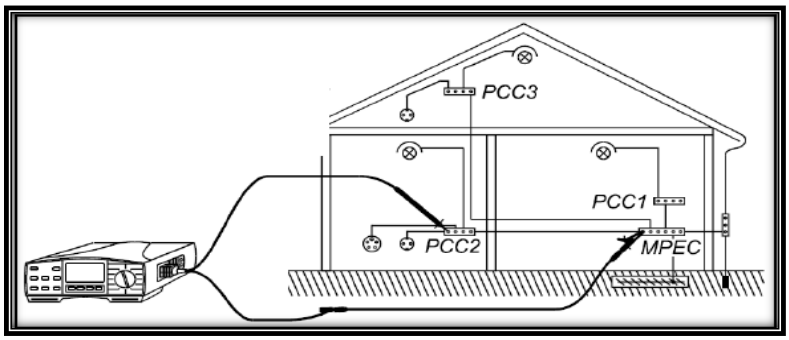



**FIGURA 2**

***Nota:*** *Si las puntas se conectan a una fuente de tensión mientras la medición se lleva a cabo, se quemará el fusible del equipo.*

- Mida la continuidad de este conductor con la ayuda del ohmímetro, la medición se llevará a cabo y aparecerá en pantalla. Cada medición se realizará en dos etapas (la polaridad se invertirá entre ambas automáticamente). El resultado parcial más alto es el que indica el equipo.
- Repetir este procedimiento con todas las terminales del circuito.
- Verificar que todos los conductores de puesta a tierra estén unidos al mismo punto en el tablero de distribución.
- Si no hay continuidad del conductor de puesta a tierra se declara la instalación como no conforme.

### 4.3 Validación de la medición

La validación de la medición de continuidad es posible de realizarla en el sitio de ejecución del trabajo, identificando que el valor de resistencia medido es cercano al valor de referencia calculado.

### 4.4 Valores Típicos de Medición.

| APLICACIÓN | VALORES MÁXIMOS |
|---|---|
| Máxima referencia para una conexión de puesta a tierra | 10 mΩ |
| Máxima resistencia aceptada para un enlace equipotencial | 0.1 Ω |
| Máxima resistencia entre los puntos extremos de una puesta a tierra | 1.0 Ω |
| Máxima resistencia entre el barraje equipotencial y la puesta a tierra | 5 Ω |
| Máxima resistencia para las bajantes | 0.3 Ω |
| Máxima impedancia del conductor de neutro | 0.25 Ω |

### 4.5 Valores de continuidad medidos en puntos de verificación

| Item | Lugar de medición | Punto de medición | Medida 1 [Ω] | Medida 2 [Ω] |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Terraza | Bajante Alambrón a punta de captación 1 | 0,4 | 0,4 |
| 2 | Terraza | Bajante Alambrón a punta de captación 2 | 0,3 | 0.3 |

### 4.6 REGISTRO FOTOGRÁFICO MEDICIÓN DE CONTINUIDAD

| Item | Punto de medición | Medición |
|---|---|---|
| 1 |  |   |

| | | |
|---|---|---|
| 2 |  |   |

5. CONCLUSIONES

- La medición fue realizada con el equipo marca METREL tipo Earth Insulation MI2088
- Las funciones de un sistema de puesta a tierra son: Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos, permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas, servir de referencia al sistema eléctrico, conducir y disipar las corrientes de falla con suficiente capacidad y transmitir señales de RF en onda media.
- Según las medidas obtenidas el valor de RPT promedio es: 3.3 Ω lo cual indica que SI está cumpliendo con los valores de referencia de la tabla 15.4 de RETIE (Para subestaciones de MT y sistema de apantallamiento el valor máximo de resistencia de puesta a tierra debe ser 10Ω).
- El sistema de apantallamiento presenta equipotencialidad, con valores de continuidad óptimos.
- Se recomienda realizar labores de mantenimiento sobre el sistema de apantallamiento y las cajas de inspección de puesta a tierra, para realizar seguimiento a las mediciones de continuidad y equipotencialidad del sistema.