



**UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA**

*Comunidad al servicio del Pueblo*

**UNIDAD ACADÉMICA DE INGENIERÍA, INDUSTRIA  
Y CONSTRUCCIÓN**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Análisis estadístico de pruebas en el Generador de la Unidad N° 5 para la  
determinación de tendencias y estimación de vida residual en la Central  
Paute-Molino**

**TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**AUTOR: SR. GABINO POLANCO MEDARDO TITO**

**DIRECTOR: ING. ARIAS REYES PABLO DANILO MSc.**

**MATRIZ CUENCA**

**2017**



## DECLARACIÓN

Yo, Medardo Tito Gabino Polanco, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento; y eximo expresamente a la Universidad Católica de Cuenca y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

La Universidad Católica de Cuenca puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y la normatividad institucional vigente.

---

**Medardo Tito Gabino Polanco**



## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Medardo Tito Gabino Polanco, bajo mi supervisión.

---

**Ing. Pablo Arias Reyes MsC.**

**DIRECTOR**



## AGRADECIMIENTOS

Agradezco primeramente a Dios y a la Virgen del Cisne por haberme guiado y acompañado a lo largo de mi carrera, por convertirse en mi fortaleza durante momentos de debilidad y haberme dado salud para cumplir con mis objetivos.

A mis padres, Emma y Tito, quienes me dieron la posibilidad de formarme como profesional. Mis hermanos por su apoyo incondicional. A toda mi familia por sus consejos durante toda mi carrera universitaria.

Por ultimo pero no menos importante agradecer a mi director de trabajo Ing. Pablo Arias y tutor Ing. Joffre Chalco por el tiempo, orientación y enseñanzas durante todo el desarrollo de mi trabajo de investigación. A la Unidad de Negocios Hidropaute Central Molino por la posibilidad de realizar mi trabajo de investigación y sobre todo por el apoyo logístico y la información proporcionada.

Muchas gracias a todos.



## DEDICATORIA

A mis padres, hermanos, familia e hijo por brindarme su tiempo, paciencia, comprensión y apoyo en las buenas y en las malas. Por ser quienes impulsaron mí sueño de convertirme en profesional. Con todo mi cariño esta tesis se las dedico a ustedes.

**ÍNDICE DE CONTENIDO**

RESUMEN.....	3
ABSTRACT.....	4
INTRODUCCIÓN.....	5
CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN .....	6
1.1 Objetivos .....	6
1.1.1 Objetivo general .....	6
1.1.2 Objetivos específicos .....	6
1.2 Alcance .....	6
1.3 Justificación .....	7
CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO .....	8
2.1 Generador síncrono.....	8
2.1.1 Datos del generador N° 5 de la Central Paute Molino .....	9
2.1.2 Tipo de configuración.....	9
2.1.3 Estator del generador .....	10
2.1.3.1 Estator del generador de la Central Paute Molino .....	10
2.1.4 Rotor del generador .....	11
2.1.4.1 Rotor del generador de la Central Paute Molino .....	12
2.1.5 Cojinete combinado .....	14
2.1.6 Cojinete guía inferior .....	14
2.1.7 Clasificación de los generadores.....	14
2.1.7.1 Generador síncrono de polos salientes .....	14
2.1.7.2 Generador síncrono de polos lisos .....	15
2.1.8 Velocidad de giro del generador.....	16
2.1.8.1 Sistemas de regulación de velocidad del generador de la Central.....	16
2.1.9 Voltaje inducido en el generador .....	16
2.2 Límites de operación de los generadores .....	17
2.2.1 Corriente de armadura máxima .....	17
2.2.2 Potencia máxima de la máquina .....	17
2.2.3 Corriente de excitación máxima y mínima .....	17
2.2.3.1 Corriente de excitación máxima.....	17
2.2.3.2 Corriente de excitación mínima .....	18
2.2.4 Curva de capacidad del generador.....	18
2.3 Descripción del sistema aislante del generador .....	19



2.4 Mantenimiento e inspección de los generadores.....	20
2.5 Descripción de pruebas realizadas al generador.....	21
2.5.1 Resistencia de aislamiento .....	21
2.5.1.1 Relación de absorción dieléctrica .....	22
2.5.1.2 Índices de polarización.....	23
2.5.2 Factor de potencia .....	24
2.5.2.1 Tip-Up del factor de potencia.....	26
2.5.2.2 Incrementos de la capacitancia .....	27
2.5.3 Caída de tensión .....	28
2.5.4 Resistencia óhmica .....	28
2.5.5 Descargas parciales .....	30
2.5.5.1 Carga aparente .....	32
2.5.5.2 Números de la cantidad normalizado .....	32
2.5.5.3 Magnitud de la descarga.....	33
2.5.6 Termografía.....	33
2.5.7 Ultrasonido .....	34
2.5.8 Valores de alarmas del generador de la unidad N°5 .....	34
2.6 Clasificación de mantenimientos .....	35
2.6.1 Mantenimiento predictivo .....	35
2.6.2 Mantenimiento preventivo.....	35
2.6.3 Mantenimiento correctivo.....	36
2.7 Parámetros de funcionamiento del generador que esfuerzan al sistema de aislamiento .....	36
2.7.1 Años de servicio y horas de funcionamiento.....	37
2.7.2 Numero de arranques .....	37
2.7.3 Potencia y energía entregada.....	37
2.7.4 Temperatura de trabajo del generador.....	37
2.7.5 Horas de parada forzada .....	37
2.8 Factores que influyen en la vida remanente del generador síncrono .....	38
2.8.1 Deterioro del aislamiento del bobinado del estator .....	38
2.8.1.1 Esfuerzos térmicos.....	38
2.8.1.2 Esfuerzos mecánicos .....	38
2.8.1.3 Esfuerzos eléctricos .....	39
2.8.1.4 Impactos del medio ambiente .....	40
2.8.2 Deterioro del núcleo del estator.....	40
2.8.3 Deterioro del rotor .....	41



2.9 Vida remanente del generador síncrono .....	41
2.9.1 Modelos de envejecimiento .....	41
2.9.1.1 Definición de envejecimiento .....	42
2.6.1.2 Modelo de envejecimiento térmico .....	42
2.9.1.3 Modelo de envejecimiento eléctrico .....	43
2.9.1.4 Sistema de evaluación del estado de los generadores hidroeléctricos .....	44
CAPÍTULO 3 METODOLOGÍA .....	47
3.1 Enfoque de la investigación.....	47
3.2 Análisis estadístico de pruebas en el generador .....	47
3.2.1 Gráficas de tendencias .....	48
3.2.1.1 Resistencia de aislamiento .....	48
3.2.1.2 Resistencia óhmica .....	58
3.2.1.3 Caída de tensión .....	60
3.2.1.4 Factor de potencia.....	71
3.2.1.5 Descargas parciales.....	77
3.3 Valoración del tiempo de vida de un sistema aislante .....	91
3.4 Vida teórica del generador .....	93
CAPÍTULO 4 ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	94
4.1 Interpretación de resultados obtenidos de las pruebas mediante análisis descriptivo .	94
4.1.1 Resistencia de aislamiento .....	94
4.1.2 Resistencia Óhmica .....	97
4.1.3 Caída de tensión .....	97
4.1.4 Factor de potencia .....	99
4.2 Análisis de Descargas parciales .....	100
4.3 Valoración de vida residual del generador por componentes .....	101
4.4 Proyección de parámetros que afectan la vida residual del generador .....	102
4.4.1 Proyección de medidas de resistencia de aislamiento .....	102
4.4.2 Proyección de medidas de caída de tensión en los polos .....	110
4.4.3 Proyección de medidas de factor de potencia .....	117
4.5 Vida residual del generador.....	123
CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	125
5.1 Conclusiones .....	125
5.2 Recomendaciones .....	126
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	127
ANEXOS.....	129

**LISTA DE FIGURAS**

Figura 1	Generador de la unidad N° 5.....	8
Figura 2	Configuración del generador de la Central Paute Molino.....	9
Figura 3	Carcasa del generador.....	10
Figura 4	Paquete de chapas.....	11
Figura 5	Árbol del generador.....	12
Figura 6	Cuba rotor.....	13
Figura 7	Estrella soporte.....	13
Figura 8	Anillos colectores.....	14
Figura 9	Rueda Polar.....	15
Figura 10	Curva de capacidad del generador.....	19
Figura 11	Aislamiento del bobinado de estator.....	20
Figura 12	Circuito equivalente de corriente total en una prueba de resistencia de aislamiento.....	22
Figura 13	Curva de componentes de corriente durante una prueba.....	22
Figura 14	Diagrama de conexión de prueba resistencia de aislamiento.....	23
Figura 15	Circuito paralelo y diagrama vertical.....	25
Figura 16	Circuito serie y diagrama vertical.....	25
Figura 17	Diagrama de conexión de prueba factor de potencia.....	27
Figura 18	Diagrama de conexión de prueba caída de tensión.....	28
Figura 19	Representación de cuatro terminales de una resistencia.....	29
Figura 20	Medición de resistencia óhmica de un generador.....	30
Figura 21	Esquema de conexión de descargas parciales.....	32
Figura 22	Resistencia de aislamiento en la fase A.....	49
Figura 23	Índice de polarización en la fase A.....	49
Figura 24	Resistencia de aislamiento en la fase B.....	50
Figura 25	Índice de polarización en la fase B.....	51
Figura 26	Resistencia de aislamiento en la fase C.....	51
Figura 27	Índice de polarización en la fase C.....	52
Figura 28	Resistencia de aislamiento entre la fase A y fase B.....	53
Figura 29	Índice de polarización entre fase A y fase B.....	53
Figura 30	Resistencia de aislamiento entre la fase B y fase C medida a un minuto de prueba.....	54
Figura 31	Índice de polarización entre fase B y fase C del estator.....	55
Figura 32	Resistencia de aislamiento entre la fase C y fase A.....	55
Figura 33	Índice de polarización entre fase C y fase A.....	56
Figura 34	Resistencia de aislamiento a treinta segundos de prueba.....	57
Figura 35	Resistencia de aislamiento medida a sesenta segundos de prueba.....	57
Figura 36	Relación de absorción dieléctrica del rotor.....	58
Figura 37	Medidas de resistencia óhmica de la fase A del estator.....	59
Figura 38	Medidas de resistencia óhmica de la fase B del estator.....	59
Figura 39	Medidas de resistencia óhmica de la fase C del estator.....	60
Figura 40	Medidas de resistencia óhmica del rotor.....	60
Figura 41	Medida de caída de tensión en el polo 1.....	61



Figura 42 Medida de caída de tensión en el polo 2 .....	62
Figura 43 Medida de caída de tensión en el polo 3 .....	62
Figura 44 Medida de caída de tensión en el polo 4 .....	63
Figura 45 Medida de caída de tensión en el polo 5 .....	63
Figura 46 Medida de caída de tensión en el polo 6 .....	64
Figura 47 Medida de caída de tensión en el polo 7 .....	64
Figura 48 Medida de caída de tensión en el polo 8 .....	65
Figura 49 Medida de caída de tensión en el polo 9 .....	65
Figura 50 Medida de caída de tensión en el polo .....	66
Figura 51 Medida de caída de tensión en el polo 11 .....	66
Figura 52 Medida de caída de tensión en el polo 12 .....	67
Figura 53 Medida de caída de tensión en el polo 13 .....	67
Figura 54 Medida de caída de tensión en el polo 14 .....	68
Figura 55 Medida de caída de tensión en el polo 15 .....	68
Figura 56 Medida de caída de tensión en el polo .....	69
Figura 57 Medida de caída de tensión en el polo 17 .....	69
Figura 58 Medida de caída de tensión en el polo 18 .....	70
Figura 59 Medida de caída de tensión en el polo 19 .....	70
Figura 60 Medida de caída de tensión en el polo .....	71
Figura 61 Factor de Potencia (2KV) fase A .....	72
Figura 62 Factor de Potencia (2KV) fase B .....	72
Figura 63 Factor de Potencia (2kv) fase C .....	73
Figura 64 Factor de Potencia (8KV) fase A .....	73
Figura 65 Factor de Potencia (8KV) fase B .....	74
Figura 66 Factor de Potencia (8KV) fase C .....	74
Figura 67 Variación de capacitancia en la fase A .....	75
Figura 68 Variación Tip-Up en la fase A .....	75
Figura 69 Variación de capacitancia en la fase B .....	75
Figura 70 Variación Tip-Up en la fase B .....	76
Figura 71 Variación de capacitancia en la fase C .....	76
Figura 72 Variación de Tip-Up en la fase C .....	77
Figura 73 Reconocimiento de cuadrantes para patrones de DP .....	78
Figura 74 Ubicación de descargas parciales .....	79
Figura 75 DP de delaminación ubicada en el cuarto y segundo cuadrante (2 Red 1) .....	79
Figura 76 DP de delaminación ubicada en el primero y tercer cuadrante (2 Red 2) .....	80
Figura 77 DP en vacío ubicada en el tercero y primer cuadrante (3 Red 1) .....	80
Figura 78 DP de tipo groundwall (pared) ubicada en el tercer cuadrante (3 Red 2) .....	80
Figura 79 DP en vacío ubicada en el cuarto, primero y segundo cuadrante (4 Red 2) .....	80
Figura 80 DP en vacío ubicada en el primero y tercer cuadrante (5 Red 2) .....	81
Figura 81 DP en vacío ubicada en el tercer y primer cuadrante (6 Red 1) .....	81
Figura 82 DP en vacío ubicada en el cuarto y segundo cuadrante (6 Red 2) .....	81
Figura 83 DP Groundwall (pared) ubicada en el tercer cuadrante (7 Red 1) .....	81
Figura 84 Groundwall (pared) ubicada en el tercero y cuarto cuadrante (17 Red 1) .....	82
Figura 85 Groundwall (pared) ubicada en el tercer cuadrante (18 Red 1) .....	82
Figura 86 DP en vacío ubicada en el tercero, cuarto y primer cuadrante (14 Red 1) .....	82



Figura 87 DP en vacío ubicada en el tercero y primer cuadrante (15 Red 1) .....	82
Figura 88 DP en vacío ubicada en el cuarto y segundo cuadrante (16 Red 2).....	83
Figura 89 DP en vacío ubicada en el primero y tercer cuadrante (2 Blue 1).....	83
Figura 90 DP en vacío ubicada en el primero y tercer cuadrante (6 Blue 1).....	83
Figura 91 DP en vacío ubicada en el primero y tercer cuadrante (2 Blue 2).....	83
Figura 92 DP de delaminación ubicada en el primero y tercer cuadrante (3 Blue 1).....	84
Figura 93 DP de delaminación ubicada en el primero y tercer cuadrante (3 Blue 2).....	84
Figura 94 DP en vacío en todas los cuadrantes (5 Blue 1).....	84
Figura 95 DP en vacío en todas los cuadrantes (5 Blue 2).....	84
Figura 96 DP de delaminación ubicada en el primer y tercer cuadrante (7 Blue 1) .....	85
Figura 97 DP de delaminación ubicada en el primer cuadrante (8 Blue 2) .....	85
Figura 98 DP en vacío ubicada en el primero y tercer cuadrante (7 Blue 2).....	85
Figura 99 DP en vacío ubicada en el primero, segundo y tercer cuadrante (8 Blue 1) .....	85
Figura 100 DP en vacío ubicada en el primero y tercer cuadrante (10 Blue 1) .....	86
Figura 101 DP en vacío ubicada en el primero y tercer cuadrante (11 Blue 1) .....	86
Figura 102 DP de delaminación ubicada en el primero y tercer cuadrante (12 Blue 1) .....	86
Figura 103 DP de delaminación ubicada en el primero y tercer cuadrante (12 Blue 2) .....	86
Figura 104 DP en vacío ubicada en el segundo y cuarto cuadrante (15 Blue 1).....	87
Figura 105 DP en vacío ubicada en el primero y tercer cuadrante (15 Blue 2) .....	87
Figura 106 DP en vacío ubicada en todos los cuadrantes (17 Blue 2) .....	87
Figura 107 DP de delaminación ubicada en todos los cuadrantes (17 Blue 1) .....	87
Figura 108 DP de delaminación ubicada en el primer y tercer cuadrante (18 Blue 2).....	88
Figura 109 DP en vacío ubicada en el tercero y primer cuadrante (2 White 1) .....	88
Figura 110 DP en vacío ubicada en el tercero y primer cuadrante (3 White 2) .....	88
Figura 111 DP de delaminación ubicada en el en el tercero y primer cuadrante (5 White 1).....	88
Figura 112 DP de delaminación ubicada en el en el tercero y primer cuadrante (9 White 1).....	89
Figura 113 DP en vacío ubicada en el tercero, cuarto y primer cuadrante (7 White 1) .....	89
Figura 114 DP de delaminación ubicada en el tercero y primer cuadrante (8 White 1) .....	89
Figura 115 DP en vacío ubicada en el tercero y primer cuadrante (7 White 2) .....	89
Figura 116 DP de delaminación ubicada en el tercero y primer cuadrante (8 White 2) .....	90
Figura 117 DP es de tipo groundwall (pared) ubicada en el tercer cuadrante (10 White 1) ..	90
Figura 118 DP es de tipo groundwall (pared) ubicada en el tercer cuadrante (11 White 1) ..	90
Figura 119 DP en vacío ubicada en el tercero y primer cuadrante (15 White 1) .....	90
Figura 120 DP en vacío ubicada en todos los cuadrantes (17 White 2) .....	91
Figura 121 DP en vacío ubicada en el tercero y primer cuadrante (13 White 2) .....	91
Figura 122 DP en vacío ubicada en el tercero y primer cuadrante (14 White 2) .....	91
Figura 123 Índice de polarización FASE A con error muestral positivo y negativo .....	104
Figura 124 Índice de polarización FASE B con error muestral positivo y negativo .....	105
Figura 125 Índice de polarización FASE C con error muestral positivo y negativo.....	105
Figura 126 Índice de polarización entre FASE A y B con error muestral positivo y negativo .....	107
Figura 127 Índice de polarización entre FASE B y C con error muestral positivo .....	108
Figura 128 Índice de polarización entre FASE C y A con error muestral positivo y negativo .....	108
Figura 129 Relación de absorción dieléctrica con error muestral positivo y negativo .....	110



Figura 130	Caída de tensión en el POLO 1 con error muestral positivo y negativo .....	112
Figura 131	Caída de tensión en el POLO 2 con error muestral positivo y negativo .....	112
Figura 132	Caída de tensión en el POLO 3 con error muestral positivo y negativo .....	113
Figura 133	Caída de tensión en el POLO 4 con error muestral positivo y negativo .....	113
Figura 134	Caída de tensión en el POLO 5 con error muestral positivo y negativo .....	113
Figura 135	Caída de tensión en el POLO 6 con error muestral positivo y negativo .....	113
Figura 136	Caída de tensión en el POLO 7 con error muestral positivo y negativo .....	114
Figura 137	Caída de tensión en el POLO 8 con error muestral positivo y negativo .....	114
Figura 138	Caída de tensión en el POLO 9 con error muestral positivo y negativo .....	114
Figura 139	Caída de tensión en el POLO 10 con error muestral positivo y negativo .....	114
Figura 140	Caída de tensión en el POLO 11 con error muestral positivo y negativo .....	115
Figura 141	Caída de tensión en el POLO 12 con error muestral positivo y negativo .....	115
Figura 142	Caída de tensión en el POLO 13 con error muestral positivo y negativo .....	115
Figura 143	Caída de tensión en el POLO 14 con error muestral positivo y negativo .....	115
Figura 144	Caída de tensión en el POLO 15 con error muestral positivo y negativo .....	116
Figura 145	Caída de tensión en el POLO 16 con error muestral positivo y negativo .....	116
Figura 146	Caída de tensión en el POLO 17 con error muestral positivo y negativo .....	116
Figura 147	Caída de tensión en el POLO 18 con error muestral positivo y negativo .....	116
Figura 148	Caída de tensión en el POLO 19 con error muestral positivo y negativo .....	117
Figura 149	Caída de tensión en el POLO 20 con error muestral positivo y negativo .....	117
Figura 150	FP 2KV FASE A con error muestral positivo y negativo .....	119
Figura 151	FP 8KV FASE A con error muestral positivo y negativo .....	119
Figura 152	TIP-UP FASE A con error muestral positivo y negativo .....	120
Figura 153	Variación de capacitancia FASE A con error muestral positivo y negativo .....	120
Figura 154	FP 2KV FASE B con error muestral positivo y negativo .....	120
Figura 155	FP 8KV FASE B con error muestral positivo y negativo .....	121
Figura 156	TIP-UP FASE B con error muestral positivo y negativo .....	121
Figura 157	Variación de capacitancia FASE B con error muestral positivo y negativo .....	122
Figura 158	FP 2KV FASE C con error muestral positivo y negativo .....	122
Figura 159	FP 8KV FASE C con error muestral positivo y negativo .....	122
Figura 160	TIP-UP FASE C con error muestral positivo y negativo .....	123
Figura 161	Variación de capacitancia FASE C con error muestral positivo y negativo .....	123

**LISTA DE TABLAS**

Tabla 1 Características del Generador de la Central Paute Molino .....	9
Tabla 2 Tiempo estimado de revisiones para el plan de mantenimiento.....	21
Tabla 3 Valores mínimos recomendados de índice de polarización para todas las clases de aislamiento de componentes de la máquina .....	23
Tabla 4 Condición del aislamiento en función de RAD e IP .....	24
Tabla 5 Evaluación de descargas parciales y condiciones del aislamiento .....	31
Tabla 6 Valores de alarma del generador de la unidad N° 5 .....	34
Tabla 7 Variables de estudio del bobinado del estor.....	44
Tabla 8 Variables de estudio del núcleo del estator .....	44
Tabla 9 Variables de estudio del rotor .....	45
Tabla 10 Condición de los componentes y generador según puntaje obtenido mediante evaluación multifactorial .....	46
Tabla 11 Análisis descriptivo de prueba resistencia de aislamiento de entre fase y tierra del estator .....	95
Tabla 12 Análisis descriptivo de prueba resistencia de aislamiento de entre fase y fase del estator .....	95
Tabla 13 Análisis descriptivo de prueba resistencia de aislamiento del rotor.....	96
Tabla 14 Análisis descriptivo de prueba resistencia óhmica .....	97
Tabla 15 Análisis descriptivo de prueba caída de tensión en los 20 polos .....	98
Tabla 16 Análisis descriptivo de prueba factor de potencia.....	99
Tabla 17 Análisis descriptivo de valores de factor de potencia.....	100
Tabla 18 Cuadro resumen de DP.....	101
Tabla 19 Valoración de la evaluación de los componentes del generador .....	102
Tabla 20 Proyecciones de resistencia de aislamiento FASE A, B y C.....	103
Tabla 21 Proyecciones de resistencia de aislamiento entre FASES A-B, B-C y C-A.....	106
Tabla 22 Proyecciones de resistencia de aislamiento en el rotor.....	109
Tabla 23 Proyecciones de caída de tensión.....	111
Tabla 24 Proyecciones de factor de potencia .....	118



**LISTA DE ANEXOS**

Anexo 1 Plan de mantenimiento del generador .....129

Anexo 2 Mediciones registradas en el histórico de pruebas de resistencia de aislamiento del estator entre fase y tierra.....132

Anexo 3 Mediciones registradas en el histórico de pruebas de resistencia de aislamiento del estator entre fase y fase .....133

Anexo 4 Mediciones registradas en el histórico de pruebas de resistencia de aislamiento del rotor .....134

Anexo 5 Mediciones registradas en el histórico de pruebas de resistencia óhmica del estator y rotor .....135

Anexo 6 Mediciones registradas en el histórico de pruebas de caída de tensión .....136

Anexo 7 Mediciones registradas en el histórico de pruebas de factor de potencia.....137

Anexo 8 Sistema de evaluación técnica del generador mediante componentes .....138

Anexo 9 Análisis de Descargas Parciales.....156



## GLOSARIO DE TÉRMINOS

$E_A$ : tensión inducida

$f_e$ : frecuencia eléctrica

$n_m$ : velocidad mecánica de campo magnético

$\emptyset$ : flujo magnético de la máquina

**A**: función envejecimiento

**ACP**: análisis de componentes principales.

**AIE**: Agencia Internacional de Energía.

**C.A.**: corriente alterna.

**C.C.**: corriente continua

**C<sub>s</sub>**: capacitancia en serie

**CT**: caída de tensión

**D.E.**: desviación estándar.

**DP**: descargas parciales.

**E(t)**: tensión continua aplicada al aislante

**FASE A-B**: grupo de cinco generadores que constituyen una etapa de construcción de la central.

**FCVU**: Factor de Corrección de Vida Útil

**FD**: factor de disipación.

**FP**: factor de potencia.

**IP**: índice de polarización.

**IT**: corriente total resultante en la prueba de resistencia de aislamiento.

**L**: aislamiento

**Max.:** valor máximo.

**media**: valor medio.

**Min.:** valor mínimo.



**MVAR:** mega voltios amperios reactivos

**MW:** mega vatios

**NQN:** área normalizada bajo las líneas rectas que fijan la cantidad de pulsos por segundo.

**Pc:** magnitud de descargas parciales.

**Pmax:** potencia máxima.

**Q:** carga aparente.

**Qm:** valor máximo de las descargas parciales (mV) a una tasa de repetición de 10 pulsos por segundo.

**R:** velocidad de variación

**RA(10min):** resistencia de aislamiento medida a 10 minutos de aplicada la tensión de ensayo.

**RA(1min):** resistencia de aislamiento medida a 1 minuto de aplicada la tensión de ensayo.

**RA:** resistencia de aislamiento.

**RAD:** relación de absorción dieléctrica.

**RO:** resistencia óhmica

**T:** temperatura

**tgδ:** tangente delta, factor de pérdida dieléctricas.

**Tip-Up:** diferencia entre el factor de disipación a tensiones de prueba diferentes

**Z:** error muestral

**δ:** ángulo delta entre la componente de corriente capacitiva y la total.

**ΔC(%):** incremento porcentual del valor de capacitancia.

**θ:** ángulo de fase.

**P:** número de polos

**ω:** velocidad de giro de la máquina



## RESUMEN

Una de las interrogantes más frecuentes surgidas por los propietarios y operadores de máquinas rotativas es la probabilidad de ocurrencia de fallas y la vida residual estimada para el equipo, esta pregunta no puede ser contestada de manera sencilla debido a que existen varios parámetros que influyen sobre el comportamiento de vida del equipo.

Para evaluar el estado del generador N°5 de la Central Paute Molino es necesario hacer uso de toda la información disponible dentro del registro histórico de valores de pruebas. El objetivo de este trabajo de investigación consiste en determinar la vida residual del generador utilizando técnicas estadísticas que permitan evaluar e interpretar los parámetros de las pruebas que representen el envejecimiento o deterioro del aislamiento.

El procedimiento para el desarrollo de la investigación consistió en la recopilación, organización, representación y descripción de los datos de pruebas mediante graficas de tendencias. Estos resultados son analizados en forma paralela con el método análisis de componentes y la vida teórica del generador; estableciendo así entre estos valores un promedio de vida residual del generador.

**Palabras clave:** ANÁLISIS ESTADÍSTICO, VIDA RESIDUAL DEL GENERADOR, AISLAMIENTO DE DEVANADOS, DETERIORO ELÉCTRICO.



## ABSTRACT

One of the most frequent questions made by owners and operators of rotating machines is the probability of the occurrence of failures and the estimated remaining lifetime for the equipment, this question cannot be answered simply because there are several parameters that influence the behavior of the equipment's lifetime.

To evaluate the state of the generator No. 5 of the Paute Molino Power Plant it is necessary to make use of all available information within the test values in the historical records. The objective of this research is to determine the remaining lifetime of the generator using statistical techniques to evaluate and interpret test parameters representing aging or deterioration of the insulation.

The procedure for the development of the research involved collecting, organizing, representing and describing the data tests using graphical trend. These results are analyzed in parallel with the analysis method of constituents and the theoretical lifetime of the generator; thus establishing between these values an average remaining lifetime of the generator.

**Keywords:** STATISTICAL ANALYSIS, REMAINING LIFETIME OF THE GENERATOR, DEANATED INSULATION, ELECTRICAL DETERIORATION.



## INTRODUCCIÓN

El trabajo de investigación hace referencia a la estimación de vida residual del generador N°5 mediante análisis estadístico de pruebas en la Central Paute Molino. Las pruebas realizadas al generador permiten obtener valores, los cuales describen mediante su análisis e interpretación el estado actual de la máquina. Estos valores conllevan a determinar tendencias que indican el estado del generador para años futuros.

Al ser el generador una maquina muy costosa requiere de un análisis de los valores de pruebas para determinar su vida residual, tratando de encontrar valores que demuestren un condición de mal estado y en base a eso analizar la posibilidad de realizar un mantenimiento preventivo que prolongue la vida útil del generador y evitar de esta manera una salida imprevista de operación de la unidad de generación.

Para el desarrollo del documento de investigación, se lo llevó a cabo mediante cinco capítulos. Dentro de los cuales se describen los objetivos, alcance y justificación de la investigación, conceptos básicos en un marco teórico, metodología y análisis de resultados para finalmente establecer conclusiones y recomendaciones.

El cumplimiento de los objetivos planteados en la investigación se llevaron a cabo a manera de lo propuesto, mediante la revisión de estado del arte referente al estudio de vida residual, descripción de pruebas aplicadas al generador, análisis de resultados obtenidos y registrados de pruebas y estimación de vida residual mediante análisis de graficas de tendencias.

Esta investigación se enfoca en el análisis de valores e interpretación de figuras para dar resultados y conclusiones sobre el estado de vida residual del generador. La investigación es de tipo cuantitativa no experimental evolutiva, ya que consiste en analizar los valores de pruebas a manera estadística y se desarrolla la tendencia para años futuros de los valores. Dentro del análisis se evalúan varias variables, las cuales hacen referencia a los valores futuros de las pruebas.

La limitación de este planteamiento de investigación es que no se cuenta con un registro histórico de datos o valores de pruebas tomados bajo condiciones similares, viéndose afectados por factores externos. En base a esto se realizó una depuración de los datos proporcionados.



## CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN

### 1.1 Objetivos

#### 1.1.1 *Objetivo general*

Realizar el análisis estadístico de pruebas en el Generador de la Unidad N°5 perteneciente a la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP – Unidad de Negocio Hidropaute para la determinación de tendencias y la estimación de vida residual del mismo.

#### 1.1.2 *Objetivos específicos*

- Revisar el estado del arte para estudio de vida residual aplicado a generadores síncronos.
- Detallar las principales pruebas realizadas a generadores síncronos.
- Analizar los resultados obtenidos de cada una de las pruebas.
- Estimar la vida residual del generador síncrono mediante análisis de graficas de tendencias.
- Redactar el informe de la investigación incluyendo conclusiones y recomendaciones.

### 1.2 Alcance

La Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP – Unidad de Negocio Hidropaute, ofrece servicio de generación de energía eléctrica a través de las Centrales: Mazar, Molino y Sopladora, esta investigación se centra en la estimación de vida residual aplicada a generadores síncronos. Para fines de la investigación se ve conveniente la elección de la unidad de generación N° 05 en la Central Paute-Molino, considerando su mayor tiempo de operación. La fecha de inicio de operación de esta unidad de generación se produjo en Julio de 1985.

Se analizará las pruebas aplicadas al generador según norma IEEE, que contemplan: resistencia óhmica estator y rotor, factor de potencia, caída de tensión en los polos del rotor, resistencia de aislamiento, termografía y ultrasonido. Lo que permitirá la obtención de gráficas de tendencias, que comparadas con los valores de rangos permitidos en la normativa, determinara la vida útil residual del generador.

Esta investigación se fundamenta en pruebas realizadas desde la puesta en marcha de la planta (datos históricos). Los datos obtenidos de estas pruebas fueron realizadas por personal



técnico calificado de la central. La estadística histórica es fundamental para determinar la metodología de este trabajo de investigación.

El análisis estadístico de las series históricas de las diferentes pruebas aplicadas a los generadores, servirá para establecer graficas de tendencias con las cuales se obtendrán conclusiones y recomendaciones sobre la vida residual de la unidad de generación.

### **1.3 Justificación**

La central hidroeléctrica Paute-Molino, ha entregado su producción de energía eléctrica al Ecuador durante 33 años, siendo hasta el momento la Central más grande del Ecuador en energía puesta a disposición y con un alto factor de planta. Su capacidad es de 111 MVA y cerca de 5600 MWh/año.

Los generadores de la Central Paute Molino son vitales para dotar de energía al país, posterior a 33 años de funcionamiento y teniendo en cuenta que los materiales que constituyen al generador están sometidos tanto a esfuerzos mecánicos, eléctricos y electromecánicos, se vuelve muy necesario estimar la vida residual para determinar el nivel de riesgo existente en la operación.

Según información proporcionada por la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, en la Central Hidroeléctrica Paute-Molino, referente a pruebas, los generadores implementados en la planta requieren de una gestión de activos físicos el cual permita manejar de manera óptima y sustentable la operación correcta de la máquina.

## CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO

### 2.1 Generador síncrono

El generador síncrono es una máquina eléctrica rotativa que convierte la potencia mecánica impulsado por una turbina en potencia eléctrica, convirtiéndose de esta manera en la principal fuente de generación de energía eléctrica dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia. (Chapman, s.f.) (Grainger & Stevenson, 2001)

La razón por la cual se denomina generador síncrono se debe a la relación existente entre la frecuencia de la red y la velocidad de rotación o frecuencia angular a esta relación de frecuencias se la denomina sincronismo.

Las dos partes principales que conforman al generador síncrono son una parte móvil denominado rotor y una parte fija denominado estator. Las cuales constituyen el circuito magnético del generador síncrono. (Grainger & Stevenson, 2001)

El circuito magnético del generador es producido debido al movimiento giratorio del rotor, en el cual al mismo tiempo se le suministra en su devanado corriente continua desde una fuente externa denominada excitación, lo que produce un campo magnético variable. Este campo magnético rotacional induce voltaje trifásico en los devanados del estator, lo que produce en voltaje principal del generador.

Los generadores en la Central Paute-Molino en la Fase A-B son de marca SIEMENS de fabricación Alemana, de eje vertical accionados mediante una turbina Pelton de 6 inyectores y está compuesto por cojinete guía debajo del rotor y una combinación de cojinete guía y de empuje sobre el rotor; este también denominado cojinete combinado. (Moya, 1990)

Figura 1 Generador de la unidad N° 5



Fuente: Propia

### 2.1.1 Datos del generador N° 5 de la Central Paute Molino

Las características principales de los generadores de la central Paute Molino se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 1 Características del Generador de la Central Paute Molino

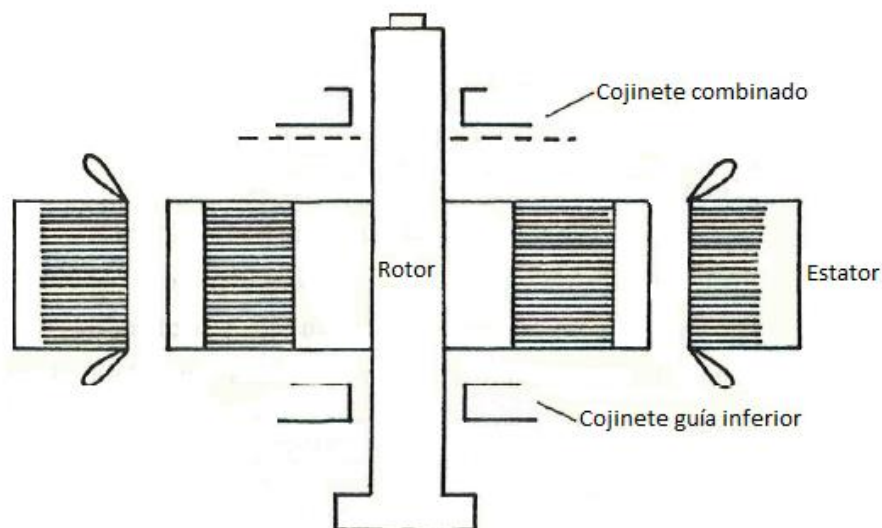
CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR	
Potencia	111MVA
Tensión Nominal	13,8Kv +5%
Corriente Nominal	4643,9A
Factor de Potencia	0,9
Frecuencia	60Hz
Número de fases	3
Clase de aislamiento ESTATOR	F/B
Clase de aislamiento ROTOR	B
Número de polos	20
Conexión del estator	Estrella
Velocidad de rotación	360 rpm
Temperatura de funcionamiento	60°C
Porta escobillas	28
Escobillas	56

Fuente: Manual de operación de operación Fase AB

### 2.1.2 Tipo de configuración

La configuración del generador de la central Paute Molino consta de: Estator, Rotor, Cojinete combinado y Cojinete guía inferior. Estos elementos serán descritos en los siguientes puntos.

Figura 2 Configuración del generador de la Central Paute Molino



Fuente: Manual de operación de operación Fase AB

### 2.1.3 Estator del generador

El estator es considerado la parte fija del generador síncrono y está constituido principalmente de la carcasa y el núcleo magnético. La carcasa como su nombre lo indica es una estructura mecánica que se encarga de contener y centrar el núcleo magnético del estator y es construida en acero. (Minero, 2010)

#### 2.1.3.1 Estator del generador de la Central Paute Molino

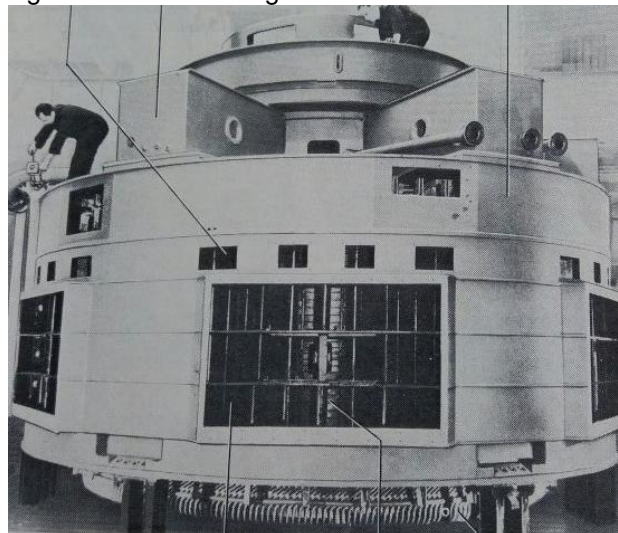
El estator consta de carcasa, paquete de chapas y devanado, el cual se encuentra insertado en las ranuras del paquete de chapas. El estator tiene un peso total de 124 Toneladas, diámetro interior de 4.50 m, altura de la carcasa de 2.18 m y 216 ranuras.

La carcasa es la encargada de soportar al devanado del estator, paquete de chapas, refrigeradores de aire por agua, transformadores de corriente y peso del rotor. Está construida en acero laminado y soldado, lo que le brinda una resistencia contra torsión, pandeo y vibraciones. (ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRICHE PER IMPIANTI, 1990)

La carcasa consta de paredes frontales horizontales y de anillos intermedios los cuales se encuentran unidos por medio de soportes verticales. La pared exterior de la carcasa consta de seis aberturas en las cuales van alojados los refrigeradores de aire por agua, estas aberturas pueden representar problemas de torsión, pandeo y vibraciones.

La carcasa puede estar expuesta a dilataciones térmicas durante su proceso de funcionamiento por lo cual se debe evitar que se produzcan deformaciones en los paquetes de láminas.

Figura 3 Carcasa del generador



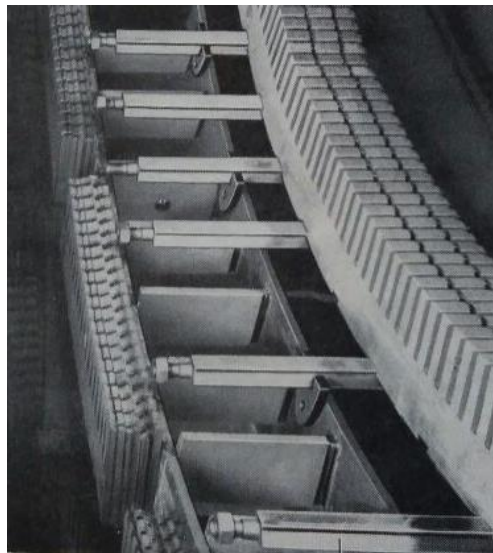
Fuente: (ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRICHE PER IMPIANTI, 1990)



El paquete de chapas está compuesto de segmentos de chapa de 0.5 mm de espesor en acero y que van conjuntamente por capas o paquetes. Esta subdividido por las ranuras de refrigeración por la cual circula el aire refrigerante. Adema son aisladas entre sí por medio de una capa de barniz aplicada en ambas caras.

Mediante bulones tensores<sup>1</sup> y dedos de presión se comprime el paquete de chapas en sentido axial. Este modo de compresión evita que el paquete de chapas presente vibraciones. Existen subdivisiones en los paquetes de chapas mediante ranuras de refrigeración esto ayuda a tener una buena circulación de aire refrigerante. (ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRICO MECCANICHE PER IMPIANTI, 1990)

Figura 4 Paquete de chapas



Fuente: (ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRICO MECCANICHE PER IMPIANTI, 1990)

El devanado del estator en su forma constructiva está dispuesto de dos capas, cada ranura del paquete de chapas del estator contiene dos barras. Una barra se encuentra en la parte inferior de la ranura y la otra se encuentra situada en la abertura de la ranura.

No se presentan contactos entre espiras ya que cada bobina cuenta con una espira. El tipo de conexión del devanado es dependiente del número de conexiones necesarias y de la longitud axial del devanado. (ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRICO MECCANICHE PER IMPIANTI, 1990)

#### **2.1.4 Rotor del generador**

El rotor es aquel que contiene los polos magnéticos de excitación. (Cuauhtli & Sánchez, 2009) Debido al movimiento giratorio del rotor, al devanado de campo se le suministra una

---

<sup>1</sup> Se denomina bulones tensores a tornillos que son de gran dimensión.

corriente directa creando de esta manera un flujo inductor. La forma más común de un circuito de excitación es mediante anillos rozantes y escobillas desde una fuente externa. (Minero, 2010)

En el rotor se pueden producir pérdidas debido a corrientes parasitas, puesto que el rotor se encuentra sometido en su devanado de campo a campos magnéticos variables. Considerando esto el rotor debe estar construido con laminaciones a fin de evitar mencionadas pérdidas. (Minero, 2010)

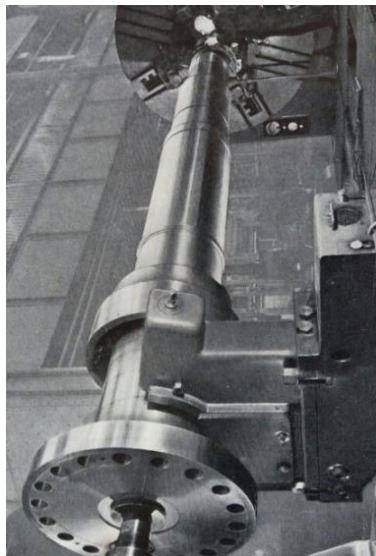
#### 2.1.4.1 Rotor del generador de la Central Paute Molino

El rotor de la Central está compuesto por: árbol, cubo-rotor, rueda polar, partes rotativas de los cojinetes, anillos de ventilación, anillo de frenado y anillos colectores. El rotor presenta las siguientes características constructivas:

- Diámetro del rotor sin polos 3850 mm,
- Diámetro del rotor con polos 4450 mm,
- Peso total del rotor 237 Toneladas y un peso por polo de 2,86 Toneladas
- Espacio entre rotor y estator de 25 mm.

El árbol es el encargado de la transmitir el giro que se produce en la máquina motriz (turbina) al generador.

Figura 5 Árbol del generador



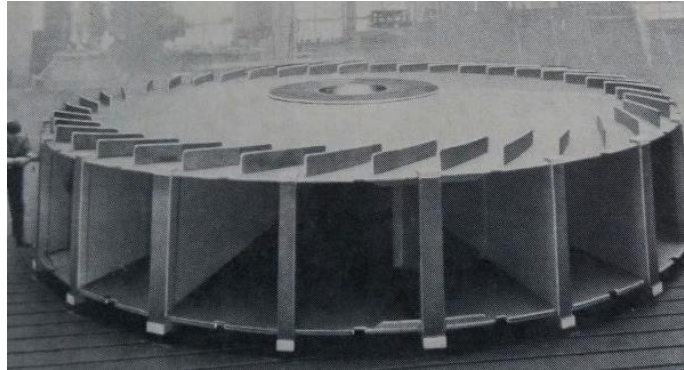
Fuente: (ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRICO MECCANICHE PER IMPIANTI, 1990)

La cuba-rotor contiene la rueda polar, los ventiladores y el anillo de frenado. Permite además la unión entre el árbol y la ruda polar mediante bridas. El cubo es de tipo disco y



consta de tres partes: casquillo, disco superior, disco inferior, piezas de unión con el cabezal y placas de base, soldadas entre sí.

Figura 6 Cuba rotor



Fuente: (ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRICO MECCANICHE PER IMPIANTI, 1990)

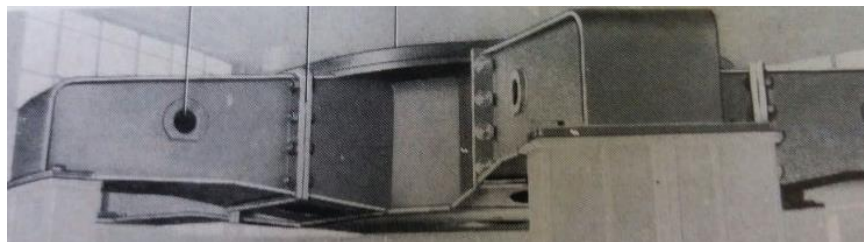
Corona o paquete laminar está formada por chapas de acero de alta calidad concatenadas. Las chapas son segmentos de 2 y 3 mm de espesor. El paquete laminar se encarga de absorber las fuerzas tangenciales que se producen entre las capas de chapas.

Los polos generan el campo magnético que gira conjuntamente con la rueda polar. Su cuerpo está constituido de chapas de acero y la sección transversal del polo esta por la zapata y el núcleo del polo.

Los polos van sujetos al rotor mediante ranuras y ajustadas mediante cuñas con el objetivo de absorber las fuerzas centrífugas y axiales. En los espacios entre polos se colocan soportes con la finalidad de evitar deformaciones debido a cambios de temperatura de la máquina.

La estrella soporte es construida en acero laminado. El árbol de la máquina pasa verticalmente por la parte central de la estrella y se encuentra sometido a dos fuerzas. Las fuerzas verticales desde las partes en rotación y las horizontales mediante un cojinete guía.

Figura 7 Estrella soporte



Fuente: (ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRICO MECCANICHE PER IMPIANTI, 1990)

Los anillos colectores son los encargados de transmitir la corriente desde piezas fijas a piezas en movimiento por medio de un contacto deslizante. Consta de escobillas es su parte



fija y de anillos colectores en su parte móvil. (ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRO MECCANICHE PER IMPIANTI, 1990)

Figura 8 Anillos colectores



Fuente: Propia

### **2.1.5 Cojinete combinado**

Se denomina cojinete combinado a la combinación del cojinete axial y radial montado por encima del rotor. El cojinete axial es el encargado de soportar el peso de las partes rotativas del grupo turbina generador, el cojinete radial garantiza una marcha concéntrica y prácticamente libre de golpes desde la parada de la máquina hasta una velocidad de embalamiento de la turbina.

### **2.1.6 Cojinete guía inferior**

La función del cojinete guía inferior es mantener la excentricidad del árbol y se encuentra situado en el interior de la parte central de la cruceta inferior. Este cojinete está formado por 12 zapatas con funcionamiento de tipo hidrodinámico. (Moya, 1990)

Las zapatas están situadas de forma radial, de esta forma se crea en función de los movimientos del eje durante la rotación una película de aceite entre las superficies de las zapatas y del eje.

### **2.1.7 Clasificación de los generadores**

Existen dos tipos de generadores síncronos y esta clasificación depende del tipo de rotor que lo constituye, este puede ser generador síncrono de polos salientes o generador síncrono de polos lisos. La central Paute-Molino consta de generadores síncronos de polos salientes esto se debe a las condiciones de diseño y velocidad.

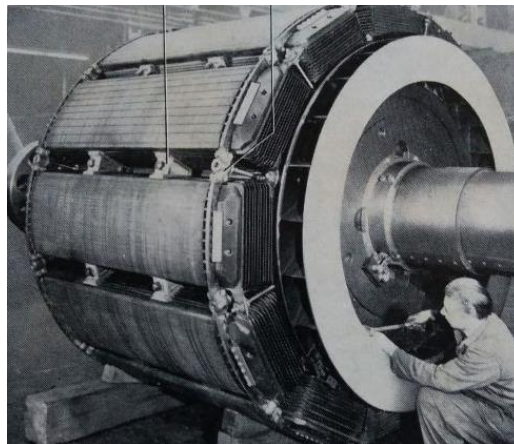
#### **2.1.7.1 Generador síncrono de polos salientes**

Este tipo de generador síncrono también es conocido como rueda polar y es utilizado generalmente en centrales hidráulicas debido a su baja velocidad y condiciones constructivas,

dentro de las cuales se puede mencionar el diámetro del rotor y el número de polos. (Cuauhtli & Sánchez, 2009) El número de polos que constituye el rotor de las unidades de la Central Paute Molino es 20.

Al referirse a generadores síncronos de polos salientes significa proyectado hacia afuera de la superficie del rotor, estos rotores son de 4 polos o más. Como se menciona anteriormente el rotor de polos salientes es también conocido como rueda polar fig. 1, la cual al aumentar su diámetro, implica cambios en la estructura con la finalidad de que los polos puedan ser montados de manera correcta y así ser capaz de soportar en esfuerzo centrífugo. (Cuauhtli & Sánchez, 2009)

Figura 9 Rueda Polar



Fuente: (ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRICO MECCANICHE PER IMPIANTI, 1990)

#### 2.1.7.2 Generador síncrono de polos lisos

Este tipo de generador síncrono también es conocido como rotor cilíndrico y es utilizado generalmente en centrales térmicas debido a su alta velocidad y condiciones constructivas, dentro de las cuales se puede mencionar la longitud del rotor y el número de polos.

Al referirse a generadores síncronos de polos lisos significa que está construido sobre la misma superficie del rotor, estos rotores son de 2 o 4 polos. (Chapman, s.f.) Dentro de su estructura constructiva se disminuye el diámetro del rotor y se aumenta la longitud del mismo. Logrando de esta forma que el entrehierro mantenga un espesor constante a lo largo de su circunferencia. (Cuauhtli & Sánchez, 2009)

En este tipo de rotores también denominado rotor cilíndrico son colocadas en forma radial las bobinas, permitiendo de esta manera en cada polo que la fuerza magnetomotriz se distribuya, logrando una onda senoidal mejorada. (Cuauhtli & Sánchez, 2009)



### 2.1.8 Velocidad de giro del generador

La velocidad de giro de un generador síncrono es la relación entre la frecuencia de la corriente directa inducida en su rotor con la velocidad mecánica ejercida por su eje. El campo magnético aquí producido por el rotor provoca el giro del mismo a una cierta velocidad. Representando mediante la siguiente ecuación la relación entre la velocidad de rotación del rotor con la frecuencia eléctrica resultante. (Chapman, s.f.)

$$f_e = \frac{n_m P}{120} \quad (1)$$

Donde:

$f_e$  = frecuencia eléctrica

$n_m$  = velocidad mecánica de campo magnético

$P$  = número de polos

La velocidad de giro de un generador síncrono debe ser fija y depende del número de polos de la máquina.

#### 2.1.8.1 Sistemas de regulación de velocidad del generador de la Central

El sistema de regulación de velocidad de la Central Paute es mecánico mediante el cual se controla las agujas, deflectores y válvula esférica; está constituido por aceite a presión, el cual se encarga de regular la velocidad de manera que controla el caudal de agua que ingresa a la turbina Pelton. Este control se realiza mediante el posicionamiento de las agujas y deflectores para así mantener la máquina girando a velocidad de sincronismo 360 rpm, independiente del estado de carga de la unidad.

### 2.1.9 Voltaje inducido en el generador

El voltaje inducido en el generador síncrono según Chapman (s.f.) “*depende del flujo magnético en la máquina, de la frecuencia o velocidad de rotación y de la construcción de la máquina*” (pag.278). El voltaje inducido es representado mediante la siguiente ecuación:

$$E_A = K\phi\omega \quad (2)$$

Donde:

$E_A$  = tensión inducida

$K$  = constante dependiente de la máquina

$\phi$  = flujo magnético de la máquina

$\omega$  = velocidad de giro de la máquina



## 2.2 Límites de operación de los generadores

Los límites de operación de un generador síncrono dependen de parámetros eléctricos tales como: potencia activa, potencia reactiva, voltaje en terminales, corriente de campo y de armadura, factor de potencia. (Mallitasig, 2008)

La operación se ve afectada principalmente por el aumento de temperatura (calentamiento) en los devanados del estator y rotor, incluso cuando se produce un sobrecalentamiento que afecta directamente en la vida útil de la máquina. A consecuencia de esto no es recomendable sobrecargar la máquina. (Martínez, 2003)

También se ve afectada la operación del generador por la potencia máxima que entrega la máquina motriz, la estabilidad estática de la máquina y la excitación mínima permisible. (Martínez, 2003) A continuación se detallan algunos factores eléctricos y mecánicos que limitan la operación del generador síncrono.

### 2.2.1 Corriente de armadura máxima

La corriente de armadura máxima tiene relación con la potencia aparente del generador. Este valor es determinado mediante el producto de la tensión nominal y la corriente de armadura máxima. Tratando de que sea conducida por los devanados sin que se produzca un aumento de temperatura en los mismos. (Mallitasig, 2008)

El límite de corriente máxima de armadura producida en el estator bajo efectos de calentamiento repercute en la vida útil del aislamiento. (Martínez, 2003)

### 2.2.2 Potencia máxima de la máquina

La potencia máxima de la máquina es la entregada por la máquina motriz bajo condiciones normales de operación y es dependiente de los componentes mecánicos que constituyen la turbina. La potencia máxima de la máquina es dada por el fabricante y es igual al producto de la potencia aparente de la unidad de generación por el factor de potencia, como sigue en la siguiente ecuación:

$$P_{max} = Sfp \quad (3)$$

### 2.2.3 Corriente de excitación máxima y mínima

La corriente de excitación a plena carga de la central Paute Molino es de 1100 A.

#### 2.2.3.1 Corriente de excitación máxima

El valor de corriente de excitación máxima viene dado por la excitatriz y por el calentamiento producido en el rotor. Induciendo en el estator una fuerza electromotriz máxima,



generando de esta manera un valor límite de potencia aparente aportada por el generador. (Martínez, 2003)

Cuando el generador se encuentra sobreexcitado se ve limitado la operación de la máquina. Esto implica que el generador está entregando potencia reactiva al sistema. (Martínez, 2003)

#### 2.2.3.2 Corriente de excitación mínima

El valor de corriente de excitación mínima se expresa en forma de porcentaje y por lo general viene dada por el fabricante de la máquina y este valor evita que la máquina salga de sincronismo, generando suficiente torque magnético. Semejante a la corriente de excitación máxima. (Mallitasig, 2008)

#### **2.2.4 Curva de capacidad del generador**

La curva de capacidad del generador síncrono se encarga de establecer la región confiable de operación de la máquina. También es conocida como carta de operación. En la curva se encuentran parámetros tales como: corriente de armadura, potencia máxima, y corrientes máximas y mínimas de excitación; descritos anteriormente.

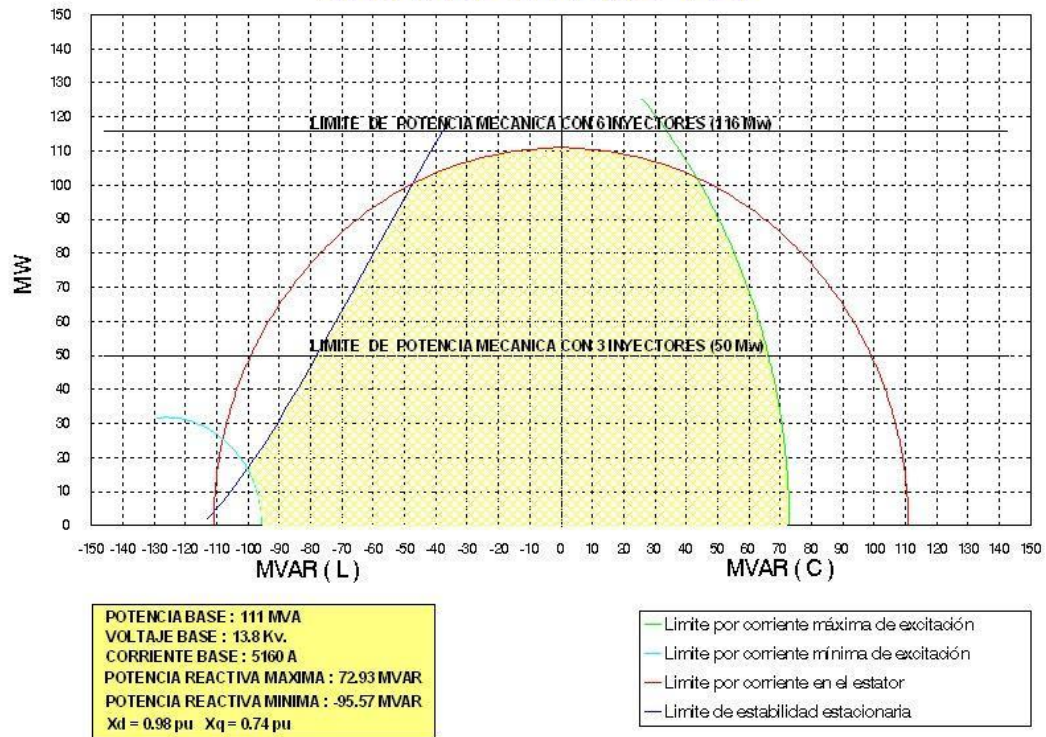
Cuando se trata de voltios amperios reactivos (vars) positivos estos son suministrados por el generador y este funciona con factor de potencia inductivo en la zona de sobreexcitación. En el caso de vars negativos estos son suministrados desde el sistema de energía y funciona con factor de potencia capacitivo. (Martínez, 2003)

A continuación en la fig. 10 se ve representada la curva de capacidad de un generador de la Central Paute Molino.

Figura 10 Curva de capacidad del generador

## CURVA DE CAPABILIDAD

### UNIDADES FASE "AB"



Fuente: Manual de operación del generador

### 2.3 Descripción del sistema aislante del generador

El aislamiento del generador en la Central Paute Molino es de clase F/B, el cual soporta niveles de temperatura entre  $155^{\circ}\text{C}$  y  $130^{\circ}\text{C}$  para aislamiento F y B respectivamente.

En el aislamiento del devanado polar, las espiras se encuentran aisladas entre sí por medio de capas impregnadas de resina sintética. Los marcos aislantes quedan fijados en su posición por medio de las espigas aislantes.

El aislamiento entre el soporte y el devanado del polo está formado por unas capas de material aislante y de amianto. El acoplamiento entre árbol y los cojinetes presenta un sistema aislante con la finalidad de evitar un flujo de corriente que podría destruir la superficie de los rodamientos.

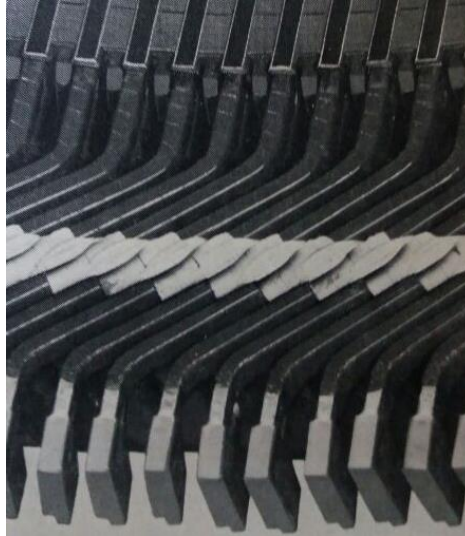
Las chapas del estator se encuentran aisladas entre sí mediante una capa de barniz aplicada en ambas caras, además de esto se inserta un aislamiento en cada paquete de chapas y en las ranuras.

En el devanado del estator, el aislamiento de las barras es sus partes rectas en el lado de la ranura tienen un aislamiento de Micafolium, el cual se compone circumprensado de capas de mica aplicados en caliente. Los lados frontales de las barras que forman la cabeza del



devanado se encuentran envueltos en cinta encalada. (ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRICITÀ MECCANICHE PER IMPIANTI, 1990)

Figura 11 Aislamiento del bobinado de estator



Fuente: (ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRICITÀ MECCANICHE PER IMPIANTI, 1990)

#### **2.4 Mantenimiento e inspección de los generadores**

El tiempo estipulado para llevar a cabo el mantenimiento del generador en la Central Paute Molino es 1200 horas, lo que equivale a un periodo de tiempo de 50 días de operación, este mantenimiento tiene un tiempo de duración de 2 días. Posterior a 3600 horas se realiza un mantenimiento con un tiempo de duración de 8 días. Este tiempo es condicionado debido a las necesidades energéticas del sistema.

El mantenimiento es programado en base a horas de operación. Dentro del mantenimiento se realizan inspecciones, mediciones y ensayos aplicables al grupo turbina generador. Las inspecciones, mediciones y ensayos son recomendados por el fabricante y establecidos acorde a la experiencia establecida dentro del manejo de la central. (ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRICITÀ MECCANICHE PER IMPIANTI, 1990)

El plan de revisión y mantenimiento del generador dentro de la central según recomendaciones del fabricante se debe llevar a cabo bajo los siguientes lineamientos, se detalla mediante colores las revisiones recomendadas. En color verde se aprecia la primera revisión, en color amarillo la segunda revisión y en naranja la tercera revisión.



Tabla 2 Tiempo estimado de revisiones para el plan de mantenimiento

	1ra revisión después de 4000 h - en caso de servicio continuo después de 16000h máximo después de 2 años
	2da revisión después de cada 4000h de servicio - máximo después de 1 año
	3ra revisión después de 8000h de servicio - tratándose de un servicio continuo cada 1600h como máximo cada 2 años

Fuente: Propia

El plan de mantenimiento se detalla en el anexo 1 según los grupos constructivos de la máquina: rotor, estator, base de la máquina, cojinetes, blindaje y piezas adosadas para abastecimiento vigilancia.

## 2.5 Descripción de pruebas realizadas al generador

Las pruebas realizadas al generador se llevan a cabo posterior a un periodo de funcionamiento. Este periodo de tiempo depende de las horas de operación de la máquina. Muchas de las pruebas realizadas al generador permiten establecer el envejecimiento del sistema de aislamiento.

La cantidad de pruebas realizadas al generador dependen del número de mantenimientos programados y los valores obtenidos de las pruebas (mediciones) son guardadas en un archivo histórico, para su posterior análisis. A continuación se detallan las principales pruebas realizadas al generador:

### 2.5.1 Resistencia de aislamiento

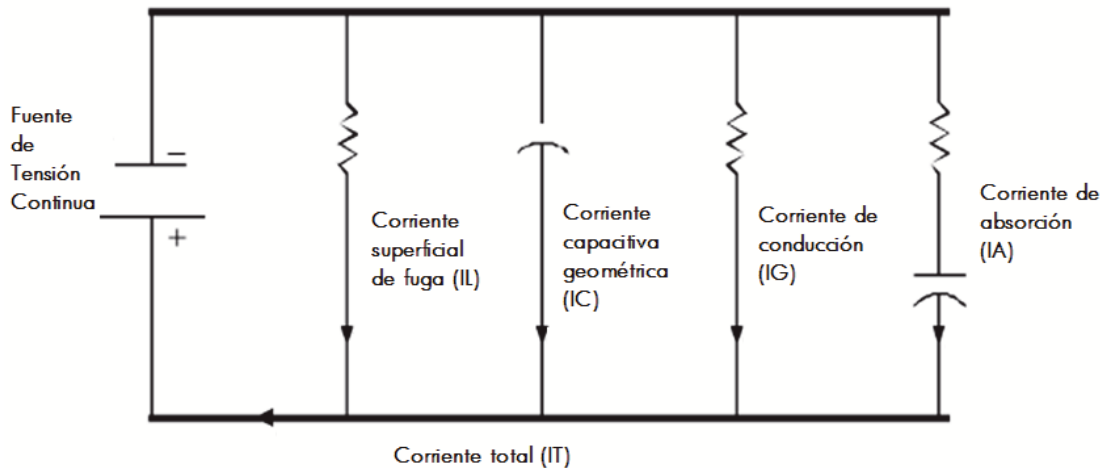
La prueba consiste en la medición de resistencia de aislamiento, índice de polarización y relación de absorción dieléctrica. Empleados para determinar la contaminación y el deterioro del sistema de aislamiento. Con esto se evalúa la integridad del sistema de aislamiento y se puede garantizar un funcionamiento seguro de los devanados del estator.

Se entiende como resistencia de aislamiento a la tensión continua aplicada al sistema de aislamiento ( $E_{(t)}$ ) entre la corriente total resultante medida ( $I_{(t)}$ ). Se representa mediante la siguiente expresión:

$$IR_{(t)} = \frac{E_{(t)}}{I_{(t)}} \quad (4)$$

El valor de resistencia que circula en el sistema de aislamiento varía en el tiempo, por ende se puede representar por medio de una corriente total fig. 12; la misma que está conformada por cuatro corrientes, las cuales son: corriente superficial de fuga, corriente capacitiva, corriente de conducción y corriente de absorción. (Cocco, 2015)

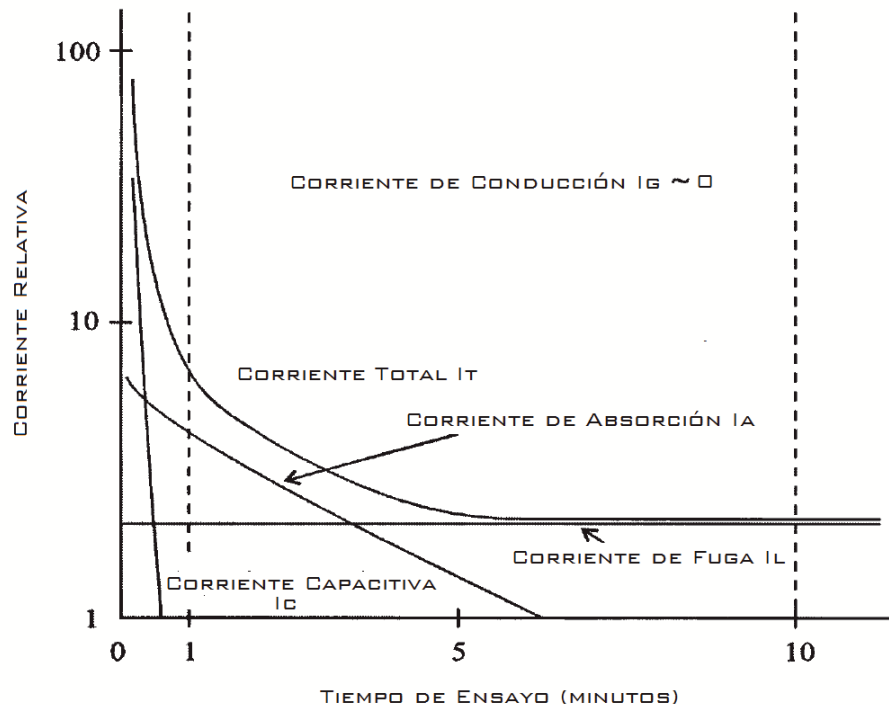
Figura 12 Circuito equivalente de corriente total en una prueba de resistencia de aislamiento



Fuente: (Cocco, 2015)

Las cuatro corrientes mostradas en la fig. 20 cuentan con características diferentes para llegar a un régimen estable ya sea debido a sus propias condiciones o al tiempo. A continuación se muestra los tiempos que tardan las corrientes en establecerse en sus valores nominales. (Cocco, 2015)

Figura 13 Curva de componentes de corriente durante una prueba



Fuente: (Cocco, 2015)

### 2.5.1.1 Relación de absorción dieléctrica

La relación de absorción dieléctrica denominada como RAD es la relación entre la medición de la resistencia de aislamiento medida a los 60 segundos y la medida a los 30 segundos de ser aplicada la tensión de prueba y se describe de la siguiente manera (Cocco, 2015):

$$RAD = \frac{R_A(60s)}{R_A(30s)} \tag{5}$$

### 2.5.1.2 Índices de polarización

El índice de polarización denominado como IP es la relación entre la resistencia de aislamiento medida a los diez minutos de la prueba y la medida al primer minuto de la prueba de ser aplicada la tensión.

$$IP = \frac{R_A(10min)}{R_A(1min)} \tag{6}$$

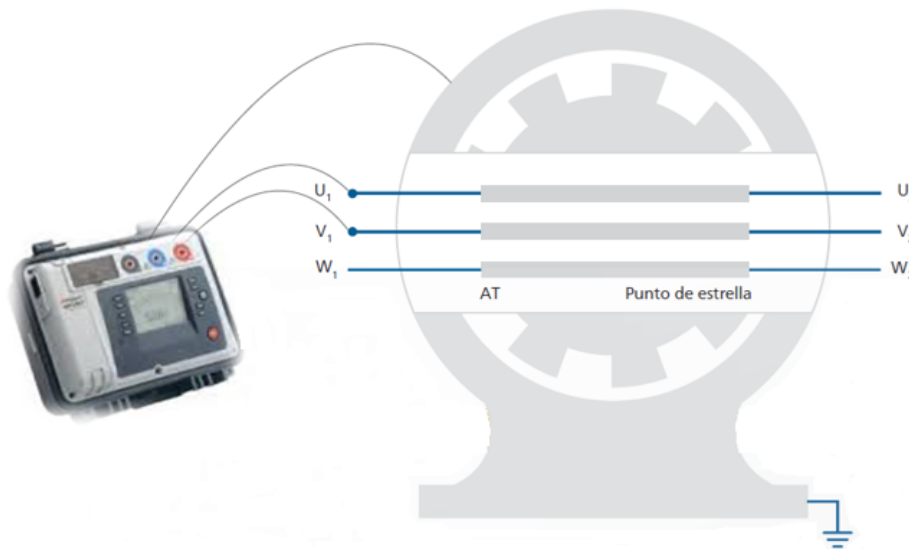
Los valores mínimos recomendados de índice de polarización para maquinas giratorias se muestran en la tabla 4 y se basa en la clasificación térmica del material aislante.

Tabla 3 Valores mínimos recomendados de índice de polarización para todas las clases de aislamiento de componentes de la máquina

Clasificación Clase Térmica	Valor Mínimo Índice de Polarización
Clase A	1.5
Clase B	2.0
Clase F	2.0
Clase H	2.0

Fuente: (Warren, 2006)

Figura 14 Diagrama de conexión de prueba resistencia de aislamiento



Fuente: (OMICRON, 2016)

La prueba resistencia de aislamiento se realiza bajo norma IEEE Std 43 (R2006) practica recomendada para pruebas de resistencia de aislamiento de máquinas rotativas que consiste en un procedimiento recomendado, métodos de interpretación y limitaciones de prueba para



medir la resistencia de aislamiento de los devanados de campo de la máquina rotativa. Cálculo del índice de polarización y relación de absorción dieléctrica. (Warren, 2006)

Los valores obtenidos de la medición de relación de absorción dieléctrica e índice de polarización permiten establecer la condición del aislamiento, interpretando los resultados de la siguiente manera (Granero, 2001):

Tabla 4 Condición del aislamiento en función de RAD e IP

Condición del aislamiento	Relación de Absorción Dieléctrica RAD	Índice de polarización IP
Peligroso		< 1
Pobre	< 1,1	< 1,5
Dudoso	1,1 a 1,25	1,5 a 2
Aceptable	1,25 a 1,4	2 a 3
Bueno	1,4 a 1,6	3 a 4
Excelente	> 1,6	> 4

Fuente: Propia

### 2.5.2 Factor de potencia

La prueba factor de potencia consiste en aplicar un potencial al devanado del estator para determinar la corriente de fuga y la calidad del aislamiento. Corriente de fuga se denomina a la corriente que circula por el medio aislante y está compuesta de corriente resistiva y corriente capacitiva. La relación entre corriente resistiva y corriente capacitiva es el factor de disipación (FD)  $\text{tg } \delta$ , tangente del ángulo de pérdida.

$$FD = \text{tg } \delta = \cot \theta = \frac{X_P}{R_P} = \frac{G}{WC_P} = \frac{1}{WR_P C_P} = \frac{I_t}{I_c} \quad (7)$$

Donde,

$C_p$  = capacitancia en paralelo

$G$  = conductancia equivalente

$R_p$  = resistencia equivalente en paralelo

$X_p$  = reactancia paralelo

$C_s$  = capacitancia en serie

$R_s$  = resistencia equivalente en serie

$X_s$  = reactancia serie

$I_t$  = corriente de pérdida

$I_c$  = corriente capacitiva

$\omega = 2\pi f$

$\Theta$  = ángulo de fase

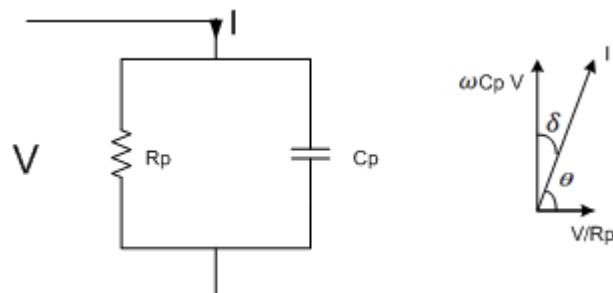
$\delta$  = ángulo de pérdida

El valor de factor de potencia medido, se da a consecuencia de la resistencia del volumen de aislamiento, de la resistencia de contacto de la superficie del sistema de aislamiento y de la ranura del estator. (Rodriguez, 1997)

Esta prueba es basada en un modelo, conformado por una parte capacitiva en paralelo con una resistencia o un capacitor en serie con una resistencia. El capacitor representa la capacitancia del equipo durante la prueba y la resistencia representa las pérdidas que se producen en el sistema de aislamiento al ser aplicado el voltaje de prueba. (Megger, 2000)

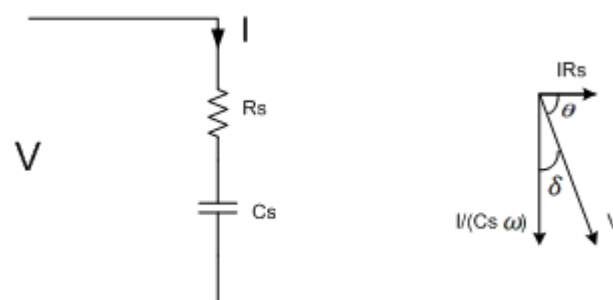
En las fig. 13 y 14 se muestran los equivalentes en paralelo y serie del sistema de aislamiento.

Figura 15 Circuito paralelo y diagrama vertical



Fuente: (MUÑOZ, EVALUACIÓN DE VIDA ÚTIL RESIDUAL DE AISLAMIENTO COMPUESTO DE MICA Y RESINA CON BASE EN PRUEBAS DE ENVEJECIMIENTO ACELERADO, 2012)

Figura 16 Circuito serie y diagrama vertical



Fuente: (MUÑOZ, EVALUACIÓN DE VIDA ÚTIL RESIDUAL DE AISLAMIENTO COMPUESTO DE MICA Y RESINA CON BASE EN PRUEBAS DE ENVEJECIMIENTO ACELERADO, 2012)



Donde,

$C_p$  = capacitancia en paralelo

$C_s$  = capacitancia en serie

$\Theta$  = ángulo de fase

$I$  = corriente total

$R_p$  = resistencia equivalente en paralelo

$R_s$  = resistencia equivalente en serie

$\delta$  = ángulo de pérdida

$\omega = 2\pi f$

Cuando el valor de factor de potencia sea cercano a cero se dice que el sistema de aislamiento se encuentra en mejores condiciones. Un aumento en el valor de factor de potencia, esto se debe a: contaminación en el sistema aislante, deterioro químico, daños por sobrecalentamiento y presencia de humedad.

El valor de factor de potencia dialéctica es la relación entre la potencia disipada en el aislamiento ( $W$ ) y el producto del voltaje sinusoidal con la corriente y se representa mediante la siguiente expresión:

$$FP = \frac{W}{VI} = \cos\theta = \text{sen}\delta \quad (8)$$

#### 2.5.2.1 Tip-Up del factor de potencia

Se define Tip-Up del factor de potencia como la diferencia que se produce en el valor del factor de potencia al realizar la prueba al 25% y 100% del voltaje nominal.

Al realizar la medición del factor de potencia a un nivel bajo de voltaje las pérdidas que se presenten en el aislamiento producen un aumento de temperatura. Con un nivel mayor de voltaje se producen pérdidas adicionales debido a descargas parciales que se producen en las cavidades al interior del sistema de aislamiento.

Si se obtiene un valor alto de Tip-Up significa que el sistema de aislamiento presenta un número alto de cavidades en su parte interna. El factor Tip-Up se lo conoce también como delta tangente delta y es la diferencia entre el factor de disipación a tensiones de prueba diferentes, y se representa mediante la siguiente expresión:

$$\Delta tg\delta = tg\delta_{V2} - tg\delta_{V1} \quad (9)$$

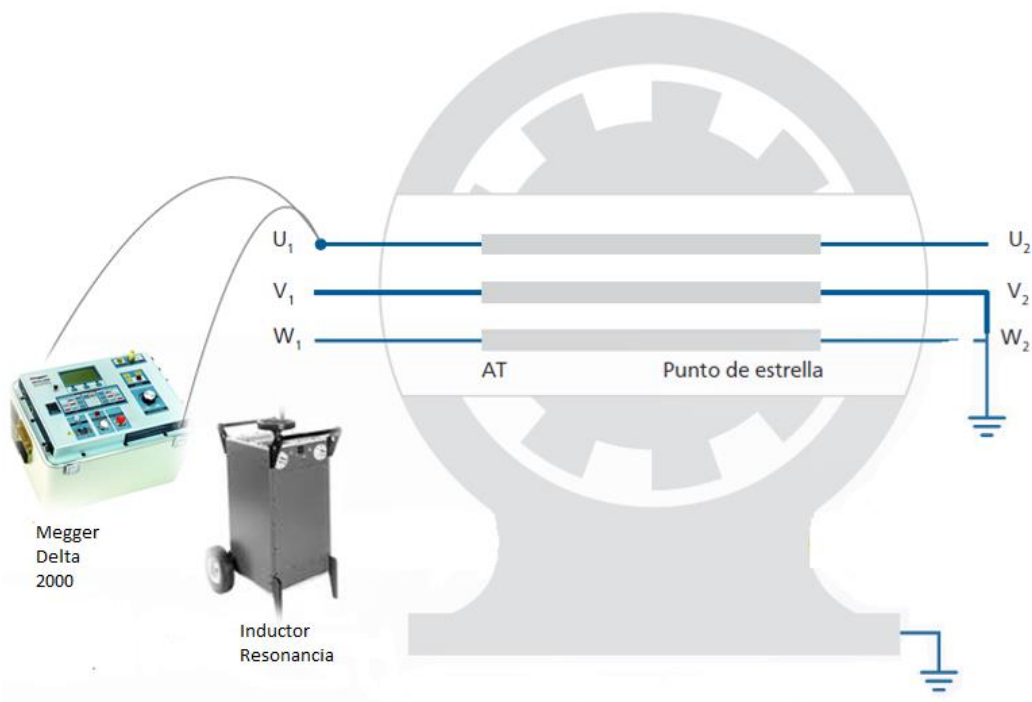
### 2.5.2.2 Incrementos de la capacitancia

Al incrementar el nivel de voltaje en la prueba factor de potencia y Tip-Up se produce un incremento en el valor de capacitancia este parámetro es ocupado para el análisis del estado del aislamiento. Se expresa a la variación de capacitancia mediante la siguiente expresión:

$$\Delta C(\%) = \frac{C_{MAX} - C_{MIN}}{C_{MIN}} \times 100 \quad (10)$$

Donde;  $C_{MAX}$  es la capacitancia del bobinado con la medición a mayor valor de tensión y  $C_{MIN}$  el valor de capacitancia con menor valor de tensión. (Cocco, 2015)

Figura 17 Diagrama de conexión de prueba factor de potencia



Fuente: (OMICRON, 2016)

Los datos de tendencia que esta prueba permite obtener sirven para determinar la velocidad de envejecimiento del sistema de aislamiento. El medio de ejecución de esta prueba se da a través de una combinación de una fuente de alta tensión y al mismo tiempo un instrumento de medida (Megger Delta 2000) es conectado en los terminales del generador para realizar las mediciones.

Las mediciones se realizan entre fase y tierra o medición combinada trifásica, también se llevan a cabo mediciones de fase a fase con la finalidad de comprobar la capacitancia del devanado.

La prueba factor de potencia se realiza bajo norma IEEE Std 286 (2000) práctica recomendada para medición del factor de potencia Tip-Up de máquinas eléctricas en el

aislamiento del devanado del estator, en la cual se recomienda su obtención de medidas y parámetros. ( Emery & Heuston, 2000)

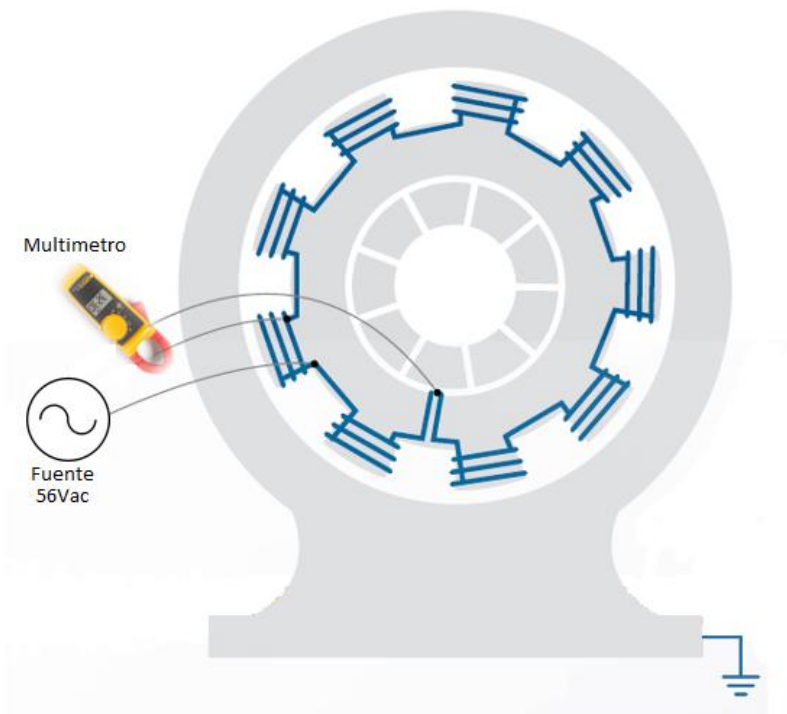
### 2.5.3 Caída de tensión

Consiste en una prueba comparativa que se realiza cuando el generador no se encuentra en operación o en reposo. La prueba caída de tensión consiste en aplicar tensión (56Vac) a los anillos rozantes para energizar los polos desde una fuente externa.

Midiendo la caída de tensión que se produce en cada uno de los 20 polos que constituyen al rotor, el valor de voltaje medido en los polos es de 2.8V; en caso de presentarse un valor diferente esto implicaría problemas en los polos debido a cortocircuitos o deterioro del sistema de aislamiento.

La medición en cada uno de los polos se la realiza a través de un voltímetro, esta medida no puede presentar un porcentaje de variación de  $\pm 2.5\%$  del promedio de nivel de tensión aplicado. Una comparación entre los resultados medidos en cada uno de los 20 polos y mediciones anteriores permitirá identificar fallas en el rotor.

Figura 18 Diagrama de conexión de prueba caída de tensión



Fuente: (OMICRON, 2016)

### 2.5.4 Resistencia óhmica

La prueba resistencia óhmica es aplicada a los devanados del rotor y estator del generador con la finalidad de verificar el valor de resistencia y poder determinar las posibles pérdidas que se pueden presentar en el cobre y comprobar las conexiones.

La medición de resistencia de devanado o resistencia óhmica se realiza para detectar posibles problemas de contacto que se pueden presentar en los devanados del estator y devanados del rotor del generador.

El propósito de esta medición se ejecuta mediante la siguiente expresión:

$$R_x = \frac{E_{cd}}{I_{ab}} \quad (11)$$

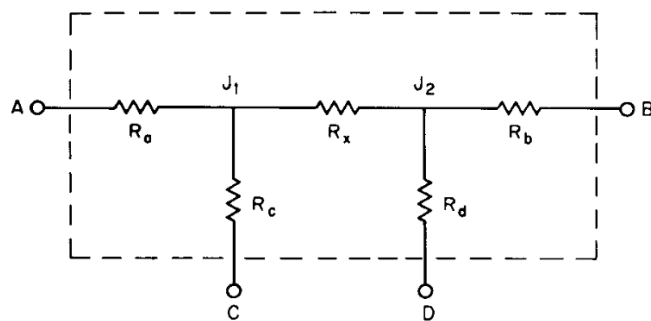
Donde.

$E_{cd}$  = Potencial entre terminales c y d.

$I_{ab}$  = corriente terminal A fuera del terminal B

La ecuación 11 se deriva de un circuito con cuatro terminales del cual se debe medir la resistencia  $R_x$  representado en la siguiente figura.

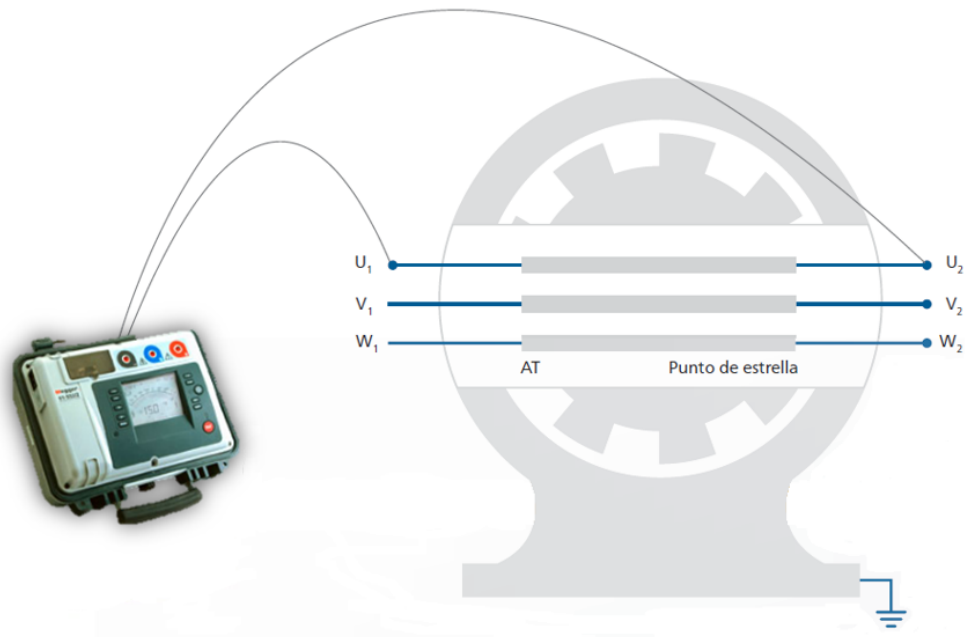
Figura 19 Representación de cuatro terminales de una resistencia



Fuente: ( Kruesi, Howell, & Easton, 1978)

La medición de resistencia óhmica del rotor y estator se realiza conectando los terminales del equipo de medida Megger MIT 1020 a los devanados del generador. Este valor medido de resistencia es recopilado para posteriormente ser comparado con las mediciones anteriores (histórico) y así poder deducir si se ha producido una variación significativa la cual permita deducir algún problema dentro del devanado.

Figura 20 Medición de resistencia óhmica de un generador



Fuente: (OMICRON, 2016)

La prueba resistencia óhmica se realiza mediante norma IEEE Std 118 (1978), la cual describe un código de pruebas para medición de resistencia. ( Kruesi, Howell, & Easton, 1978)

### **2.5.5 Descargas parciales**

Los generadores en la Central Paute Molino cuenta con un sistema de monitoreo de descargas parciales, los valores de descargas parciales son tomados en milivoltios (mV) y estos datos son recopilados de manera diaria o cuando sean requeridos para su análisis.

La mayoría de máquinas eléctricas giratorias cuentan con varios sitios potenciales de descargas parciales esto se debe a condiciones constructivas de la máquina, de operación y plan de mantenimiento los cuales afectan la cantidad, ubicación, características, evolución y la importancia de las descargas parciales.

El monitoreo en línea de descargas parciales permite obtener información continua sobre el estado del sistema de aislamiento mientras el generador se encuentra en funcionamiento y bajo influencia de condiciones de deterioro. El análisis y medición de descargas parciales permite identificar los puntos críticos del sistema de aislamiento previo a una posible falla.

El deterioro del laminado y la presencia de cavidades en el sistema de aislamiento se dan por mala operación de la máquina, envejecimiento térmico y vibraciones. Las descargas parciales producen descargas eléctricas que cortocircuitan de manera parcial el sistema de aislamiento entre conductores. Debido a esto a las descargas parciales se denomina al rompimiento dieléctrico del aislamiento.



La metodología de la prueba consiste en adquisición y posterior evaluación de datos, mediante condensadores de acoplamiento y es recomendable realizar las mediciones de descargas parciales con el generador en funcionamiento y en reposo, puesto que el ruido afecta la medición. Las descargas parciales tienen frecuencias en torno a los KHz. (Farías, 2014) En la siguiente tabla se puede apreciar una evaluación de la magnitud de las descargas parciales:

Tabla 5 Evaluación de descargas parciales y condiciones del aislamiento

<b>Magnitud de las descargas parciales (Pc)</b>	<b>Condición del aislamiento del generador</b>
Hasta 10000	Aislamiento en buen estado
10000 - 30000	Aislamiento en observación
Mayor 30000	Aislamiento en mal estado

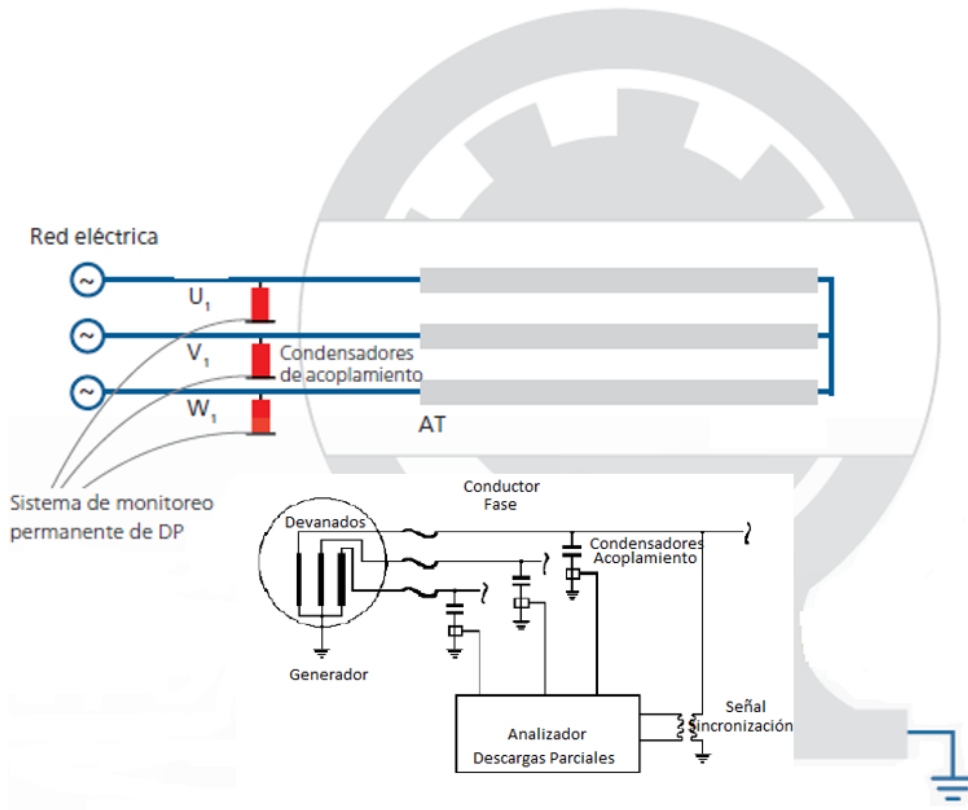
Fuente: (Farías, 2014)

La fig. 23 muestra el modo de conexión al momento de realizar la prueba, en la cual se puede apreciar la conexión de los condensadores de acoplamiento a la salida del generador y la conexión al sistema de monitoreo permanente de descargas parciales.

El circuito de acoplamiento inductivo es el encargado de detectar las descargas parciales mediante la variación de milivoltios. Estas variaciones son registradas para un posterior análisis. El registro de las variaciones se produce en el sistema de análisis de descargas parciales.

La medición puede verse afectada por una serie de disturbios, para ellos es recomendable: limitar la extensión del circuito de prueba y evitar tomas de tierra múltiple. La limitación de circuito de prueba se refiere a circuito de acoplamiento inductivo tiene que ser lo más corto posible. Mientras que la toma de tierra debe ser una sola. (ENERGIA, 2011)

Figura 21 Esquema de conexión de descargas parciales



Fuente: (OMICRON, 2016)

La medición de descargas parciales permite realizar un análisis y registrar el envejecimiento del sistema de aislamiento. Para los respectivos análisis es necesario hacer una comparación de los valores de descargas parciales.

Dentro de esta prueba se pueden presentar términos tales como, carga aparente, número de la cantidad normalizado y magnitud de la descarga. Los cuales se detallan a continuación. (Cocco, 2015)

#### 2.5.5.1 Carga aparente

Carga aparente es la amplitud de la descarga y se denota con la letra "Q". Produce variaciones en el nivel de tensión de los terminales, esta variación tiene relación con la cantidad de descargas parciales.

#### 2.5.5.2 Números de la cantidad normalizado

El número de cantidad normalizado bajo las líneas que fijan la cantidad de pulsos producidos durante la descarga. Esta cantidad de pulsos se expresa en logaritmos de pulsos por segundo y las ventanas magnitud en una escala lineal. Se representa mediante la siguiente ecuación:



$$NQN = \frac{FS}{G \times N} \times \left[ \frac{\log_{10} P_1}{2} + \sum_{i=2}^{N-1} \log_{10} P_i + \frac{\log_{10} P_N}{2} \right] \quad (12)$$

Donde,

$P_i$  = número de pulsos por segundo en la ventana de magnitud  $i$

$N$  = número de ventana de magnitud

$G$  = ganancia del detector de descargas parciales

$FS$  = máxima magnitud de la ventana en milivoltios a una ganancia unitaria

### 2.5.5.3 Magnitud de la descarga

La magnitud de la descarga se denota mediante  $Q_m$  y es el valor máximo medido en milivoltios (mV) a una tasa de repetición de 10 pulsos por segundo. Esta magnitud se puede presentar de manera positiva o negativa.

La prueba descargas parciales se realiza bajo norma IEEE Std 1434 (2000), la cual trata sobre una guía de uso de la prueba de medición de descargas parciales en máquinas rotativas. Una revisión de la naturaleza de la descarga parcial en los devanados de la máquina se puede medir en condiciones tanto fuera de línea como en línea en bobinas individuales enrolladas o barras, cubriendo la importancia y las limitaciones de los valores medidos. (McDermid, IEEE Trial-Use Guide to the Measurement of Partial Discharges in Rotating Machinery, 2000)

### 2.5.6 Termografía

El monitoreo de temperatura a equipos en funcionamiento, manteniendo una distancia de seguridad para de esta manera detectar puntos o zonas con variaciones elevadas de temperatura lo que produce en deterioro térmico en máquinas giratorias enfriadas por aire, y esto produce fallas en el sistema de aislamiento.

El grado de deterioro depende de la temperatura de funcionamiento de la máquina y el tiempo a la que estuvo expuesta a este nivel de temperatura. La termografía consiste en cámaras infrarrojas usada para encontrar puntos eléctricos con presencia de calentamiento, mediante una detección de cambios de temperatura visibles en la imagen térmica. Lo que también permite detectar fallas en el sistema de refrigeración.

La medición de temperatura se realiza sobre la superficie de la máquina y se lleva a cabo una comparación de las imágenes térmicas actuales con las anteriores lo que permite identificar un posible sobrecalentamiento.



Existen causas en la variación de la imágenes térmicas, las más importantes son: sistemas de refrigeración bloqueados o intercambiadores de calor bloqueados y debido a un desequilibrio de tensión fase – fase.

La termografía permite identificar y asegurar conexiones en la máquina. Si se produce un aumento de temperatura se debe a conexiones mal ajustadas. Los valores de termografías se evalúan de manera comparativa entre conexiones o puntos similares, si la variación supera 5°C implicaría una conexión degradada. (STONE, BOULTER, CULBERT, & DHIRANI, 2004)

### 2.5.7 Ultrasonido

La prueba de ultrasonido es un método no destructivo que detecta la presencia de fallas y discontinuidades. Las ondas de ultrasonido son producidas por las vibraciones del generador y la amplitud de la vibración produce esfuerzo mecánico.

La metodología de esta prueba consiste en un conjunto de ondas de alta frecuencia que se introducen en el equipo o máquina a ser analizada. Este conjunto de ondas son reflejadas, mostradas y analizadas para detectar la fricción que se presenta en las máquinas rotativas.

La técnica de detección de ultrasonido aplicada en el mantenimiento se basa en el estudio de las ondas sonoras de alta frecuencia que se producen en la máquina cuando se encuentra operando bajo condiciones anormales.

Se utiliza un instrumento denominado detector de ultrasonido el cual es diseñado para capturar ondas ultra sónicas y convertirlas en señales de frecuencia dentro de rangos interpretables. Esta onda puede ser monitoreada por medio de audífonos o pueden ser visualizadas en un display. (OLARTE C. & BOTERO A, 2011)

### 2.5.8 Valores de alarmas del generador de la unidad N°5

Los valores de alarma del generador hace referencia a la temperatura a la que se encuentra expuesto los cojinetes del generador y su respectivo aceite, mediante la tabla 3 se menciona los valores a los que se encuentra configurado el equipo para producirse una alarma o el disparo de la misma.

Tabla 6 Valores de alarma del generador de la unidad N° 5

<b>VALORES REFERENCIALES DE LA TEMPERATURA DE LOS COJINETES DE LA UNIDAD N°5</b>							
	Empuje	Aceite inferior	Metal inferior	Metal superior	Aceite superior	Metal turbina	Aceite turbina
VALOR DE ALARMA	71°C	46°C	65°C	60°C	50°C	73°C	56°C
VALOR DE DISPARO	75°C	48°C	70°C	65°C	52°C	79°C	65°C

Fuente: Manual de operación del generador de la Fase AB



## **2.6 Clasificación de mantenimientos**

El mantenimiento brindado a un generador depende de las condiciones de operación y de funcionamiento de la máquina y se clasifica de la siguiente manera:

- Mantenimiento predictivo
- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

### **2.6.1 Mantenimiento predictivo**

El mantenimiento predictivo consiste en un conjunto de actividades que permiten conocer el estado en que se encuentra el generador y sus partes constructivas. Para llevar a cabo estas actividades se utilizan varias tecnologías, las cuales permiten realizar mediciones, análisis de tendencias en parámetros de funcionamiento y resultados de mediciones de pruebas. (Rodríguez, 1997)

Las mediciones y análisis nos determinan parámetros y/o valores que permiten implementar actividades correctivas. Este tipo de mantenimiento es ejecutable de manera periódica y se realiza con la unidad de generación en operación y se realiza por el personal encargado de mantenimiento.

Permite identificar el momento en el que un elemento constructivo del generador necesita ser intervenido o requiera de mantenimiento, considerado como un sistema de prevención de fallas. Las actividades que se realizan en un mantenimiento predictivo son: inspecciones, controles/registros y análisis de datos. (MARROQUÍN, 2003)

La inspección se realiza a las condiciones de operación de la máquina y busca detectar ruidos anormales, vibraciones y detección de olores no comunes mediante instrumentos instalados para el monitoreo y con el personal de experiencia.

El control y registro de los parámetros de funcionamiento de la unidad de generación, donde interviene el voltaje, corriente, frecuencia, potencia y energía como variables de carácter eléctrico. En cuanto a la parte mecánica se tiene la temperatura y niveles de aceite.

El análisis de datos o de los parámetros de funcionamiento de la unidad de generación permite establecer las condiciones bajo las cuales funciona la máquina.

### **2.6.2 Mantenimiento preventivo**

El mantenimiento preventivo consiste en un conjunto de actividades frecuentes o de rutina predefinidas y establecidas dentro del programa de mantenimiento, ejecutables en el



generador con la finalidad de evitar y reducir las fallas que se pueden presentar en la máquina. Preservando las condiciones normales de operación.

Este mantenimiento se realiza con la unidad fuera de servicio. Las actividades realizadas en el mantenimiento preventivo consisten en limpieza, inspección y pruebas. Aplicable a las partes constructivas del generador. Y consiste en ajustes, remplazo de partes desgastadas y es necesario realizar el desmontaje de piezas para realizar este mantenimiento.

En el bobinado del estator se realiza limpieza e inspección y pruebas de resistencia óhmica, resistencia de aislamiento y factor de potencia para verificar las condiciones del sistema de aislamiento. Actividades semejantes son ejecutadas en el rotor en cuanto a limpieza e inspección mientras que las pruebas realizadas son resistencia de aislamiento y resistencia óhmica.

Las actividades realizadas en el sistema de excitación, enfriamiento y auxiliares consisten en inspecciones y limpieza, verificación de la operación correcta y mantenimientos de tableros de control. (Rodríguez, 1997)

### **2.6.3 Mantenimiento correctivo**

El mantenimiento correctivo consiste en un conjunto de actividades que se realizan posterior a la ocurrencia de la falla o avería. La unidad de generación se encuentra en constante funcionamiento hasta que se produce el inconveniente.

La salida de servicio de la máquina se debe a alguna falla que se presenta en alguna de sus partes constructivas, el periodo de tiempo que demande este mantenimiento depende del grado en que se presente el daño. (Rodríguez, 1997)

### **2.7 Parámetros de funcionamiento del generador que esfuerzan al sistema de aislamiento**

Una operación de forma segura y sin sobrecargar al generador, permite que cumpla con su vida útil de manera confiable, mediante la curva de capacidad, programas de mantenimiento y límites térmicos; proporcionados por el fabricante. Se puede evitar que se presenten procesos de fallas o problemas en el sistema aislante.

Los parámetros que determinan el funcionamiento del generador y de manera especial el sistema de aislamiento son: años de servicio y horas de funcionamiento, número de arranques, potencia y energía entregada, temperatura de trabajo y horas de parada forzada. Los cuales se detallan en los siguientes puntos:



### **2.7.1 Años de servicio y horas de funcionamiento**

La unidad de generación N° 5 de la Central Hidroeléctrica Paute Molino inicio su proceso de operación en Julio de 1983. Por lo tanto el generador 5 cuenta con 33 años de puesta en servicio de operación (1983 - 2016).

El generador N° 5 de la Central Paute Molino cuenta con 213.613 horas de operación.

Los valores de años de servicio y horas de funcionamiento son tomados desde la puesta en marcha del generador constituyendo el histórico de funcionamiento de la unidad.

### **2.7.2 Numero de arranques**

Se establece como número de arranques de la unidad de generación N° 5 a la cantidad de ciclos de puesta en marcha y de parada de la máquina. Este número de arranques generan esfuerzos transitorios que producen el proceso de envejecimiento del generador.

El número de arranques correspondientes a la unidad de generación N° 5 es 2343.

### **2.7.3 Potencia y energía entregada**

La potencia entregada por la unidad N° 5 durante su periodo de operación depende propiamente de las solicitudes que se presenten durante su funcionamiento. Mientras que la cantidad de energía producida por año depende de la potencia de trabajo y las horas de funcionamiento de la máquina.

### **2.7.4 Temperatura de trabajo del generador**

Los valores de temperatura que son registrados en la Central Paute Molino del generador son las correspondientes a los cojinetes y al metal.

En lo que respecta a cojinetes; es monitoreada la temperatura del cojinete de empuje, temperatura del aceite del cojinete inferior y superior. En el metal se realiza el control de temperatura del metal inferior y superior.

### **2.7.5 Horas de parada forzada**

La representación de paradas forzadas contempla las salidas de operación que registra el generador sin programación alguna. Y puede deberse al control de temperatura produciéndose una alarma y un posterior disparo de la unidad.

La interpretación de las paradas forzadas permite establecer el número de horas de indisponibilidad anuales y así poder identificar los años en los que se produjeron fallas más graves y sobre todo aquellas que involucren al sistema de aislamiento.



## **2.8 Factores que influyen en la vida remanente del generador síncrono**

Durante los primeros años de operación del generador no presenta ningún inconveniente, este periodo de tiempo depende de factores tales como: condiciones medio ambientales, tipo de operación, contingencias que se pueden presentar en el sistema eléctrico y el mantenimiento brindado a la máquina. (Rodríguez, 1997)

Los generadores síncronos de polos salientes utilizados en centrales hidráulicas son diseñados y construidos para contar con un proceso de operación durante su vida útil. Soportando al menos un proceso de arranque y de parada diariamente, lo que repercute en un esfuerzo mecánico. Además de contar con un cronograma de mantenimiento acorde a los requerimientos de la máquina y su tiempo de operación. (Rodríguez, 1997)

### ***2.8.1 Deterioro del aislamiento del bobinado del estator***

El deterioro o envejecimiento del aislamiento se debe a varios factores dentro de los cuales podemos mencionar: esfuerzos térmicos, esfuerzos eléctricos, esfuerzos mecánicos y condiciones medio ambientales.

#### **2.8.1.1 Esfuerzos térmicos**

Al producirse una variación de temperatura, esta variación por más pequeña que sea representa cambios en las condiciones químicas y de estado físico de los componentes del aislamiento. Produciéndose de esta manera un envejecimiento térmico, acortándose la vida del sistema de aislamiento.

La aislación reseca, endurecida, quebradiza y con pérdida de elasticidad se debe a reacciones químicas, lo cual produce una formación interna de gases. Debido a condiciones de dilatación térmica propias del cobre y de materiales aislantes se produce una separación entre las capas de aislamiento y del aislamiento referente al conductor.

En el proceso de operación del generador las bobinas se encuentran en movimiento relativo con respecto al núcleo a una menor temperatura durante este proceso se presentan daños en la superficie de la bobina por rozamiento con respecto a la laminación. (Rodríguez, 1997)

#### **2.8.1.2 Esfuerzos mecánicos**

La vibración y compresión que se encuentra expuesto el generador durante la operación y de manera más concreta los bobinados son considerados como esfuerzos electromecánicos y dependen del flujo magnético producido por el generador. Condiciones tales como vibración y movimientos producen un desgaste en el aislamiento.



Las vibraciones en los cabezales de las bobinas producen un aflojamiento de los conductores, daños en las conexiones y en la aislación. Se pueden producir un debilitamiento de la protección de la corona y daño de aislamiento debido a vibraciones presentes en las ranuras en caso de no estar debidamente acuñaadas las bobinas. (Rodríguez, 1997)

### 2.8.1.3 Esfuerzos eléctricos

Los daños de carácter eléctrico se deben a campos eléctricos sobre el aislamiento durante largos periodos de tiempo. El proceso de envejecimiento se produce cuando el generador se encuentra operando bajo condiciones de sobre excitación, en presencia de transitorios de sobre voltaje o en pérdidas bruscas de carga. (Rodríguez, 1997)

Los esfuerzos eléctricos del generador que implican su degradación se deben principalmente a descargas parciales internas, descargas a la ranura y descargas entre el cobre y el aislamiento.

Las descargas parciales internas producen la ionización del aire, esto provoca ozono un gas muy contaminante y corrosivo que repercute en la superficie del aislamiento. Las descargas se localizan en cavidades o huecos del aislamiento que se producen durante el proceso de impregnación de la resina. (Rodríguez, 1997)

Se produce un débil flujo de corriente por la descarga, debido a la resistencia alta propia del dieléctrico que se encuentra en serie con los huecos o cavidades altera químicamente las propiedades de la resina con una reducción del espesor del aislamiento y su consecuente perforación. (Rodríguez, 1997)

Se denominan descargas de ranura a las descargas que se producen entre la superficie del aislamiento del bobinado y el núcleo, cuando se ha producido un deterioro en la pintura semiconductora de la ranura al presentarse campos eléctricos en las paredes del aislamiento.

Las vibraciones producidas bajo condiciones mecánicas y electromecánicas ocasionan el removimiento de la pintura en los puntos de contacto, desgastando de esta manera la superficie del aislamiento de las bobinas.

Los sistemas de aislación con resinas sintéticas duras pueden producir que las descargas de ranura produzcan en el generador voltajes nominales inferiores debido a condiciones de menor espesor de aislamiento. (Rodríguez, 1997)

Las descargas parciales entre el cobre y el aislamiento se producen cuando hay separación entre el aislamiento y la superficie del conductor. Este tipo de descarga produce gas ozono el cual repercute en envejecimiento del aislamiento, producto de esto se pueden presentar fallas entre espiras o entre hilos del conductor. (Rodríguez, 1997)



#### 2.8.1.4 Impactos del medio ambiente

Factores tales como el polvo, la humedad, agentes químicos y el ozono se encuentra expuesto el aislamiento, siendo considerados como impactos del medio ambiente.

Se pueden presentar en el núcleo del estator, las bobinas y la ventilación partículas de polvo afectando en la temperatura del generador reduciendo la capacidad de transferencia de calor.

Las características dieléctricas del sistema de aislación del generador pueden verse afectada a causa de la humedad, lo que también podría producir una separación entre las capas de aislamiento.

Agentes químicos representan la presencia de gas ozono el cual repercute en la aislación del generador y en el cobre de los conductores, afectando de esta manera las condiciones propias del material. (Rodríguez, 1997)

#### **2.8.2 Deterioro del núcleo del estator**

El deterioro del núcleo del estator se presenta tras años de operación. Se pueden presentar daños en la laminación del núcleo por incrementos de temperatura, cortocircuitos entre láminas y presencia de puntos calientes. Al perder el aislamiento entre las láminas del núcleo del estator la presión disminuye, esto provoca que se produzcan vibraciones en ciertas laminas. Con el peligro de que se pueda presentar fracturas y desprendimientos del núcleo lo que provocaría una daño mayor en el generador. (Rodríguez, 1997)

La presencia de flujo magnético en el generador produce que la compresión del núcleo disminuya con los años de operación, puesto que se necesita de un proceso de reacomodo de las láminas del núcleo.

Posterior a los primeros años de puesta en marcha del generador se alcanza el torque residual permanente. Un ajuste erróneo de los pernos que unen las partes del núcleo puede ocasionar un aflojamiento y un desgaste del aislamiento entre láminas.

El estator para facilitar su transporte debido a condiciones constructivas es fabricado en partes y ensamblados en el sitio. El material del cual está compuesto el núcleo puede presentar dilataciones, producto de las cuales se tiene presión sobre la carcasa exterior. Produciéndose de esta manera deformaciones en las láminas del núcleo en forma de ondas. (Rodríguez, 1997)

La Central Paute Molino cuenta con su generador en cual fue construido en la fábrica y transportado en varias partes o secciones, las mismas que fueron ensambladas en el sitio presentando uniones a través de pernos de sujeción y procesos de soldadura. Esta condición



constructiva provoca vibraciones de tipo magnético, puesto que la onda fundamental de flujo se adhiere a condiciones armónicas del seccionamiento o partes del núcleo.

La operación del generador bajo condiciones de alta carga reactiva provoca un aumento de temperatura del núcleo. También se presenta un efecto de corrosión electrostática, el cual se debe a circulación de corriente por las barras en presencia de flujo magnético disperso al no presentar el núcleo condiciones uniformes. (Rodríguez, 1997)

### **2.8.3 Deterioro del rotor**

El deterioro del rotor se debe a condiciones de esfuerzos térmicos y mecánicos, puesto que las fallas de origen eléctrico no son muy frecuentes en los rotores debido a los bajos niveles de voltaje con los que trabajan. Los 20 polos del rotor, las uniones entre polos y el bobinado están sometidos a esfuerzos mecánicos producidos por la fuerza centrífuga de rotación; por otra parte, la circulación de flujo magnético y corriente del generador presenta esfuerzos térmicos. (Rodríguez, 1997)

Los esfuerzos tanto de carácter mecánico y térmico en el rotor producen fracturas en los sistemas de aislamiento de los polos y en las uniones entre polos. Los esfuerzos térmicos provocan un envejecimiento del aislamiento de las bobinas polares y la presencia de cortocircuitos entre espiras y una alteración en la forma de onda generada. (Rodríguez, 1997)

## **2.9 Vida remanente del generador síncrono**

El estudio de vida remanente aplicada al generador se basa en el estudio del envejecimiento del sistema de aislamiento.

El proceso de envejecimiento del generador afecta a todos los componentes y equipos, por ende es prudente mencionar que los generadores de la central cuentan con un cierto grado de envejecimiento. (Cocco, 2015)

A consecuencia de esto se puede evaluar de manera las distintas variables de envejecimiento del sistema aislante de un generador. Para la evaluación es necesario describir el proceso de envejecimiento al cual se encuentra expuesto el aislamiento y los factores que influyen en este proceso. Para este desarrollo se debe identificar los ensayos y pruebas que se encuentren relacionados con el envejecimiento del generador y cuáles son los parámetros que involucran el proceso de envejecimiento. (Cocco, 2015)

### **2.9.1 Modelos de envejecimiento**

En las máquinas rotativas el sistema de aislamiento sufre esfuerzos térmicos, eléctricos, mecánicos y del medio ambiente. Tales esfuerzos producen un cambio o alteración en las



condiciones y propiedades dieléctricas de los aislantes, las cuales posteriormente se verán reflejadas en el proceso de envejecimiento.

Los equipos que conforman al generador se encuentran sometidos a esfuerzos de manera permanente o durante un periodo de tiempo. Es considerado como esfuerzo permanente la temperatura o campo eléctrico de operación a tensión nominal, el tiempo que presenta una falla se determina a través del número de horas de operación del generador. De manera contraria si el deterioro del generador se debe a esfuerzos transitorios se determinan a través del número de transitorios que la máquina soporta. (Cocco, 2015)

#### 2.9.1.1 Definición de envejecimiento

Se entiende por envejecimiento al deterioro progresivo de las propiedades físicas de la máquina. Las propiedades físicas de la máquina son; eléctricas, mecánicas o térmicas. Siendo de esta manera una función compleja, debido a que tiene una variación que va desde cero hasta un valor máximo de falla.

Se da una interpretación matemática al proceso de envejecimiento, denominando a la función envejecimiento mediante la letra "A", la que cuenta con una cierta velocidad de variación denominada con la letra "R". Y se determina con la siguiente ecuación (Cocco, 2015):

$$R = \frac{dA}{dt} \quad (13)$$

El envejecimiento puede ser expresado de la siguiente manera:

$$A_{(p)} = \int_0^t R dt \quad (14)$$

Entonces "p" representa la relación entre la propiedad física para evaluar el envejecimiento a su valor nominal.

$$p = \frac{P}{P_0} \quad (15)$$

Donde,

P = propiedad física evaluada (eléctrica, mecánica o térmica)

P<sub>0</sub> = Valor inicial de la propiedad física evaluada.

#### 2.6.1.2 Modelo de envejecimiento térmico

En los bobinados los sistemas de aislamiento se encuentran expuestos a esfuerzos térmicos que se presentan bajo condiciones normales de operación, el envejecimiento térmico se debe a: pérdidas en el cobre, corrientes parasitas de Foucault, calor adicional por pérdidas en el núcleo y el calor producido por efecto de resistencia del viento. (MUÑOZ, Evaluación de



Vida Útil Residual de Aislamiento Compuesto de Mica y Resina con Base en Pruebas de Envejecimiento Acelerado, 2012) (Cocco, 2015)

El proceso de esfuerzo térmico es conocido como oxidación en manera de reacción química de primer orden y obedece a la velocidad de reacción de la ley de Arrhenius mediante una relación entre aislamiento “L” y temperatura “T”, y es representada mediante (Cocco, 2015):

$$L = Ae^{B/T} \quad (16)$$

Donde A y B son constantes, A depende del material del sistema aislante y B la relación entre la energía de activación y la constante de Boltzmann y T se considera como la temperatura absoluta.

### 2.9.1.3 Modelo de envejecimiento eléctrico

El envejecimiento eléctrico tiene relación con las descargas parciales, son pequeñas corrientes que se producen dentro de burbujas de aire que se encuentran dentro del aislamiento o sobre la superficie de las bobinas. Al suscitarse esto se producen chispas que deterioran el aislamiento. Estas expresiones relacionan la tensión con tiempo de falla en función de la potencia inversa y el modelo exponencial. Basándose en resultados experimentales. (MUÑOZ, Evaluación de Vida Útil Residual de Aislamiento Compuesto de Mica y Resina con Base en Pruebas de Envejecimiento Acelerado, 2012)

El modelo exponencial se describe a continuación mediante la expresión:

$$L = ae^{-bE} \quad (17)$$

Donde,

a y b = constante

E = estrés eléctrico (valor de campo eléctrico)

El modelo de potencia inversa se describe a continuación mediante la siguiente expresión:

$$L = cE^{-n} \quad (18)$$

Donde,

c = constante

n = capacidad del aislamiento a resistir esfuerzos eléctricos (n es igual a 10)

E = estrés eléctrico (valor de campo eléctrico)



## 2.9.1.4 Sistema de evaluación del estado de los generadores hidroeléctricos

Para evaluar el estado de envejecimiento del sistema aislante de los generadores, se lleva a cabo una evaluación multifactorial del estado de los generadores hidroeléctricos dado según la Agencia Internacional de Energía (AIE). (Cocco, 2015)

La evaluación multifactorial del estado de los generadores hidroeléctricos consiste en una tabla, mediante la cual se evalúa el estado de los componentes del generador hidráulico. Los componentes evaluados son: estator, núcleo, rotor, y otros componentes mecánicos.

La evaluación del bobinado del estator contempla el diseño y fabricación, historial de operación, inspección visual y el resultado de las pruebas. En la tabla 6 se detallan las variables de estudio por componentes y criterio de análisis.

Tabla 7 Variables de estudio del bobinado del estor

EVALUACIÓN DEL BOBINADO ESTATORICO DEL GENERADOR HIDRÁULICO	Diseño y Fabricación	Tipo de aislamiento
		Tipo de bobinado
		Número de espiras
		Tensión del bobinado
		Sistema de incendio
	Historia	Número y tipos de fallas
		Fallas en los últimos 5 años
		Fallas en generadores
		Edad del bobinado
	Inspección Visual	Presencia de polvo
		Acuñado radial
		Descargas Parciales
		Ataduras y bloques
		Esgurrimiento de asfalto
		Estado del aislamiento
	Pruebas	Resistencia de aislamiento
Índice de polarización		
Factor de potencia		
Temperatura de trabajo		

Fuente: Propia

La evaluación del núcleo del estator contempla el diseño y fabricación, historial de operación, inspección visual y el resultado de las pruebas. En la tabla 7 se detallan las variables de estudio por componentes y criterio de análisis.

Tabla 8 Variables de estudio del núcleo del estator

EVALUACIÓN DEL NÚCLEO ESTATOR DEL GENERADOR HIDRÁULICO	Diseño y Fabricación	Calidad del laminado
		Tipo de armado
		Cuñas radiales
		Altura
	Historia	Fallas en ranuras
		Daños por agentes externos



		Desplazamiento en las uniones
		Desplazamiento de las láminas
		Edad del núcleo
	Inspección Visual	Polvo y suciedad
		Ondulaciones en el núcleo
		Desplazamiento de las láminas
		Polvo rojo
		Daño mecánico
	Pruebas	Magnetización
		Sujeción pernos
		Circularidad
		Verticalidad
		Entrehierro
Vibraciones		

Fuente: Propia

La evaluación del rotor contempla el diseño y fabricación, historial de operación, inspección visual y el resultado de las pruebas. En la tabla 8 se detallan las variables de estudio por componentes y criterio de análisis.

Tabla 9 Variables de estudio del rotor

EVALUACIÓN DEL ROTOR DEL GENERADOR HIDRÁULICO	Diseño y Fabricación	Aislación en puesta a tierra
		Aislación entre vueltas
		Conductor de campo
		Excitación estática
		Conectores de los polos
		Collares de los polos
	Historia	Edad de aislación
		Número de fallas a tierra
		Número de polos cortocircuitados
		Roturas en las conexiones interpolares
		Excitatriz rotatoria
	Inspección Visual	Polvo y suciedad
		Estado de la aislación
		Araña
		Pista de freno
		Devanado amortiguador
		Eje
	Pruebas	Megger
		Resistencia óhmica
		Circularidad
		Concentricidad
Vibración del descanso guía		
Elevación de temperatura		
Tensión inducida en el eje		

Fuente: Propia



La evaluación de los componentes mecánicos contempla la estructura de soporte del estator, araña superior, cojinete guía superior, araña inferior, cojinete guía inferior, cojinete de empuje, enfriadores, frenos y gatos.

La evaluación de factores externos contempla el tipo de central, incidencia en la red, necesidad de revisión y puesta a punto de la turbina, condiciones anormales de operación, número de arranques al año y horas de funcionamiento.

La Agencia Internacional de Energía proporciona valores de comparación para la sumatoria total de los componentes y sus variables de estudio, mediante la cual se determina la condición de estado del generador. En la siguiente tabla se detalla los valores de criterio evaluación del estado del generador.

Tabla 10 Condición de los componentes y generador según puntaje obtenido mediante evaluación multifactorial

CONDICIÓN \ COMPONENTE	BOBINADO ESTÓRICO	NÚCLEO DEL ESTATOR	ROTOR	COMPONENTES MECÁNICOS	FACTORES EXTERNOS	GENERADOR
<b>Excelente</b>	< 55	< 35	< 35	< 5	< 20	< 95
<b>Bueno</b>	55 - 80	35 - 60	35 - 60	5 - 15	20 - 40	95 - 175
<b>Mediocre</b>	80 - 105	60 - 85	60 - 85	15 - 40	40 - 60	175 - 285
<b>Malo</b>	> 105	> 85	> 85	> 40	> 60	> 285

Fuente: Propia

El resultado de valoración de los componentes son evaluados según las siguientes condiciones (ENDESA, 2008):

**Excelente:** La condición es óptima.

**Bueno:** Una constante supervisión y mantención es requerida. Puede reemplazarse el componente si se desea modernizar, o el conjunto entero en caso de repotenciar la central.

**Mediocre:** La capacidad instalada de la unidad está por debajo del óptimo.

**Malo:** condición extrema. Se recomienda repotenciación si es posible y reemplazo de toda la unidad.



## **CAPÍTULO 3 METODOLOGÍA**

### **3.1 Enfoque de la investigación**

En la investigación la metodología propuesta es de tipo cuantitativo no experimental longitudinal o evolutiva, la cual consiste en realizar un análisis de los cambios producidos en los datos de los históricos de las pruebas realizadas al generador durante su operación o funcionamiento mediante gráficas de tendencias.

La población la conforman 10 unidades de generación las cuales se subdividen en dos fases de construcción denominadas fase A-B y fase C. La fase A-B está constituida por las unidades de generación N°1, N°2, N°3, N°4 y N°5 y las unidades de generación N°6, N°7, N°8, N°9 y N°10 conforman la fase C.

La muestra seleccionada es la unidad de generación N° 5 por conveniencia y se decidió elegir como tamaño de la muestra a las unidades de generación de la fase A-B. Puesto que son las unidades de generación con mayor tiempo de puesta en servicio.

### **3.2 Análisis estadístico de pruebas en el generador**

El análisis estadístico de valores registrados de pruebas en el generador consiste en recolectar, organizar, revisar y analizar datos; de esta manera se llega a establecer una conclusión válida y tomar decisiones. El análisis estadístico consiste en un conjunto de técnicas mediante las cuales se detecta el comportamiento de los datos y en base a esto la posibilidad de establecer predicciones.

La técnica de análisis estadístico utilizada para desarrollar la investigación es el análisis descriptivo, esta técnica consiste en la obtención, organización, representación y descripción de datos.

La obtención de los datos fueron recopilados en una base de datos con los distintos valores de pruebas realizadas al generador, el proceso de organización consistió en la depuración de la base de datos y representadas mediante figuras que representan a manera resumida la características de los datos recopilados.

El proceso de descripción de datos es la descripción misma de las figuras. El análisis estadístico descriptivo consiste en cálculo de la media, mediana, desviación estándar y valores máximos y mínimos.

Previo al análisis de datos y valores se debe conocer de manera clara la naturaleza de las variables. La representación del histórico de datos se da mediante la ecuación de la recta de



forma  $y=ax+b$  siendo "y" los valores que representan a las pruebas y "x" el tiempo al cual se produce la variable y.

El trabajo de investigación consiste en analizar el estado del sistema de aislamiento, en el capítulo anterior se describió las pruebas realizadas al generador, las cuales permiten establecer las condiciones del sistema de aislamiento. Los datos de las pruebas permiten realizar comparaciones mediante datos históricos de pruebas en el generador, lo cual lleva a establecer una tendencia. Con un análisis estadístico se determina una proyección del sistema de aislamiento.

Para detectar problemas de envejecimiento o deterioro del aislamiento es necesario analizar todos los datos de las pruebas disponibles. Con lo cual, se identifica si el generador se encuentra dentro de los límites establecidos o de referencia, o a su vez si este ha superado estos valores.

### **3.2.1 Gráficas de tendencias**

Las gráficas de tendencias muestran los datos del histórico de pruebas realizadas al generador durante los años de operación de la máquina y predecir valores futuros. A continuación se detallan las gráficas de las pruebas y su ecuación de tendencia lineal, mediante la línea roja entrecortada.

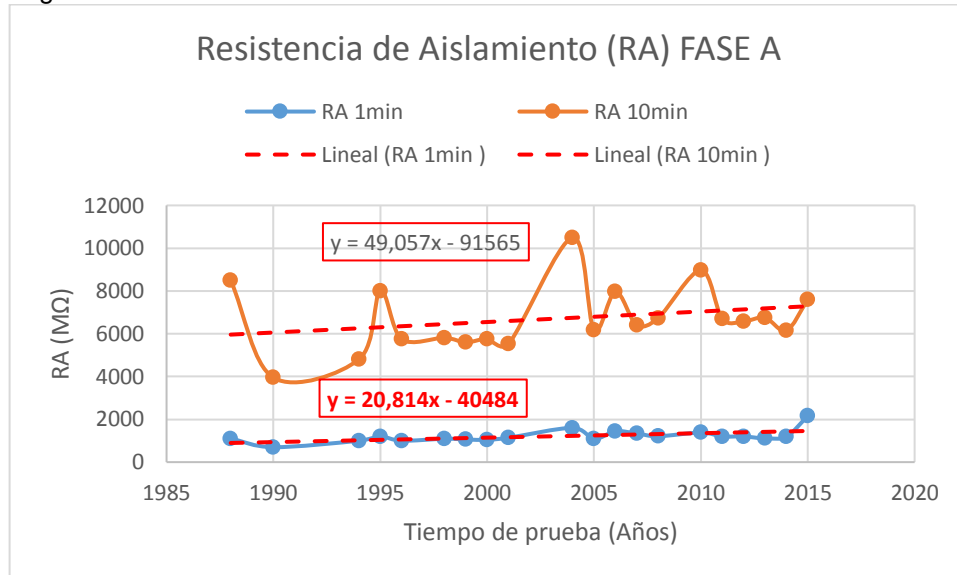
#### *3.2.1.1 Resistencia de aislamiento*

Para mostrar los datos recolectados de esta prueba en una gráfica se realizó un análisis comparativo entre las mediciones de resistencia de aislamiento del estator y rotor del generador en parámetros de índice de polarización y relación de absorción dieléctrica del histórico de pruebas en función del tiempo.

La prueba resistencia de aislamiento e índice de polarización del estator cuenta con datos medidos y registrados desde el año 1988 hasta el año 2015. Mientras que la resistencia de aislamiento y relación de absorción dieléctrica del rotor cuenta con datos desde el año 2002 hasta el año 2015.

Como se mencionó anteriormente (punto 2.5.1 del capítulo 2) la prueba consiste en determinar la contaminación y el deterioro del sistema de aislamiento y así poder garantizar un funcionamiento seguro del generador. Las siguientes figuras contienen información de la medición del aislamiento eléctrico del estator en el generador en las fases A, B y C; las mediciones son realizadas a un minuto y diez minutos de prueba; de esta relación de mediciones se obtiene el índice de polarización respectivo.

Figura 22 Resistencia de aislamiento en la fase A

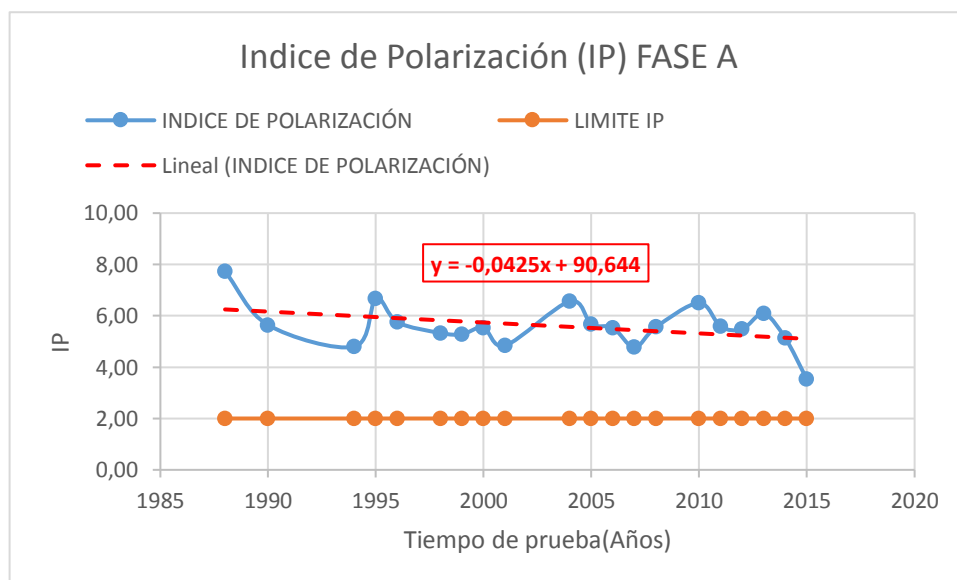


Fuente: Propia

La resistencia de aislamiento en la fase A medida a un minuto de prueba (curva celeste) no presenta gran variación en relación a los años, el valor mínimo medido se presentó en el año 1990 con un valor de 700MΩ, mientras que el más alto se dio en 2015 con un valor de 2150MΩ. La línea roja entrecortada representa la tendencia lineal de esta medición y en el rectángulo rojo su ecuación respectiva.

En la medición a diez minutos de prueba (curva anaranjada) es notable la variación a través de los años, el valor mínimo medido se dio en el año 1990 con un valor de 3950 MΩ, el más alto se dio en el año 2004 con un valor de 10500MΩ. La línea roja entrecortada representa la tendencia lineal del conjunto de mediciones y su ecuación respectiva en el rectángulo rojo.

Figura 23 Índice de polarización en la fase A

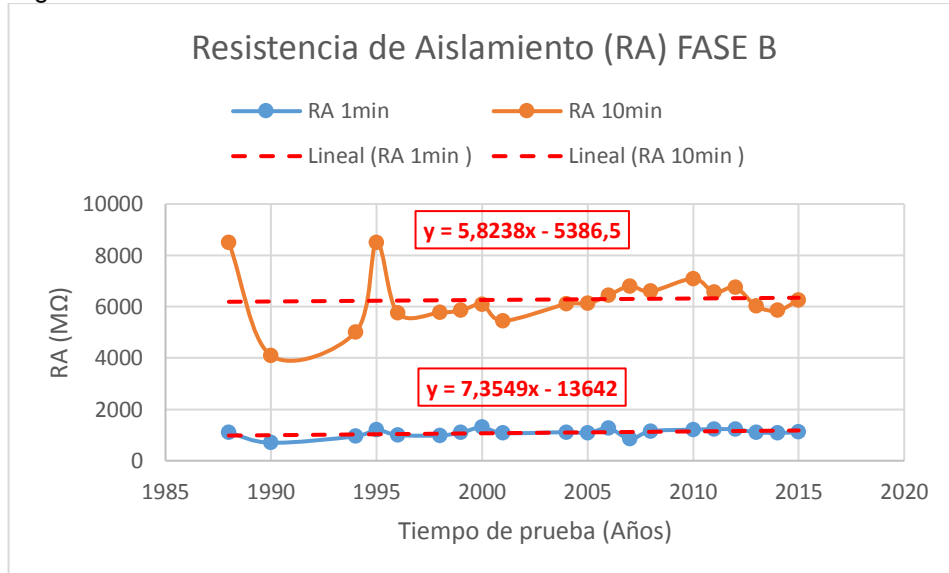


Fuente: Propia

El índice de polarización representado mediante la curva celeste evidencia un ligero decrecimiento en relación al tiempo, esto no representa mayor cuidado puesto que se encuentra por encima del valor límite (línea tomate). La ecuación representa la tendencia lineal de las mediciones a través del tiempo (línea roja entrecortada).

Las figuras siguientes indican la resistencia de aislamiento e índice de polarización en la fase B:

Figura 24 Resistencia de aislamiento en la fase B

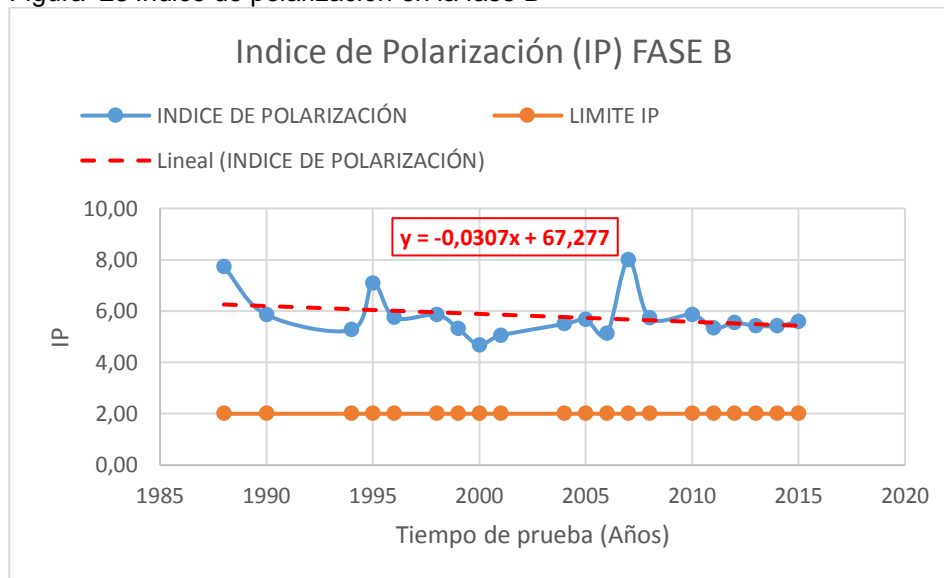


Fuente: Propia

La resistencia de aislamiento en la fase B medida a un minuto de prueba (curva celeste) no presenta gran variación en relación a los años, el valor mínimo medido se presentó en el año 1990 con un valor de 700MΩ, mientras que el más alto se dio en el año 2000 con un valor de 1300MΩ. La línea roja entrecortada representa la tendencia lineal de esta medición y en el rectángulo rojo su ecuación respectiva.

En la medición a diez minutos de prueba (curva anaranjada) es notable la variación a través de los años, el valor mínimo medido se dio en el año 1990 con un valor de 4100 MΩ, mientras que el más alto se presentó durante dos mediciones en los años 1988 y 1995 con un valor de 8500MΩ La línea roja entrecortada representa la tendencia lineal del conjunto de mediciones y su ecuación respectiva en el rectángulo rojo.

Figura 25 Índice de polarización en la fase B

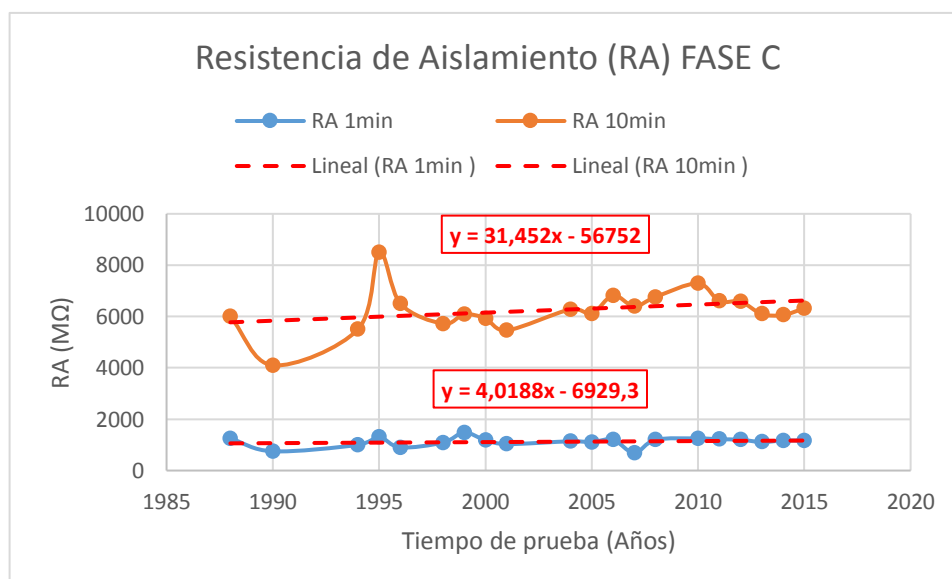


Fuente: Propia

El índice de polarización representado mediante la curva celeste evidencia un ligero decrecimiento en relación al tiempo, esto no representa mayor cuidado puesto que se encuentra por encima del valor límite (línea tomate). La ecuación representa la tendencia lineal de las mediciones a través del tiempo (línea roja entrecortada).

Las figuras siguientes indican la resistencia de aislamiento e índice de polarización en la fase C:

Figura 26 Resistencia de aislamiento en la fase C



Fuente: Propia

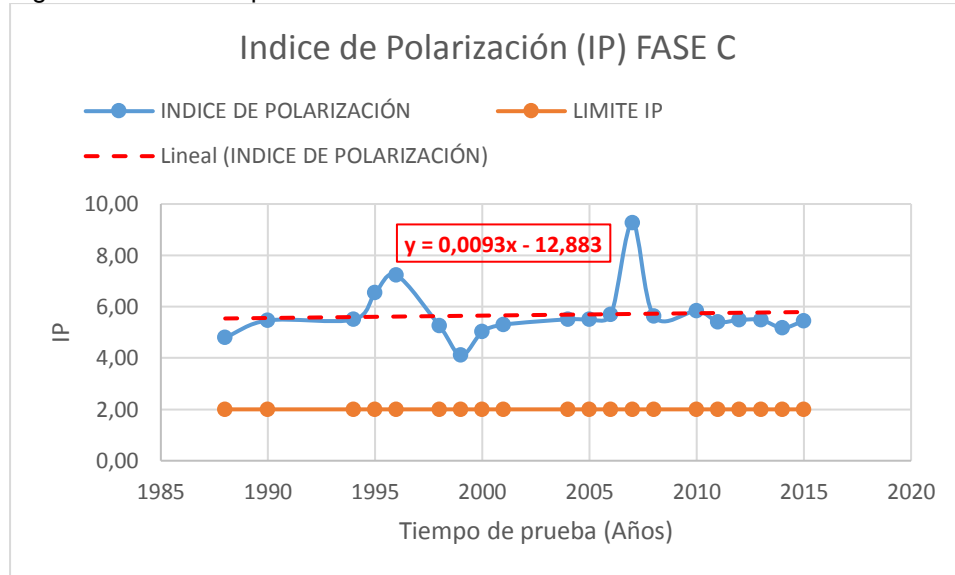
La resistencia de aislamiento en la fase C medida a un minuto de prueba (curva celeste) no presenta gran variación en relación a los años, el valor mínimo medido se presentó en el año 2007 con un valor de 690MΩ, mientras que el más alto se dio en 2000 con un valor de



1180MΩ. La línea roja entrecortada representa la tendencia lineal de esta medición y en el rectángulo rojo su ecuación respectiva.

En la medición a diez minutos de prueba (curva anaranjada) es notable la variación a través de los años, el valor mínimo medido se dio en el año 1994 con un valor de 5500 MΩ, el más alto se dio en el año 1996 con un valor de 8500MΩ. La línea roja entrecortada representa la tendencia lineal del conjunto de mediciones y su ecuación respectiva en el rectángulo rojo.

Figura 27 Índice de polarización en la fase C

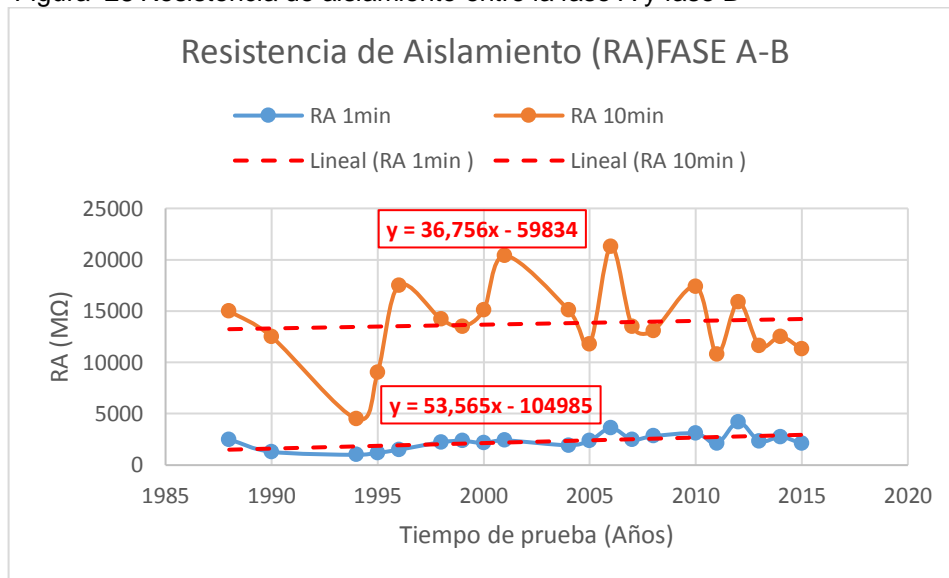


Fuente: Propia

El índice de polarización representado mediante la curva celeste evidencia un ligero decrecimiento en relación al tiempo, esto no representa mayor cuidado puesto que se encuentra por encima del valor límite (línea tomate). La ecuación representa la tendencia lineal de las mediciones a través del tiempo (línea roja entrecortada).

Las figuras siguientes indican la resistencia de aislamiento e índice de polarización entre la fase A y fase B:

Figura 28 Resistencia de aislamiento entre la fase A y fase B

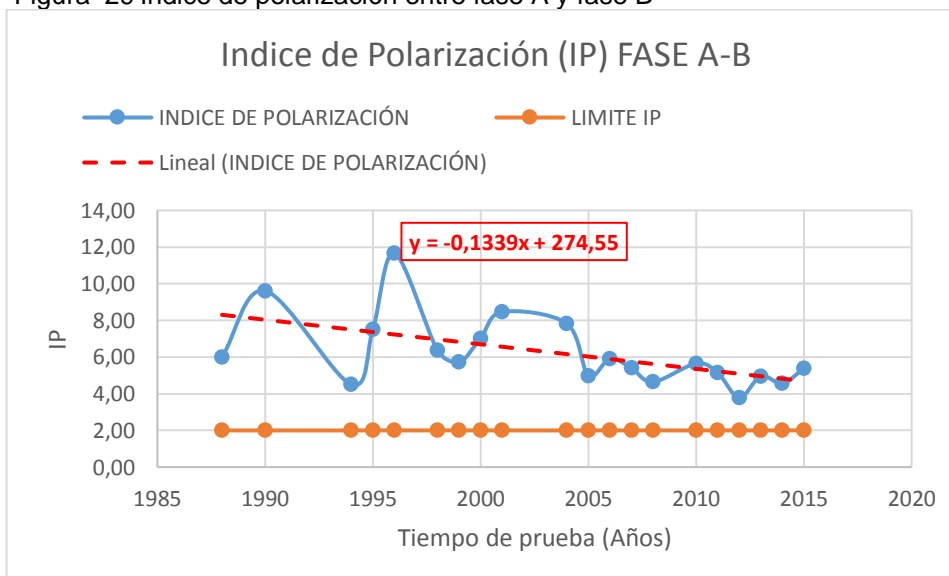


Fuente: Propia

La resistencia de aislamiento entre la fase A y fase B medida a un minuto de prueba (curva celeste) no presenta gran variación en relación a los años, el valor mínimo medido se presentó en el año 1994 con un valor de 1000MΩ, mientras que el más alto se dio en 2010 con un valor de 4200MΩ. La línea roja entrecortada representa la tendencia lineal de esta medición y en el rectángulo rojo su ecuación respectiva.

En la medición a diez minutos de prueba (curva anaranjada) es notable la variación a través de los años, el valor mínimo medido se dio en el año 1994 con un valor de 4500 MΩ, el más alto se dio en el año 2006 con un valor de 21300MΩ. La línea roja entrecortada representa la tendencia lineal del conjunto de mediciones y su ecuación respectiva en el rectángulo rojo.

Figura 29 Índice de polarización entre fase A y fase B



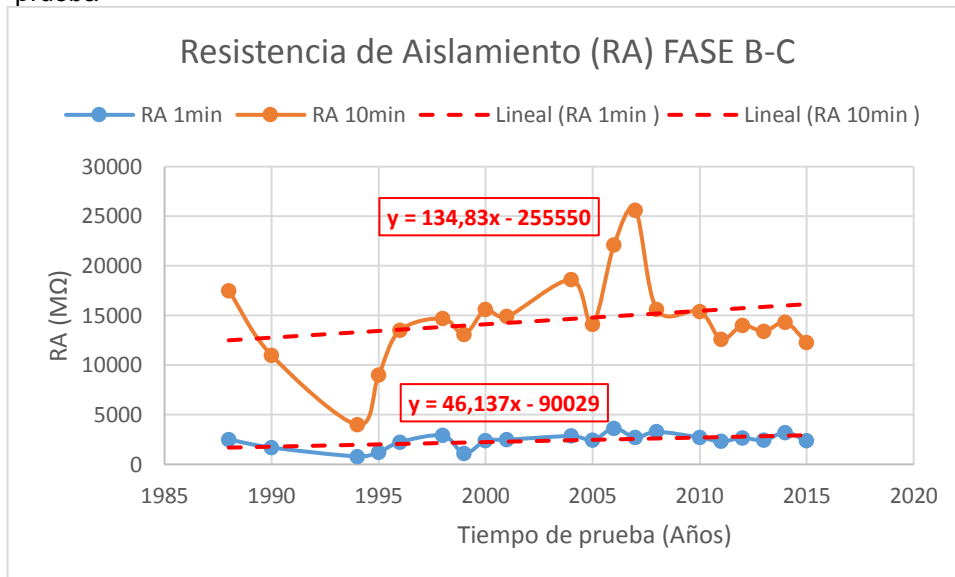
Fuente: Propia



El índice de polarización representado mediante la curva celeste evidencia un decrecimiento en relación al tiempo, esto representa mayor cuidado para años posteriores; estando aun por encima del valor límite (línea tomate). La ecuación representa la tendencia lineal de las mediciones a través del tiempo (línea roja entrecortada).

Las figuras siguientes indican la resistencia de aislamiento e índice de polarización entre la fase B y fase C:

Figura 30 Resistencia de aislamiento entre la fase B y fase C medida a un minuto de prueba

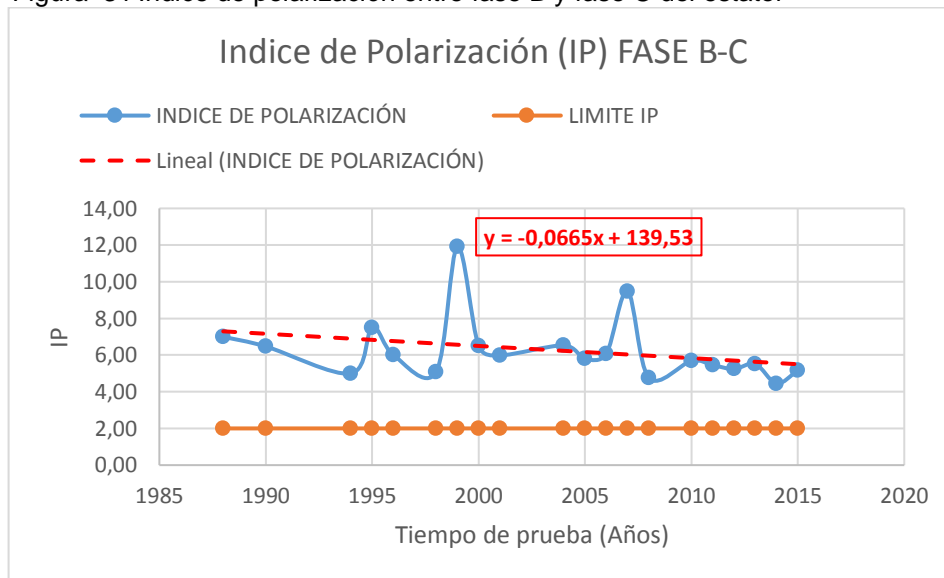


Fuente: Propia

La resistencia de aislamiento entre la fase B y fase C medida a un minuto de prueba (curva celeste) no presenta gran variación en relación a los años, el valor mínimo medido se presentó en el año 1994 con un valor de 800MΩ, mientras que el más alto se dio en 2007 con un valor de 2700MΩ. La línea roja entrecortada representa la tendencia lineal de esta medición y en el rectángulo rojo su ecuación respectiva.

En la medición a diez minutos de prueba (curva anaranjada) es notable la variación a través de los años, el valor mínimo medido se dio en el año 1994 con un valor de 4000 MΩ, el más alto se dio en el año 2007 con un valor de 25600MΩ. La línea roja entrecortada representa la tendencia lineal del conjunto de mediciones y su ecuación respectiva en el rectángulo rojo.

Figura 31 Índice de polarización entre fase B y fase C del estator

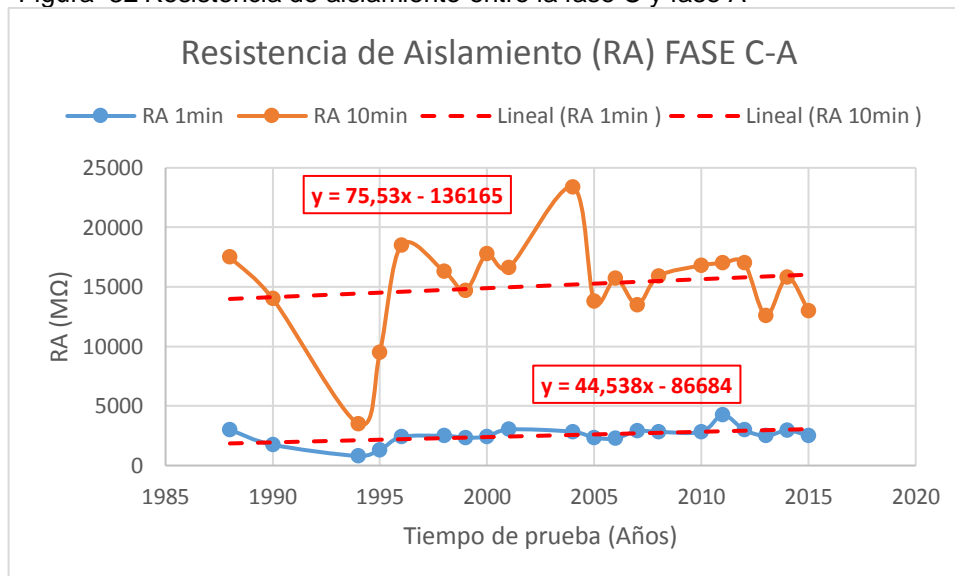


Fuente: Propia

El índice de polarización representado mediante la curva celeste evidencia un decrecimiento en relación al tiempo, esto representa mayor cuidado para años posteriores; estando aun por encima del valor límite (línea tomate). La ecuación representa la tendencia lineal de las mediciones a través del tiempo (línea roja entrecortada).

Las figuras siguientes indican la resistencia de aislamiento e índice de polarización entre la fase C y fase A:

Figura 32 Resistencia de aislamiento entre la fase C y fase A



Fuente: Propia

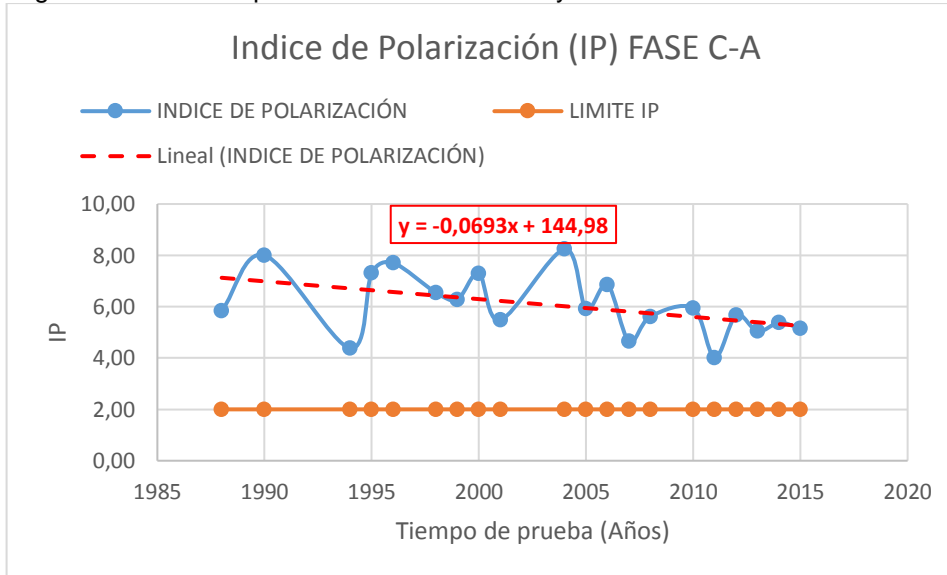
La resistencia de aislamiento entre la fase C y fase A medida a un minuto de prueba (curva celeste) no presenta gran variación en relación a los años, el valor mínimo medido se presentó en el año 1994 con un valor de 1300MΩ, mientras que el más alto se dio en 2011 con un valor



de 4240MΩ. La línea roja entrecortada representa la tendencia lineal de esta medición y en el rectángulo rojo su ecuación respectiva.

En la medición a diez minutos de prueba (curva anaranjada) es notable la variación a través de los años, el valor mínimo medido se dio en el año 1994 con un valor de 3500 MΩ, el más alto se dio en el año 2004 con un valor de 23400MΩ. La línea roja entrecortada representa la tendencia lineal del conjunto de mediciones y su ecuación respectiva en el rectángulo rojo.

Figura 33 Índice de polarización entre fase C y fase A

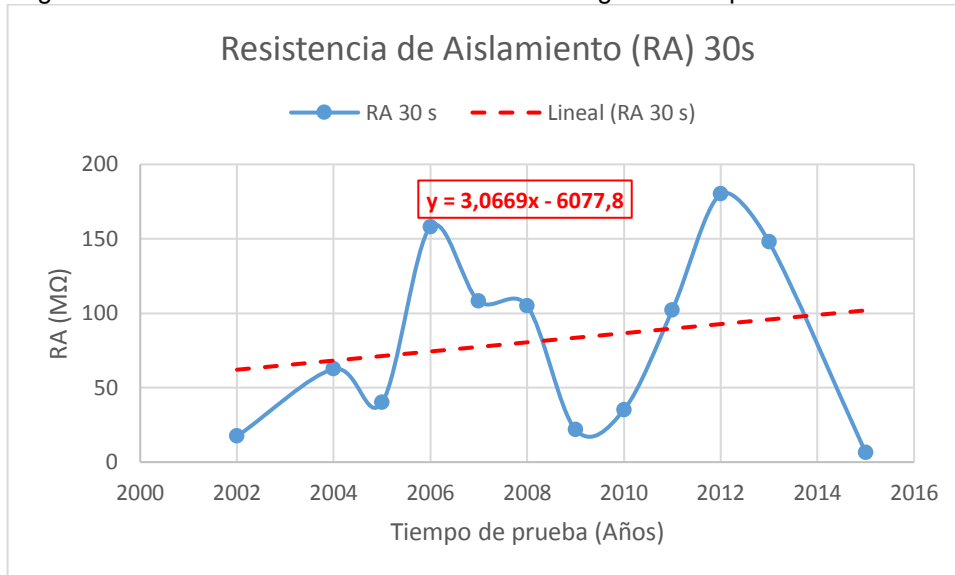


Fuente: Propia

El índice de polarización representado mediante la curva celeste evidencia un decrecimiento en relación al tiempo, esto representa mayor cuidado para años posteriores; estando aun por encima del valor límite (línea anaranjada). La ecuación representa la tendencia lineal de las mediciones a través del tiempo (línea roja entrecortada).

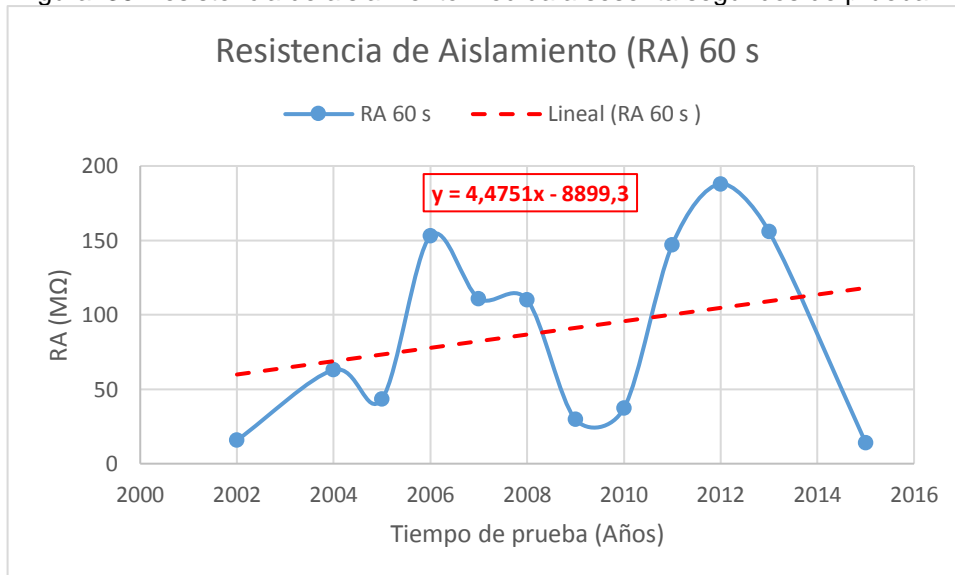
Las siguientes figuras contienen información de la medición del aislamiento eléctrico del rotor en el generador; las mediciones son realizadas a treinta segundos y sesenta segundos de prueba; de esta relación de mediciones se obtiene la relación de absorción dieléctrica respectiva.

Figura 34 Resistencia de aislamiento a treinta segundos de prueba



Fuente: Propia

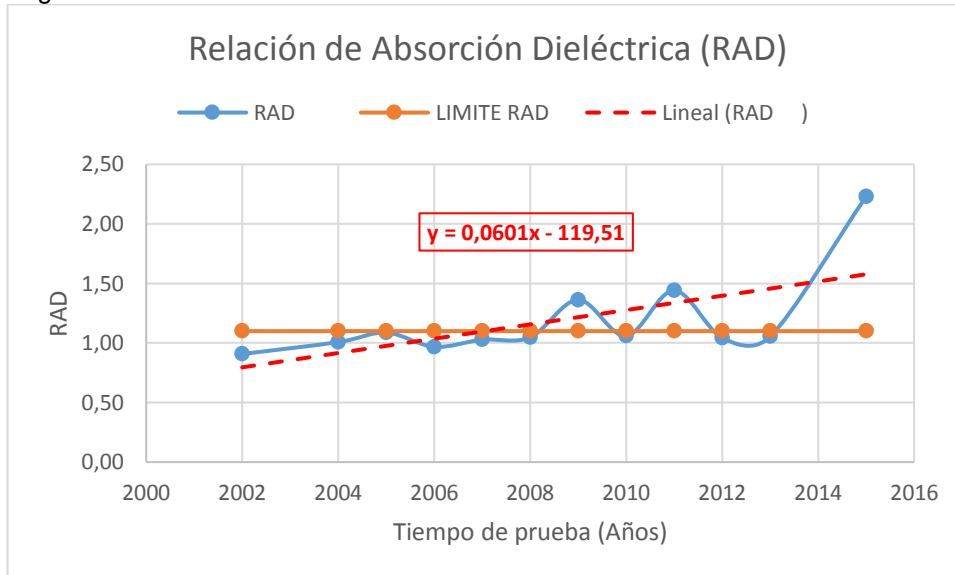
Figura 35 Resistencia de aislamiento medida a sesenta segundos de prueba



Fuente: Propia

Las medidas de resistencia de aislamiento en el rotor a treinta y sesenta segundos de prueba no presentan mayor variación, a consecuencia de aquello se representaron en dos figuras. Los valores máximos y mínimos obtenidos se encuentran en los mismos años. Los valores máximo medido a 30 s son de 180 y a 60 s es de 188 durante el año 2012; los valores mínimos registrados a 30 s son de 6.28 y a 60 s es de 14 en el año 2015. La ecuación representa la tendencia lineal de las mediciones a través del tiempo (línea roja entrecortada).

Figura 36 Relación de absorción dieléctrica del rotor



Fuente: Propia

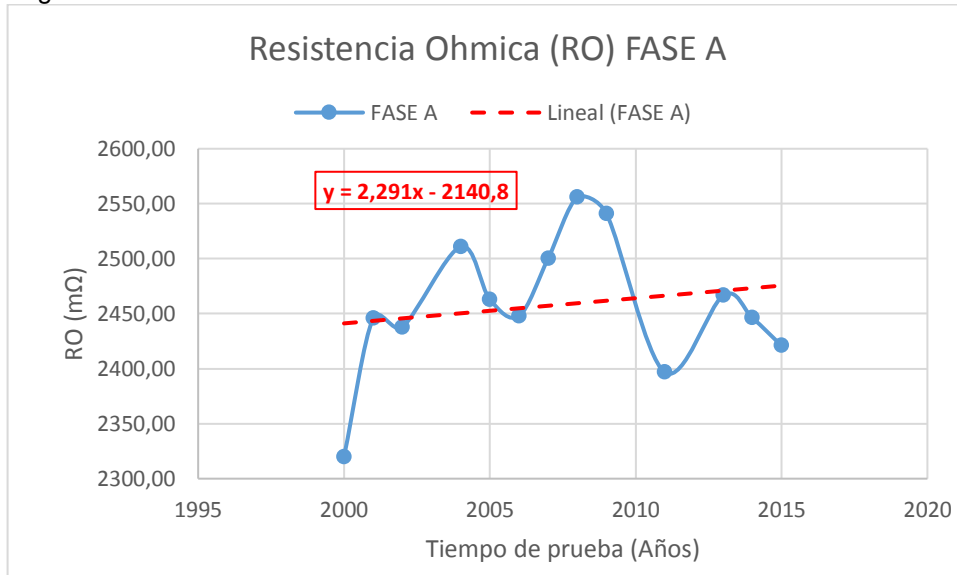
La relación de absorción dieléctrica representado mediante la curva celeste evidencia crecimiento en relación al tiempo, esto no representa mayor cuidado para años posteriores, puesto que está por encima del valor límite (línea anaranjada). La ecuación representa la tendencia lineal de las mediciones a través del tiempo (línea roja entrecortada).

### 3.2.1.2 Resistencia óhmica

Para mostrar los datos recopilados de esta prueba en una gráfica se realizó un análisis comparativo entre las mediciones del histórico de pruebas en función del tiempo de resistencia óhmica del estator y rotor del generador. La prueba resistencia óhmica del estator y rotor cuenta con datos medidos y registrados desde el año 2000 hasta el año 2015.

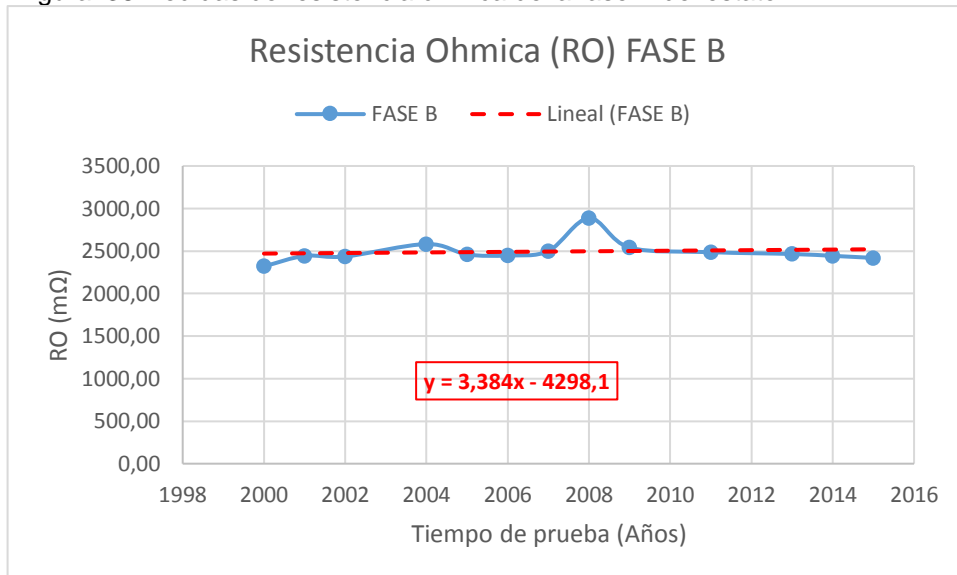
Como se mencionó en el capítulo 2 punto 2.5.4 la prueba consiste en medir el valor de resistencia para así poder determinar las posibles pérdidas que se pueden presentar en el cobre y comprobar las conexiones. En las figuras siguientes podemos observar la medición óhmica del estator y rotor del generador a una temperatura de corrección de 25°C.

Figura 37 Medidas de resistencia óhmica de la fase A del estator



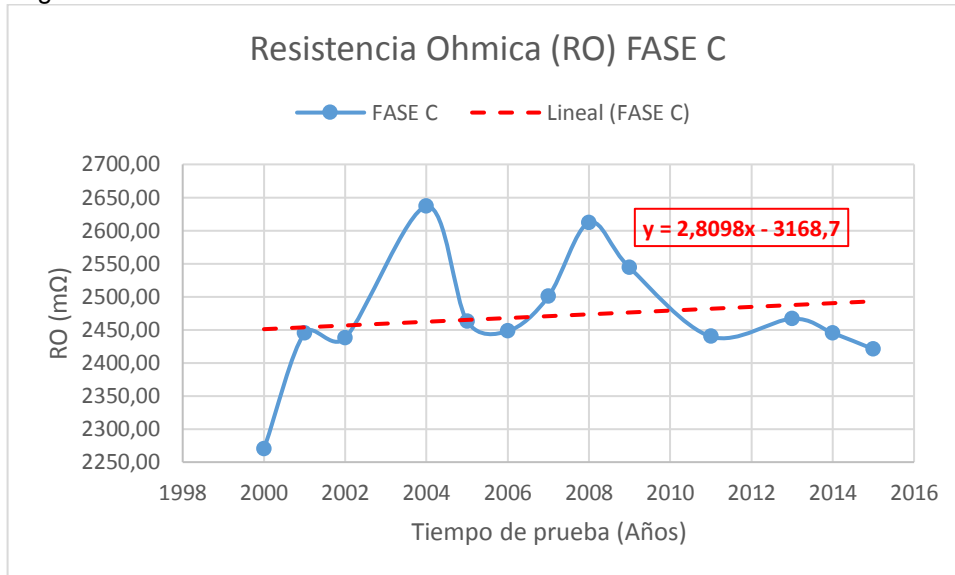
Fuente: Propia

Figura 38 Medidas de resistencia óhmica de la fase B del estator



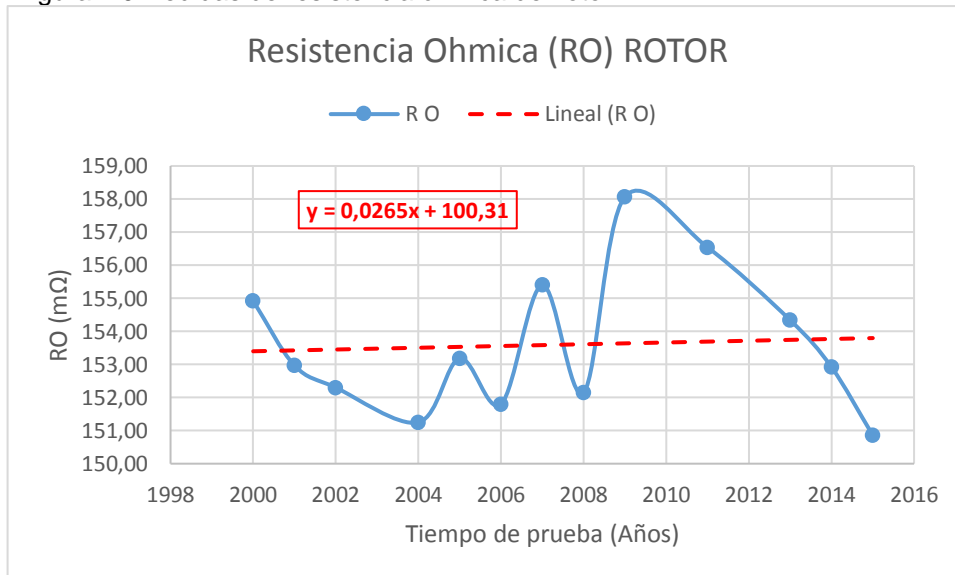
Fuente: Propia

Figura 39 Medidas de resistencia óhmica de la fase C del estator



Fuente: Propia

Figura 40 Medidas de resistencia óhmica del rotor



Fuente: Propia

### 3.2.1.3 Caída de tensión

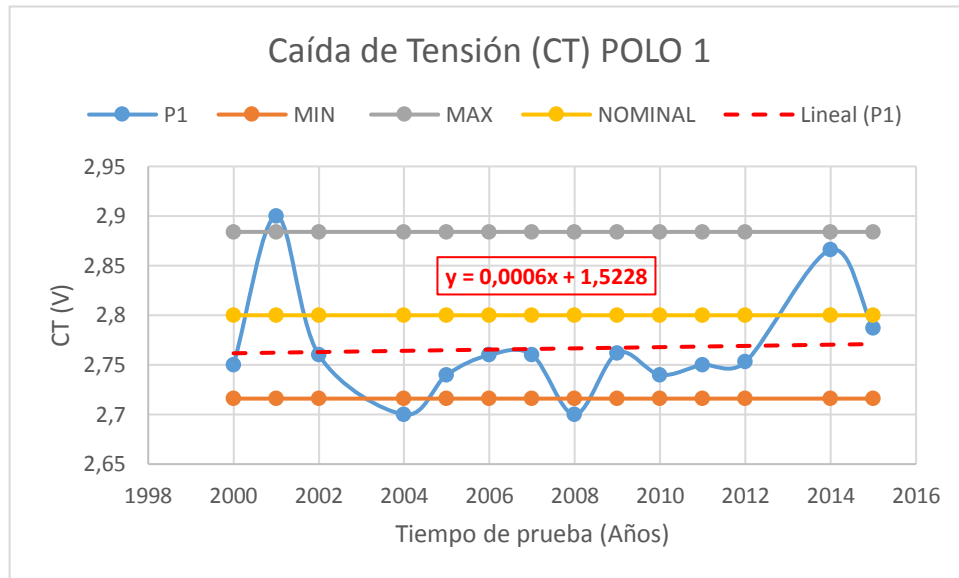
Para mostrar los datos recopilados de esta prueba en una figura se realizó un análisis comparativo entre las mediciones del histórico de pruebas en función del tiempo de caída de tensión en el rotor del generador. La prueba caída de tensión en el rotor cuenta con datos medidos y registrados desde el año 2000 hasta el año 2015.

Como se mencionó anteriormente (punto 2.5.3 del capítulo 2) la prueba consiste medir la tensión en los 20 polos del rotor, estableciendo una comparación entre los valores medidos para determinar posibles averías. En las siguientes figuras muestran la medición de la caída de tensión en los 20 polos del rotor del generador.



Los valores límites adoptados para esta prueba son: valor mínimo de caída de tensión 2,72 V y valor máximo de 2,88; con un voltaje aplicado para la prueba de 56V. Las curvas de caída de tensión en los polos 5, 7, 11, 16 y 17 representadas mediante las figuras 46, 48, 52, 57 y 58 respectivamente, se encuentran dentro del umbral dado; debido a esto no requieren descripción.

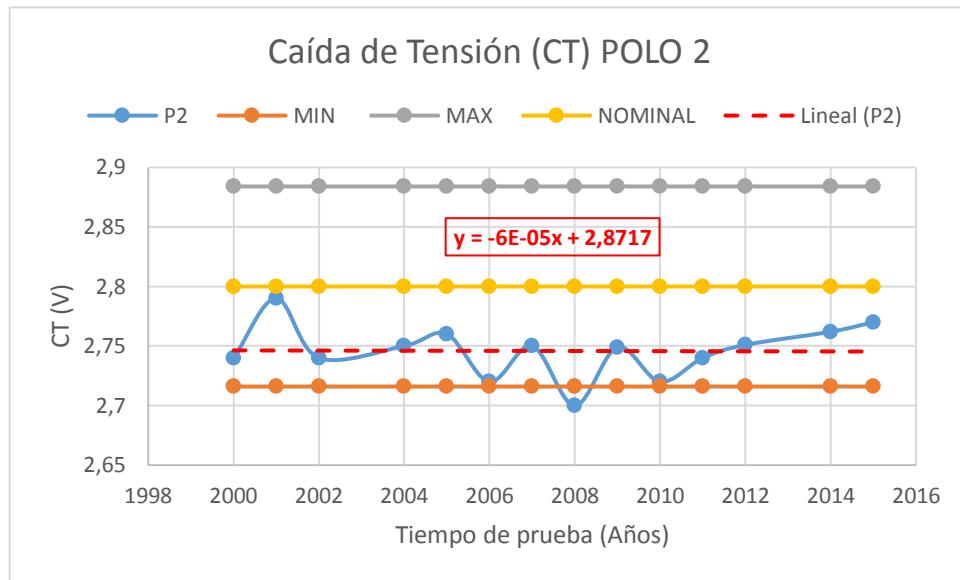
Figura 41 Medida de caída de tensión en el polo 1



Fuente: Propia

Los valores de caída de tensión en el polo uno son representados en la figura anterior mediante la curva celeste. Encontrándose un valor por encima del máximo establecido (línea gris) y dos debajo del mínimo (línea anaranjada), el valor máximo se produjo en el año 2001 de 2.9 y los valores mínimos en los años 2004 y 2008 con valores de 2.7 y 2.76 respectivamente. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

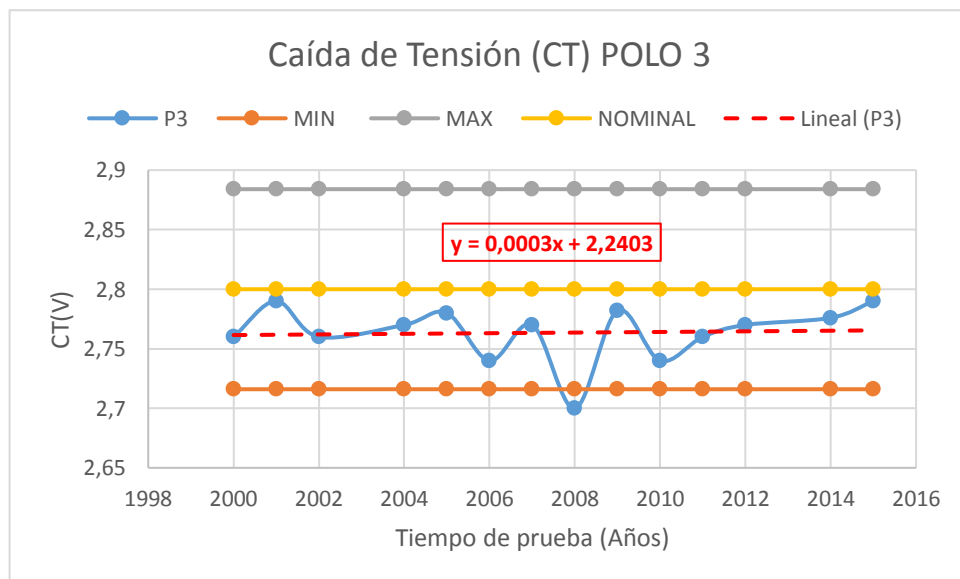
Figura 42 Medida de caída de tensión en el polo 2



Fuente: Propia

Los valores de caída de tensión en el polo 2 son representados en la figura anterior mediante la curva celeste. Encontrándose un valor por debajo del mínimo establecido (línea anaranjada), el valor mínimo se dio en 2008 con 2.7. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

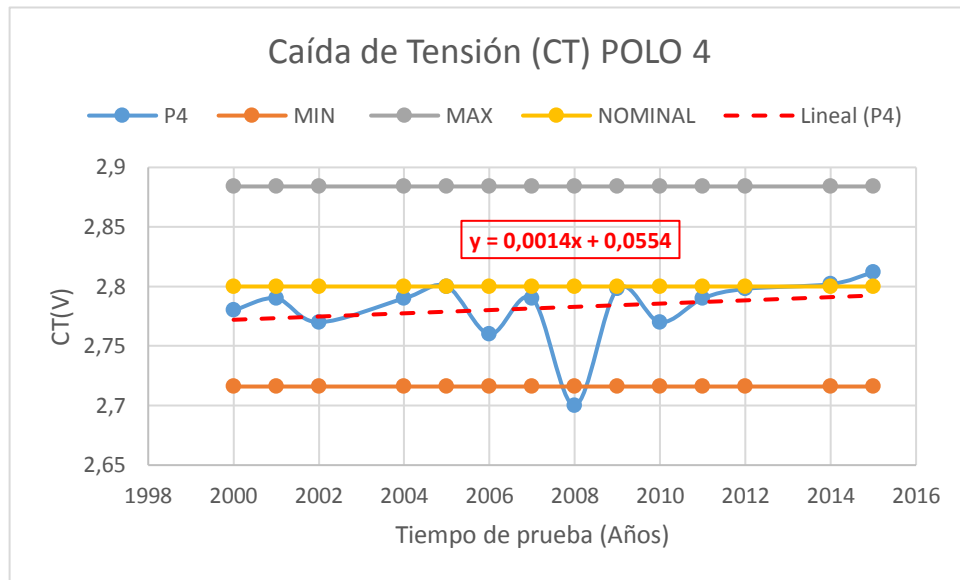
Figura 43 Medida de caída de tensión en el polo 3



Fuente: Propia

Los valores de caída de tensión en el polo 3 son representados en la figura anterior mediante la curva celeste. Encontrándose un valor por debajo del mínimo establecido (línea anaranjada), el valor mínimo se dio en 2008 con 2.7. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

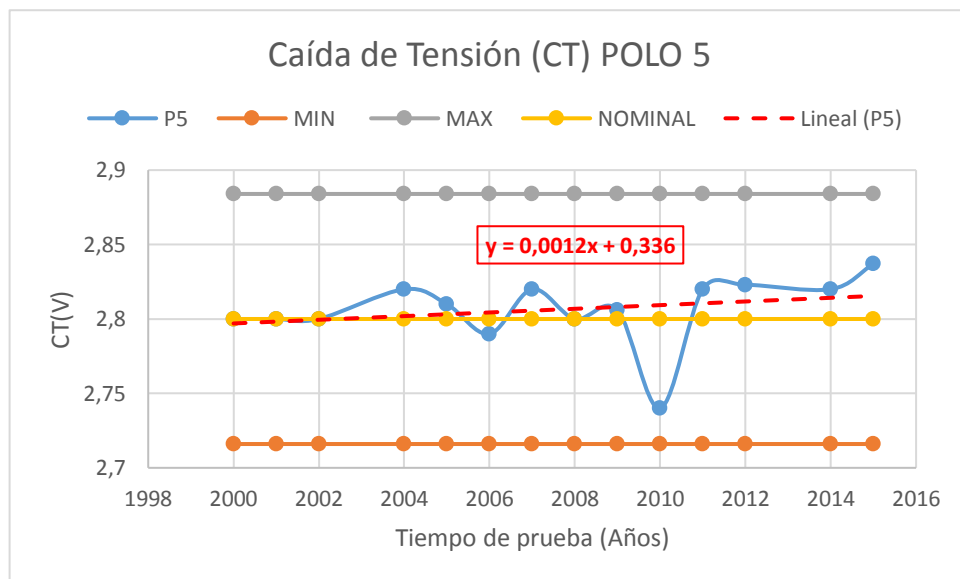
Figura 44 Medida de caída de tensión en el polo 4



Fuente: Propia

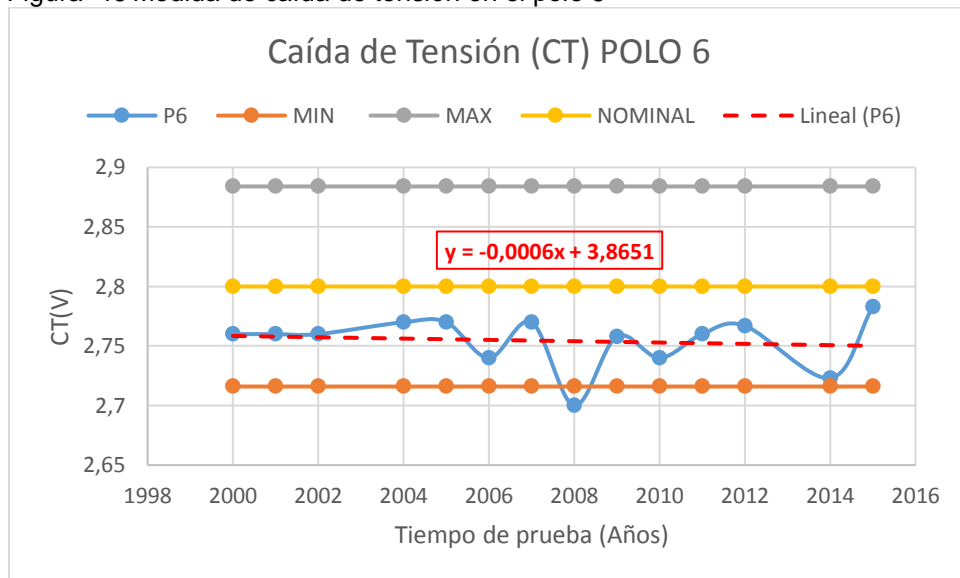
Los valores de caída de tensión en el polo 4 son representados en la figura anterior mediante la curva celeste. Encontrándose un valor por debajo del mínimo establecido (línea anaranjada), el valor mínimo se dio en 2008 con 2.7. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

Figura 45 Medida de caída de tensión en el polo 5



Fuente: Propia

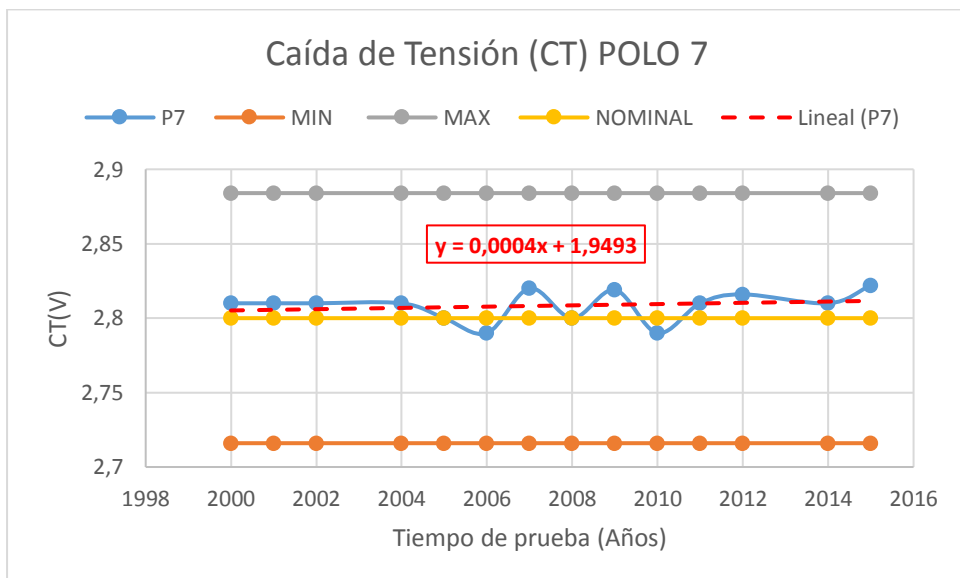
Figura 46 Medida de caída de tensión en el polo 6



Fuente: Propia

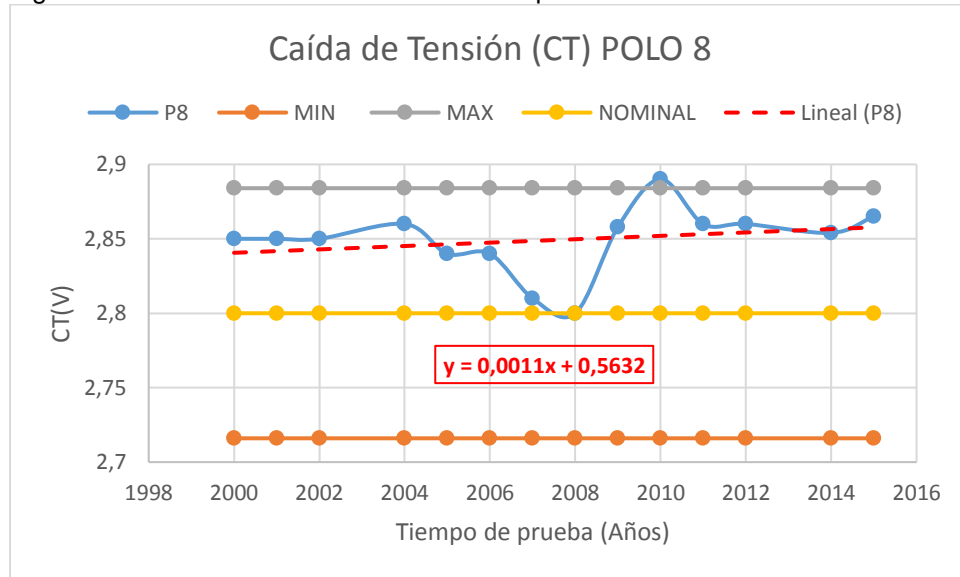
Los valores de caída de tensión en el polo 6 son representados en la figura anterior mediante la curva celeste. Encontrándose un valor por debajo del mínimo establecido (línea anaranjada), el valor mínimo se dio en 2008 con 2.7. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

Figura 47 Medida de caída de tensión en el polo 7



Fuente: Propia

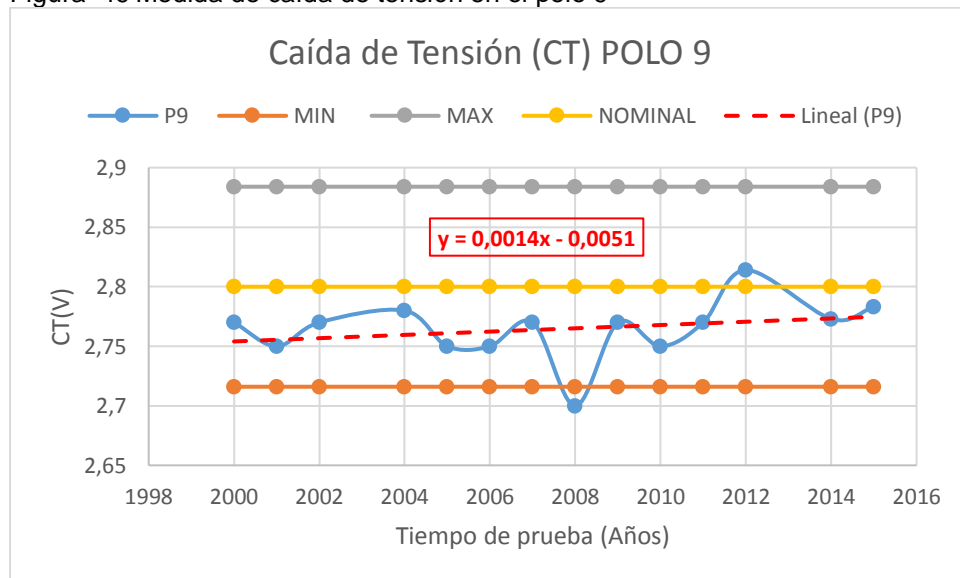
Figura 48 Medida de caída de tensión en el polo 8



Fuente: Propia

Los valores de caída de tensión en el polo 8 son representados en la figura anterior mediante la curva celeste. Encontrándose un valor por encima del máximo establecido (línea gris), el valor máximo se dio en 2010 con 2.88. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

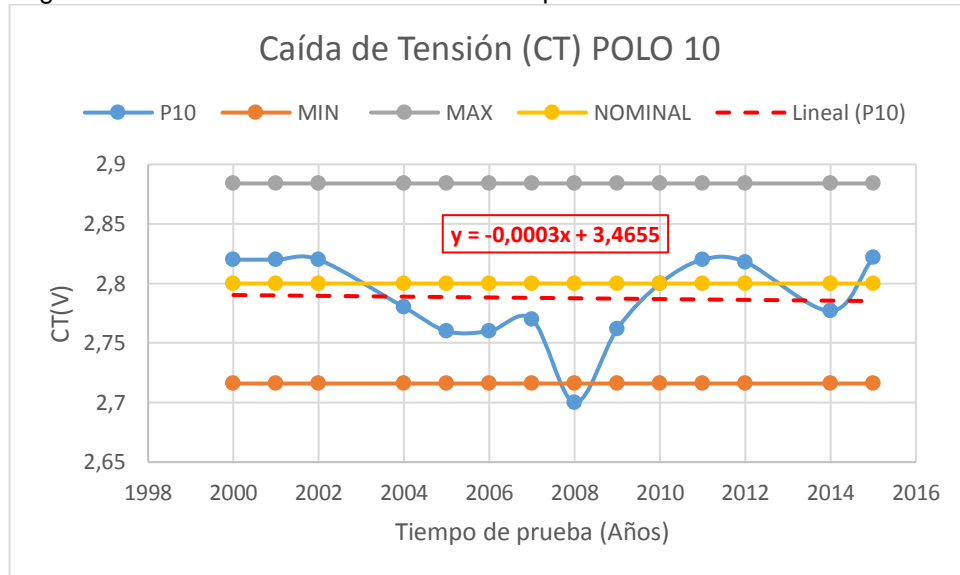
Figura 49 Medida de caída de tensión en el polo 9



Fuente: Propia

Los valores de caída de tensión en el polo 9 son representados en la figura anterior mediante la curva celeste. Encontrándose un valor por debajo del mínimo establecido (línea anaranjada), el valor mínimo se dio en 2008 con 2.7. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

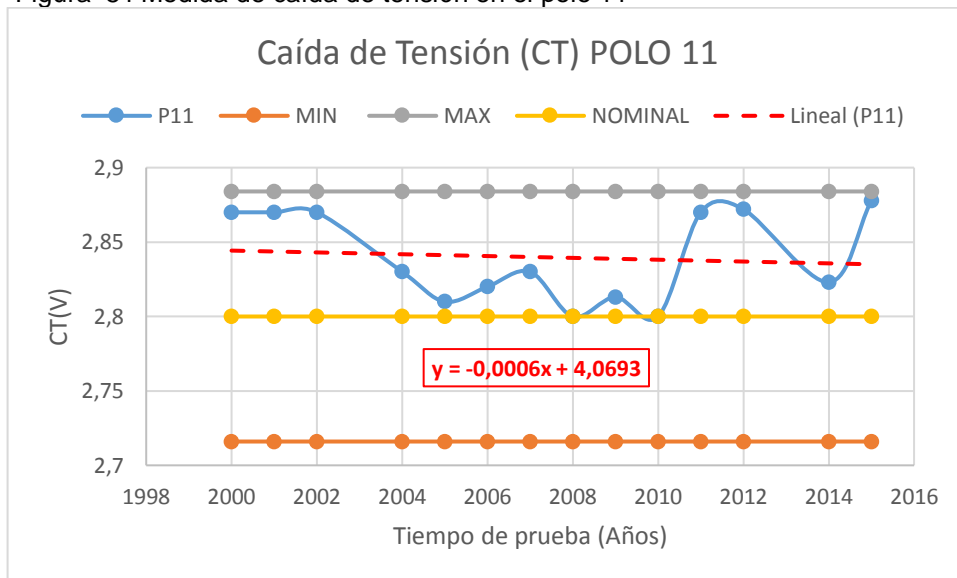
Figura 50 Medida de caída de tensión en el polo



Fuente: Propia

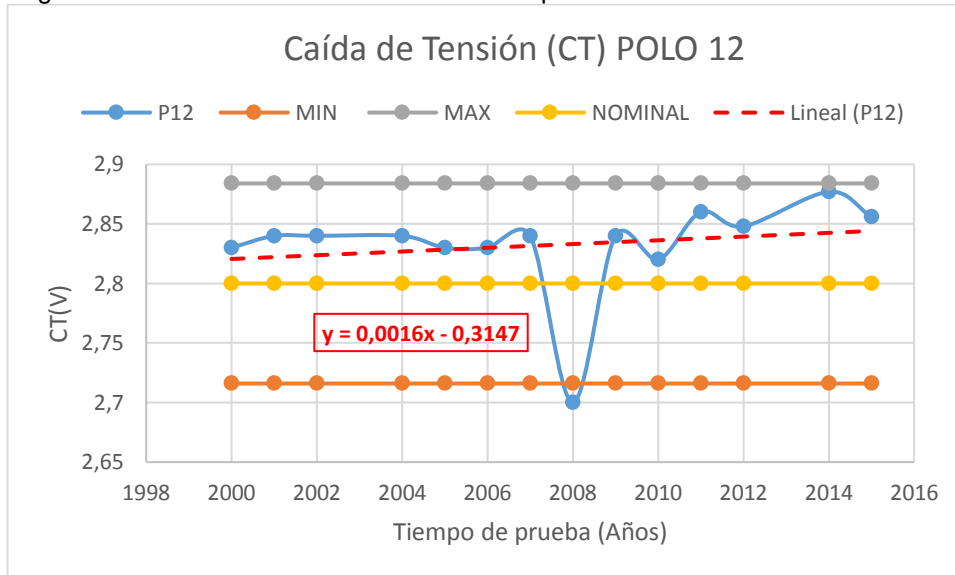
Los valores de caída de tensión en el polo 10 son representados en la figura anterior mediante la curva celeste. Encontrándose un valor por debajo del mínimo establecido (línea anaranjada), el valor mínimo se dio en 2008 con 2.7. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

Figura 51 Medida de caída de tensión en el polo 11



Fuente: Propia

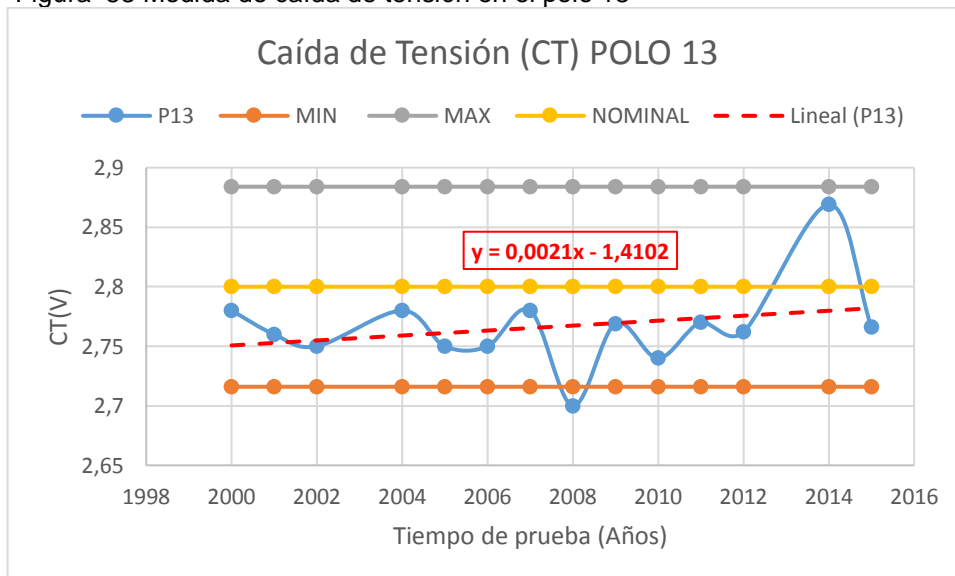
Figura 52 Medida de caída de tensión en el polo 12



Fuente: Propia

Los valores de caída de tensión en el polo 10 son representados en la figura anterior mediante la curva celeste. Encontrándose un valor por debajo del mínimo establecido (línea anaranjada), el valor mínimo se dio en 2008 con 2.7. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

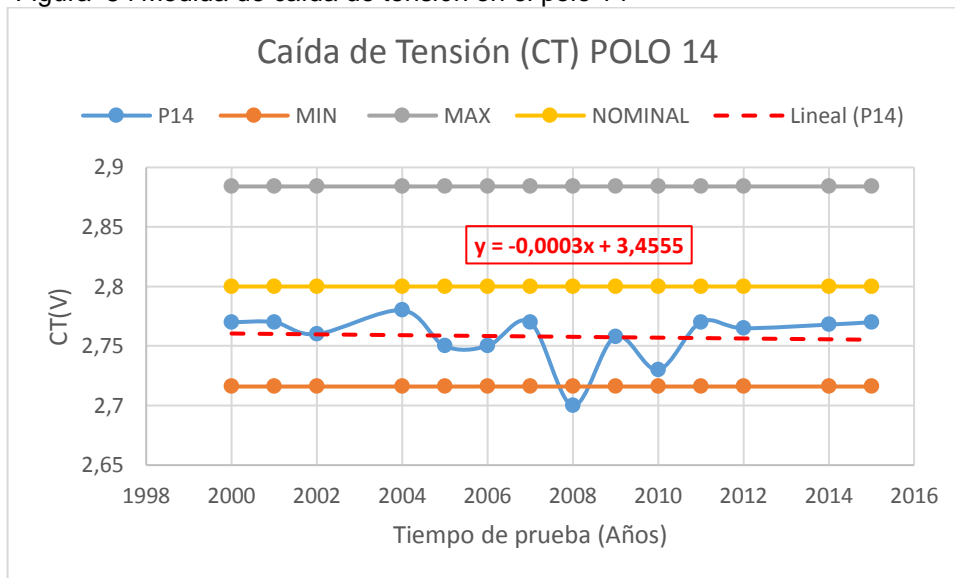
Figura 53 Medida de caída de tensión en el polo 13



Fuente: Propia

Los valores de caída de tensión en el polo 13 son representados en la figura anterior mediante la curva celeste. Encontrándose un valor por debajo del mínimo establecido (línea anaranjada), el valor mínimo se dio en 2008 con 2.7. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

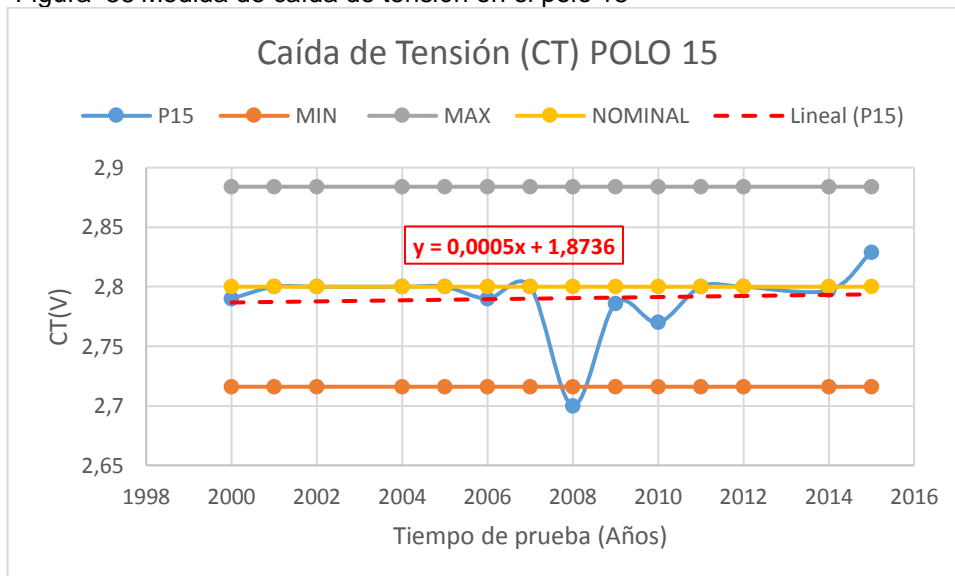
Figura 54 Medida de caída de tensión en el polo 14



Fuente: Propia

Los valores de caída de tensión en el polo 14 son representados en la figura anterior mediante la curva celeste. Encontrándose un valor por debajo del mínimo establecido (línea anaranjada), el valor mínimo se dio en 2008 con 2.7. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

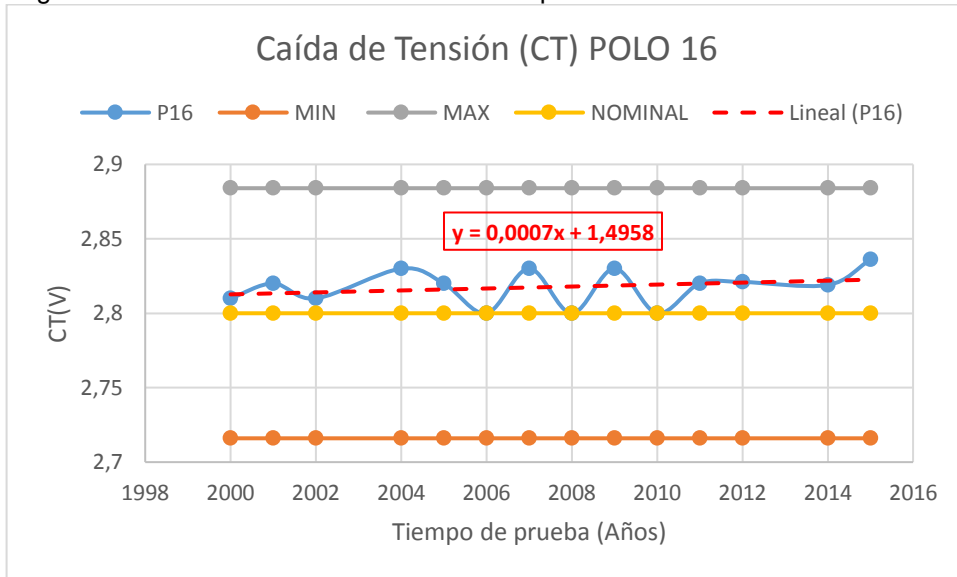
Figura 55 Medida de caída de tensión en el polo 15



Fuente: Propia

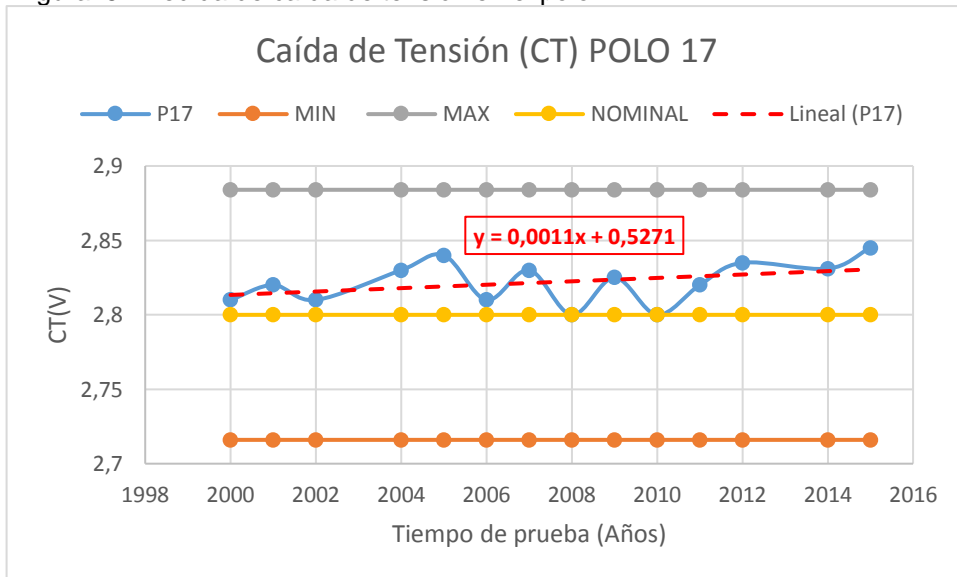
Los valores de caída de tensión en el polo 15 son representados en la figura anterior mediante la curva celeste. Encontrándose un valor por debajo del mínimo establecido (línea anaranjada), el valor mínimo se dio en 2008 con 2.7. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

Figura 56 Medida de caída de tensión en el polo



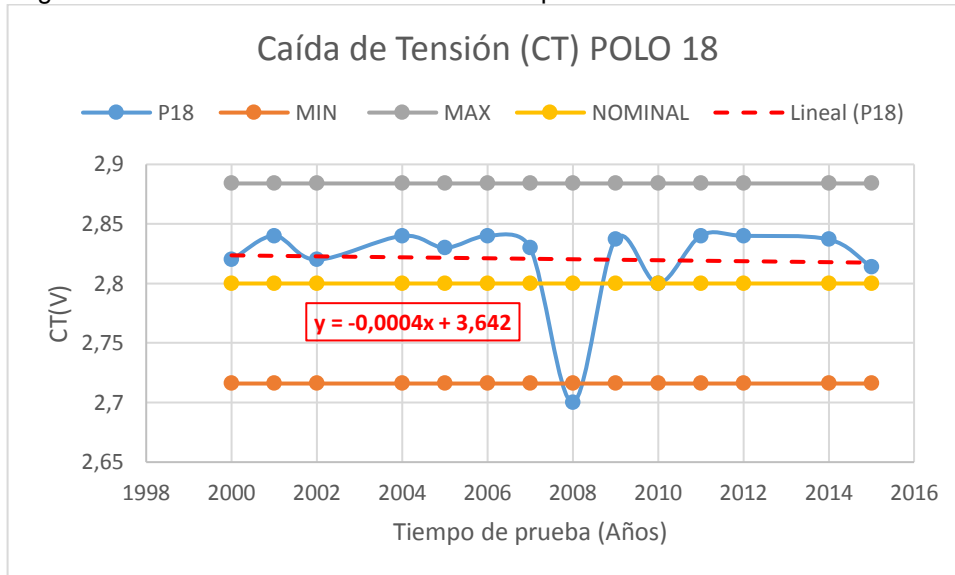
Fuente: Propia

Figura 57 Medida de caída de tensión en el polo 17



Fuente: Propia

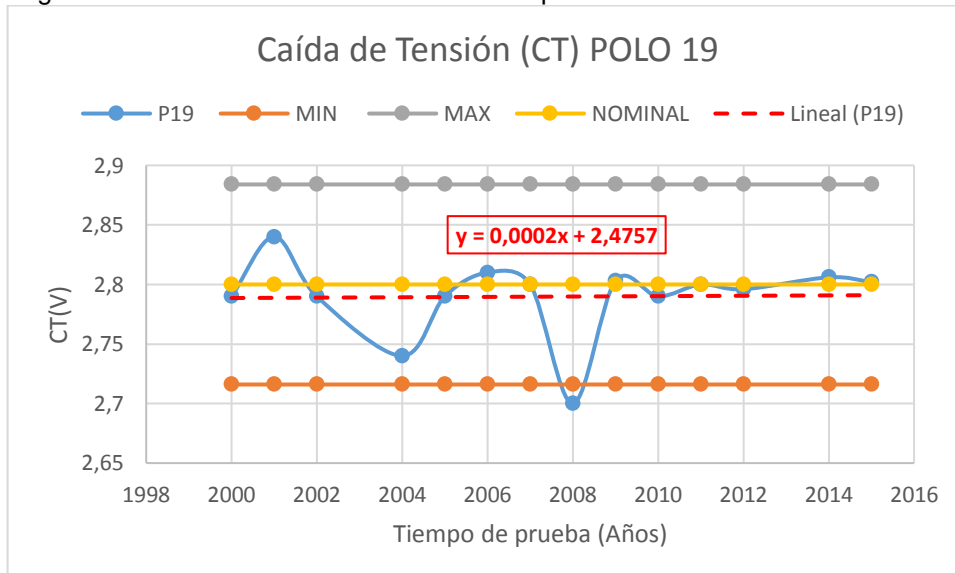
Figura 58 Medida de caída de tensión en el polo 18



Fuente: Propia

Los valores de caída de tensión en el polo 18 son representados en la figura anterior mediante la curva celeste. Encontrándose un valor por debajo del mínimo establecido (línea anaranjada), el valor mínimo se dio en 2008 con 2.7. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

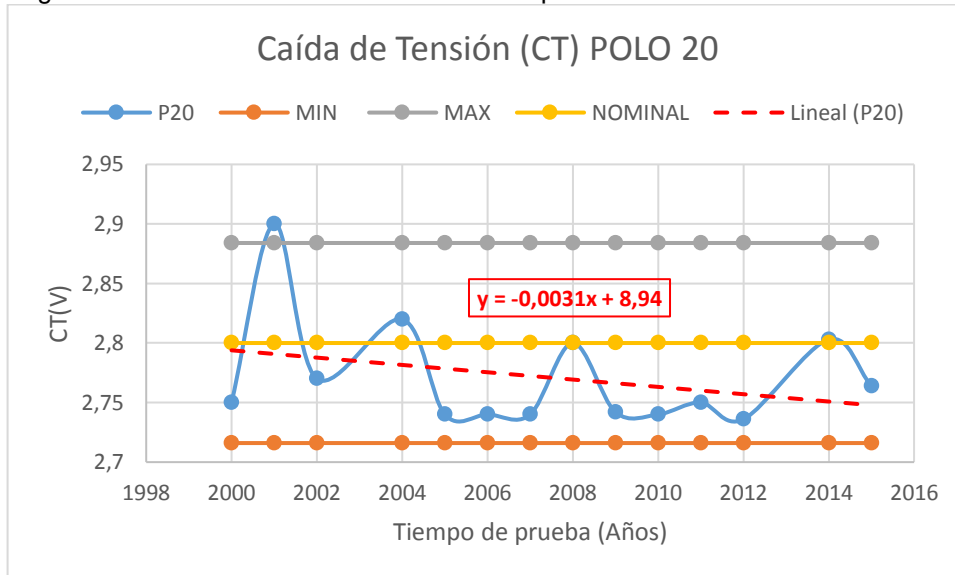
Figura 59 Medida de caída de tensión en el polo 19



Fuente: Propia

Los valores de caída de tensión en el polo 19 son representados en la figura anterior mediante la curva celeste. Encontrándose un valor por debajo del mínimo establecido (línea anaranjada), el valor mínimo se dio en 2008 con 2.7. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

Figura 60 Medida de caída de tensión en el polo



Fuente: Propia

Los valores de caída de tensión en el polo 20 son representados en la figura anterior mediante la curva celeste. Encontrándose un valor por encima del máximo dado (línea gris), el valor máximo se dio en 2001 de 2.88. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

#### 3.2.1.4 Factor de potencia

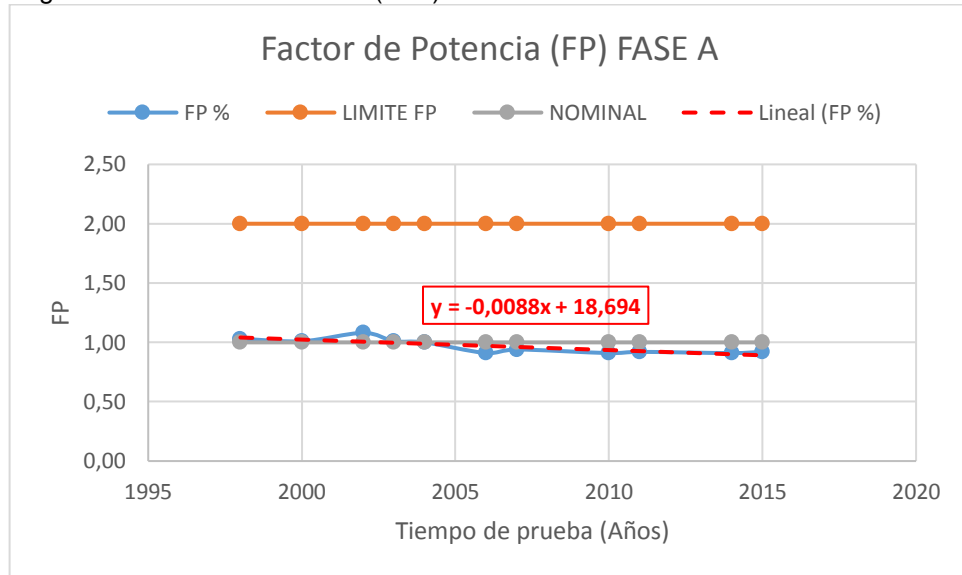
Para visualizar el historial de datos de la prueba factor de potencia en una figura se realizó un análisis comparativo entre las mediciones registradas en función del tiempo en el estator del generador. La prueba factor de potencia en el estator cuenta con datos medidos y registrados desde el año 1998 hasta el año 2015.

Como fue mencionado en el capítulo 2 punto 2.5.2 la prueba consiste en aplicar un potencial al devanado del estator para determinar la corriente de fuga y la calidad del aislamiento.

Las siguientes figuras muestran la medición de factor de potencia: incremento de capacitancia y Tip – Up en el estator del generador. Los datos graficados forman parte del resumen de la prueba de medición de parámetros de factor de potencia realizada a nivel de tensión de 2 y 8 KV.

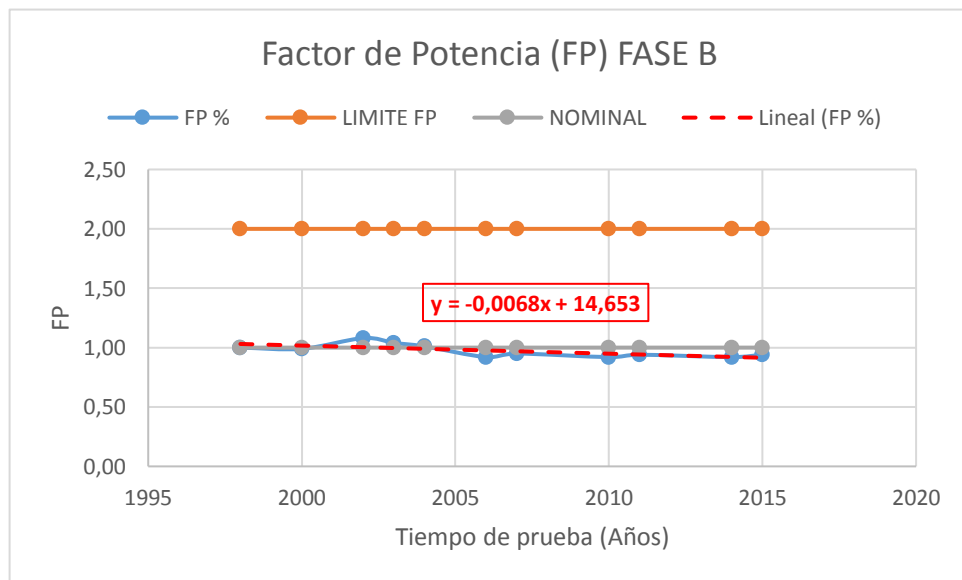


Figura 61 Factor de Potencia (2KV) fase A



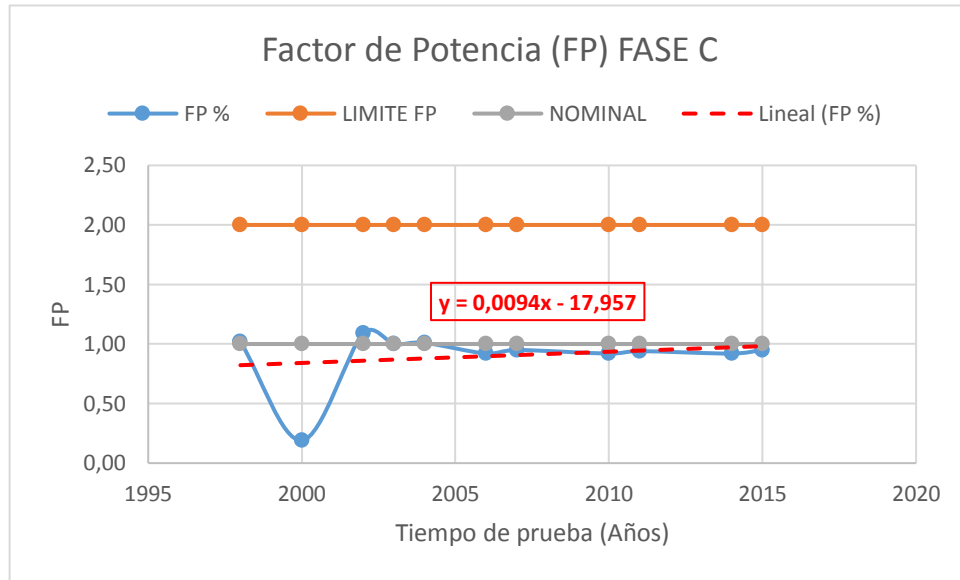
Fuente: Propia

Figura 62 Factor de Potencia (2KV) fase B



Fuente: Propia

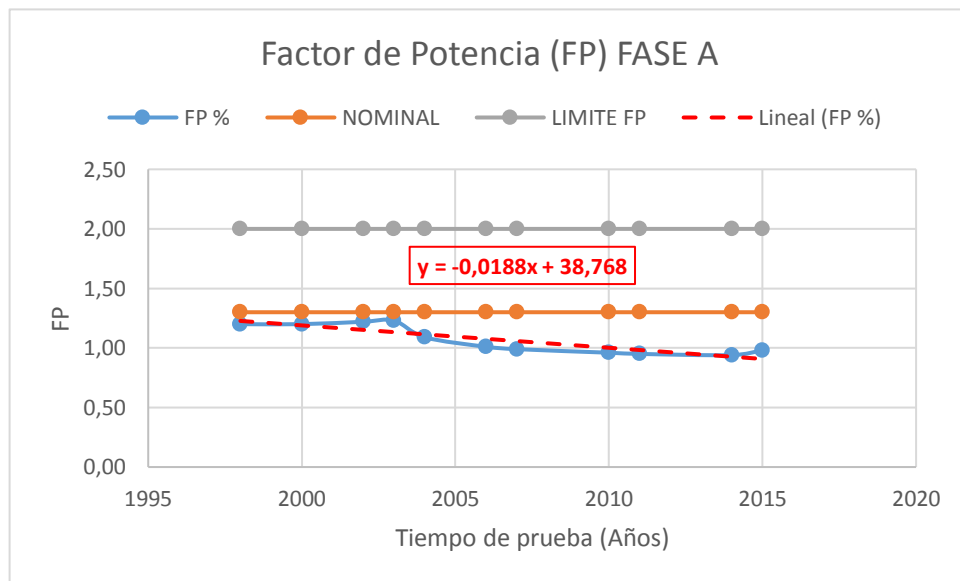
Figura 63 Factor de Potencia (2kv) fase C



Fuente: Propia

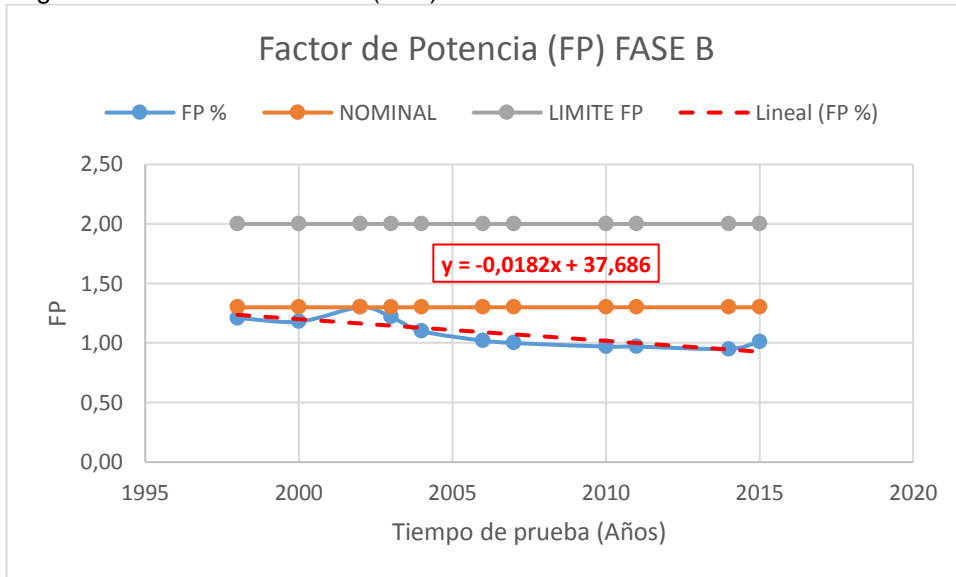
Los valores de factor de potencia en la fase A, B y C a tensión de prueba de 2KV representados mediante las figuras 62, 63 y 64 respectivamente (curvas celestes). Se encuentran por debajo del valor máximo establecido (línea anaranjada). En la fase C es notable visualizar un valor de medición que representa variación, se presentó en el año 2000 con 0.19. La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

Figura 64 Factor de Potencia (8KV) fase A



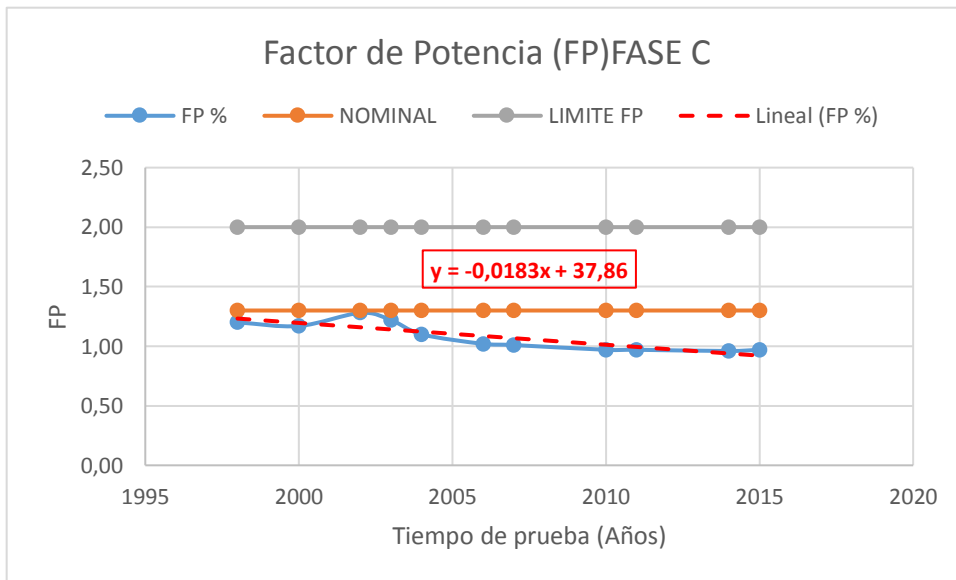
Fuente: Propia

Figura 65 Factor de Potencia (8KV) fase B



Fuente: Propia

Figura 66 Factor de Potencia (8KV) fase C

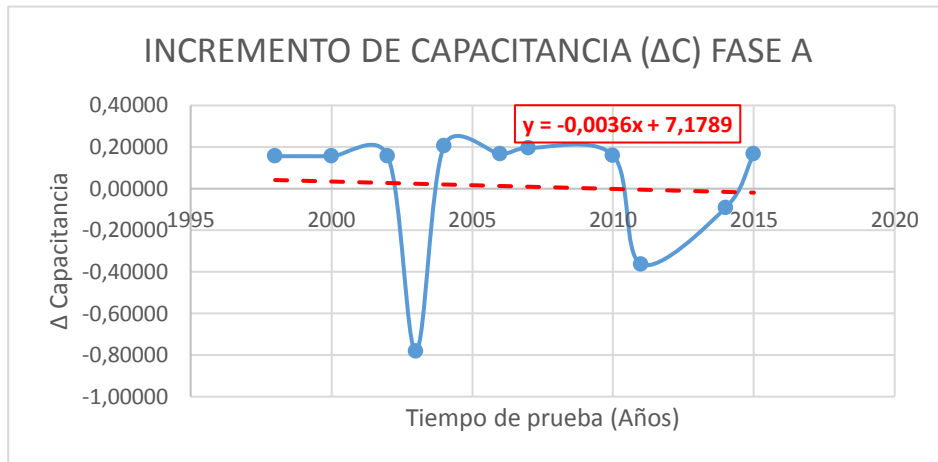


Fuente: Propia

Los valores de factor de potencia en la fase A, B y C a tensión de prueba de 8KV representados mediante las figuras 65, 66 y 67 respectivamente (curvas celestes). Se encuentran por debajo del valor máximo establecido (línea gris). La ecuación mostrada representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados (línea entrecortada roja).

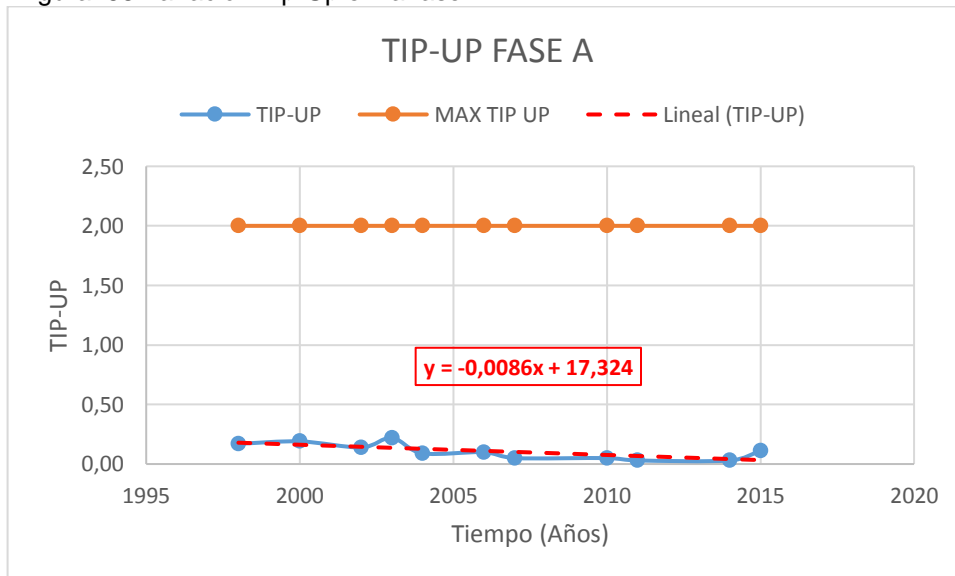
A continuación se muestran los datos arrojados mediante una figura del cálculo de variación de capacitancia o incremento de capacitancia y TIP-UP:

Figura 67 Variación de capacitancia en la fase A



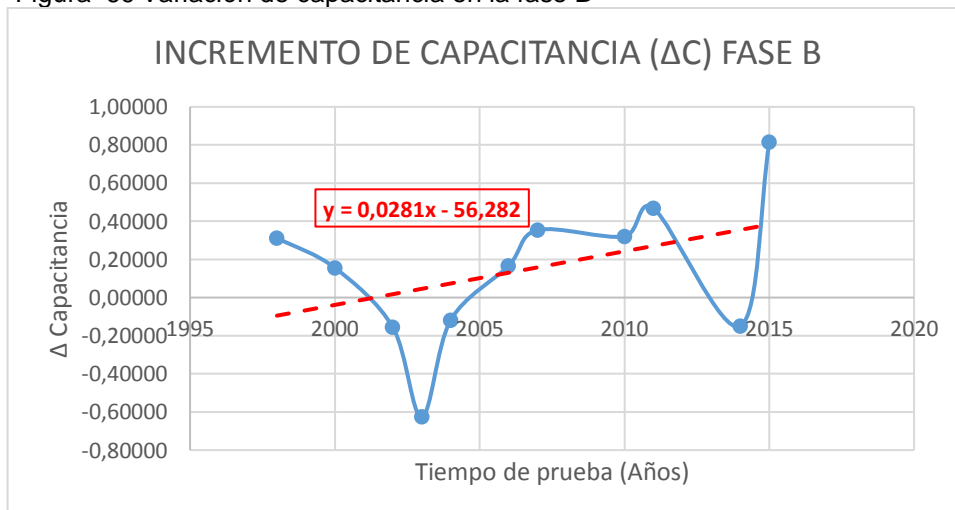
Fuente: Propia

Figura 68 Variación Tip-Up en la fase A



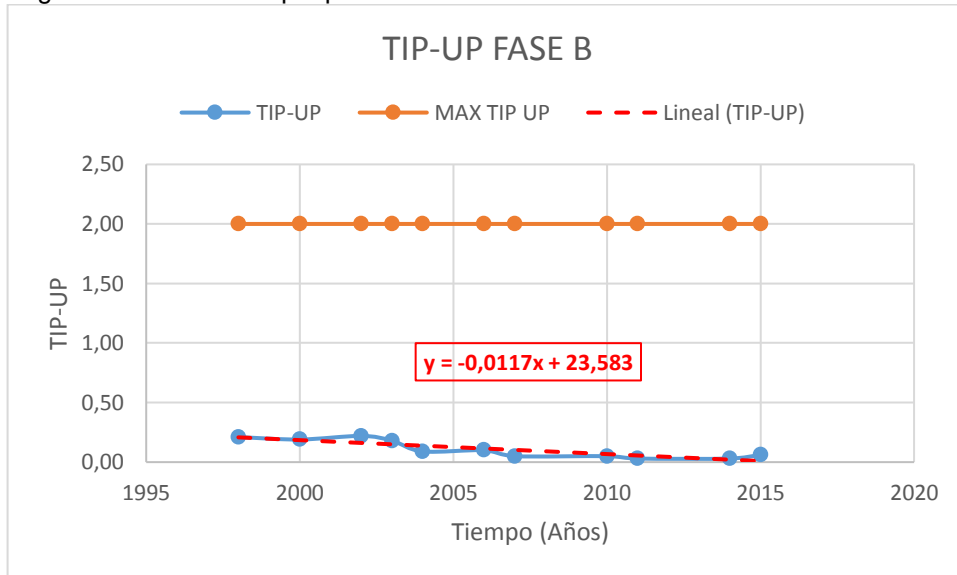
Fuente: Propia

Figura 69 Variación de capacitancia en la fase B



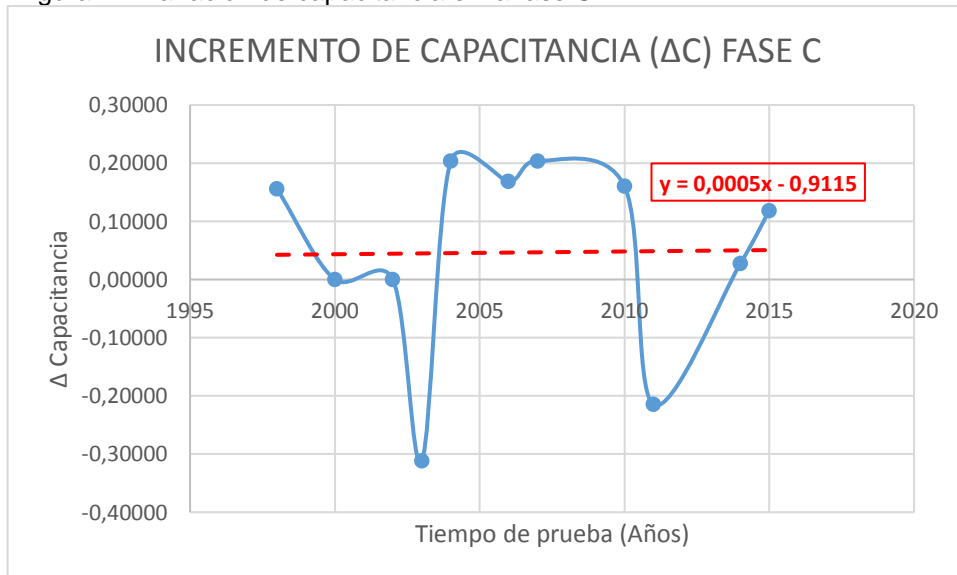
Fuente: Propia

Figura 70 Variación Tip-Up en la fase B



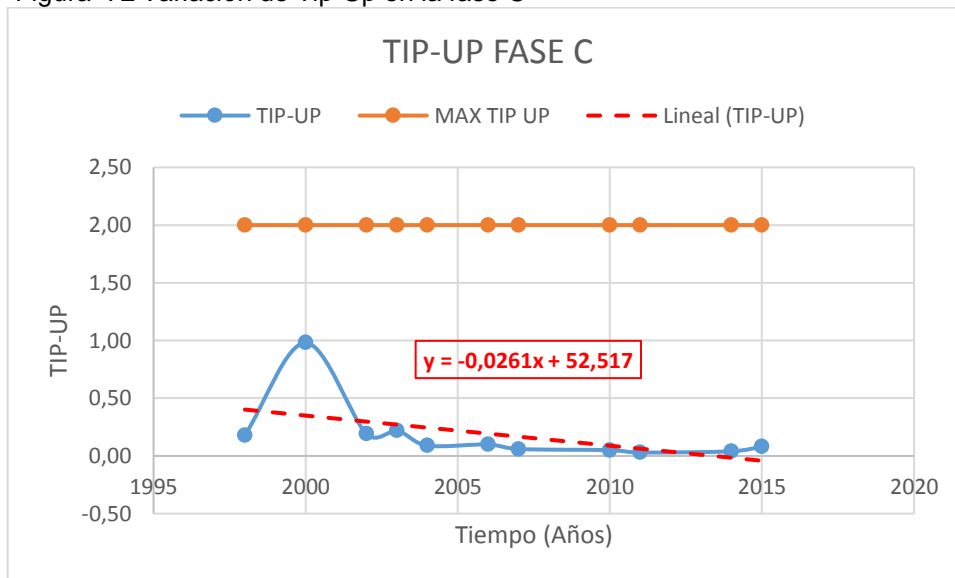
Fuente: Propia

Figura 71 Variación de capacitancia en la fase C



Fuente: Propia

Figura 72 Variación de Tip-Up en la fase C



Fuente: Propia

Las mediciones de TIP-UP en las fases A, B y C representadas mediante las figuras 68, 70 y 72 (curva celeste). Se encuentran por debajo del valor máximo dado, con valores cercanos a cero. La línea entrecortada en color rojo representa la tendencia lineal del comportamiento de los valores registrados y su ecuación respectiva.

### 3.2.1.5 Descargas parciales

La Central Paute Molino cuenta con monitoreo en línea de descargas parciales (DP). El monitoreo de DP permite tener una señal de advertencia sobre la degradación del aislamiento de las bobinas y así detectar la actividad de DP estableciendo tendencias de índices de crecimiento y determinar su fuente.

La degradación del aislamiento es un proceso que se presenta de manera lenta y gradual, esto conduce a posibles fallas en el bobinado a consecuencia de vacíos internos y vacío de delaminación provocados en su mayoría a sobrecalentamientos y ciclos térmicos.

La prueba permite determinar la localización de su origen. Esto permitirá extraer conclusiones con respecto al estado del aislamiento. Al mismo tiempo, poder interpretar los patrones y como también se pueden iniciar otras medidas, como la reparación o mediciones de diagnóstico adicionales, tomando las acciones necesarias que se requiera a tiempo.

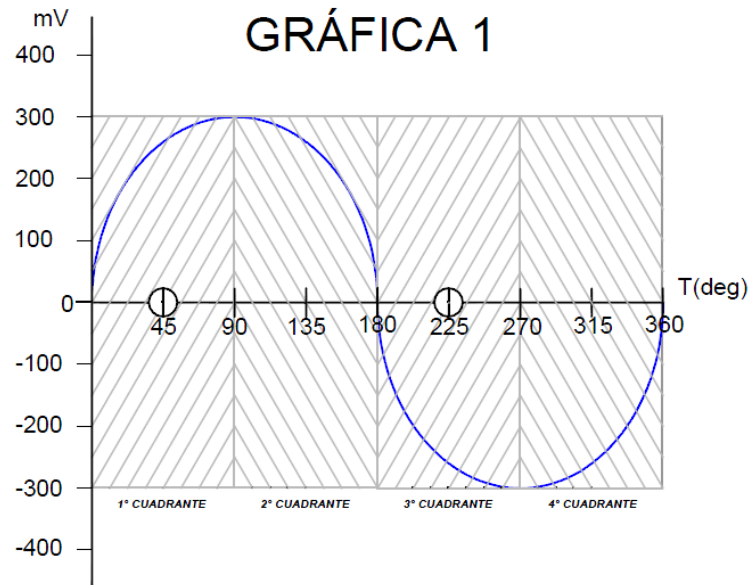
Los resultados o graficas de medida de descargas parciales que arroja VIBROSYSTEM, analizador de descargas parciales se evalúan según cuadrantes y lugares de ubicación de las descargas parciales.

La valoración y reconocimiento de patrones de DP por el número de cuadrante es mediante una senoide de onda de ciclo de CA iniciando en  $0^\circ$  y terminando en  $360^\circ$ . Siendo el primer



cuadrante entre  $0^\circ$  y  $90^\circ$ , segundo cuadrante entre  $90^\circ$  y  $180^\circ$ , tercer cuadrante entre  $180^\circ$  y  $270^\circ$  y el cuarto cuadrante entre  $270^\circ$  y  $360^\circ$ . Lo mencionado es representado en la siguiente figura.

Figura 73 Reconocimiento de cuadrantes para patrones de DP



Fuente: VibroSystem

La interpretación de las señales obtenidas de análisis de descargas parciales se lleva a cabo mediante lugares de ubicación. Los lugares de ubicación de la descarga parcial son los siguientes:

- A) Vacío entre aislamiento y abertura de la ranura.
- B) Vacío en aislamiento principal
- C) Delaminación entre el revestimiento y el aislamiento
- D) Delaminación entre el cobre conductor y aislamiento principal
- E) Delaminación del codo de aislamiento
- F) Rastreo barra a barra entre las bobinas
- G) Rastreo de superficie
- H) Efecto corona en revestimiento semiconductor/unión clasificación pintura

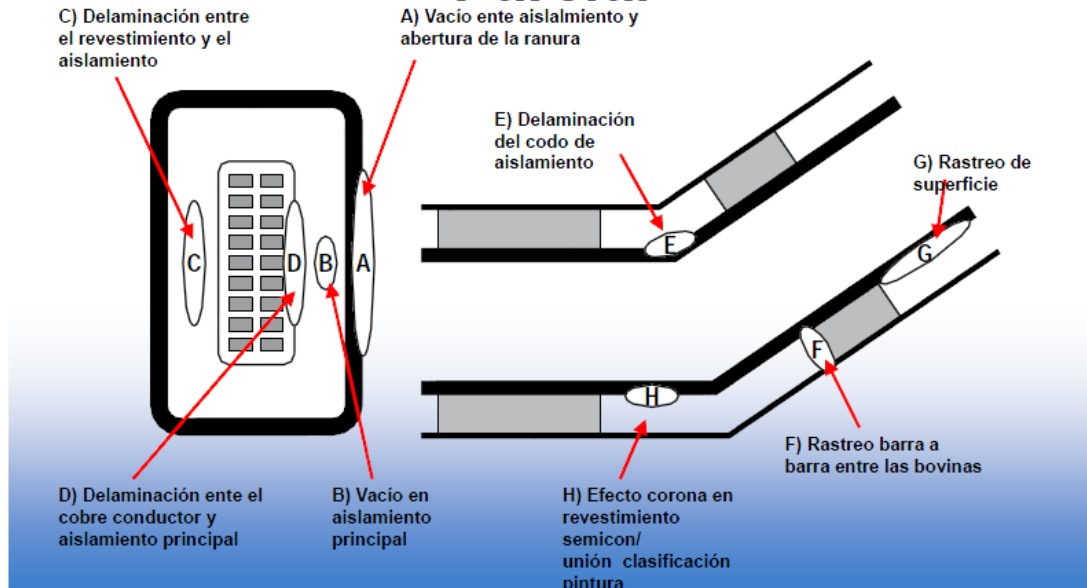
Figura 74 Ubicación de descargas parciales



VIBROSYSTEM



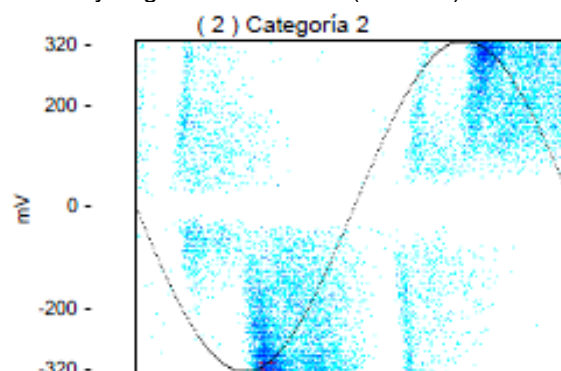
## Lugares de ubicación de la Descarga Parcial



Fuente: VibroSystem

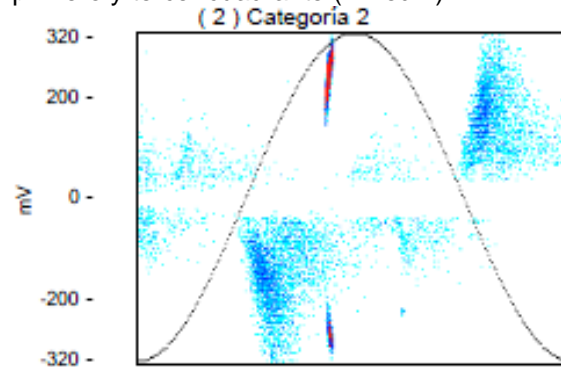
Las siguientes figuras muestran los resultados de descargas parciales basado en veinte categorías, las cuales denotan la correlación de los patrones y la identificación de origen de las descargas parciales (DP).

Figura 75 DP de delaminación ubicada en el cuarto y segundo cuadrante (2 Red 1)



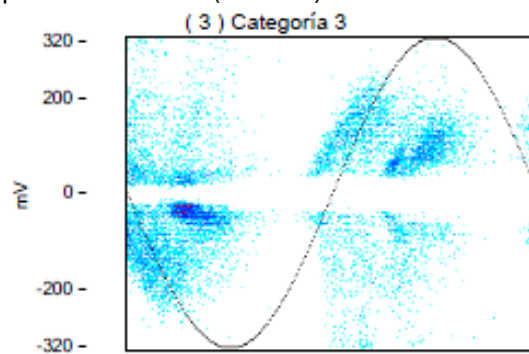
Fuente: Propia

Figura 76 DP de delimitación ubicada en el primero y tercer cuadrante (2 Red 2)



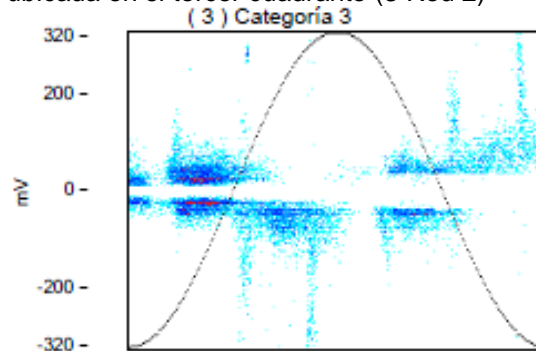
Fuente: Propia

Figura 77 DP en vacío ubicada en el tercero y primer cuadrante (3 Red 1)



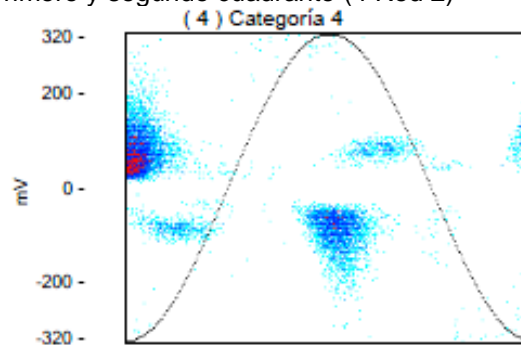
Fuente: Propia

Figura 78 DP de tipo groundwall (pared) ubicada en el tercer cuadrante (3 Red 2)



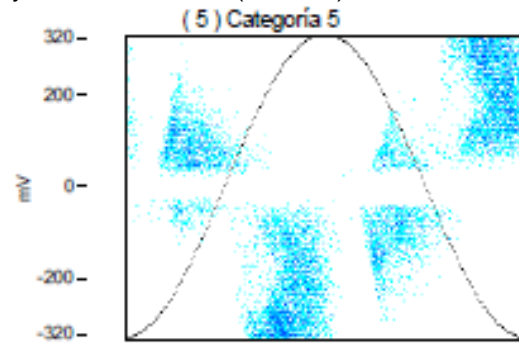
Fuente: Propia

Figura 79 DP en vacío ubicada en el cuarto, primero y segundo cuadrante (4 Red 2)



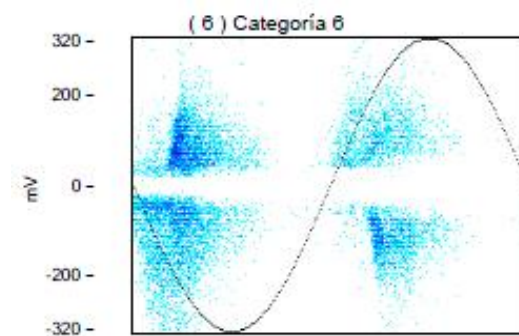
Fuente: Propia

Figura 80 DP en vacío ubicada en el primero y tercer cuadrante (5 Red 2)



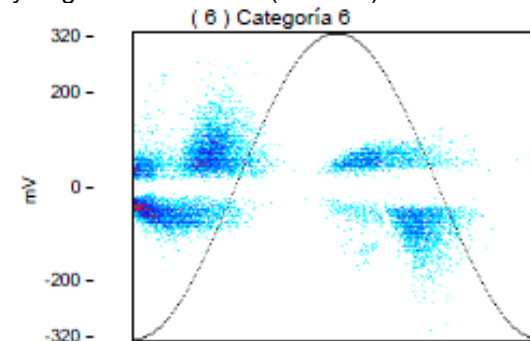
Fuente: Propia

Figura 81 DP en vacío ubicada en el tercer y primer cuadrante (6 Red 1)



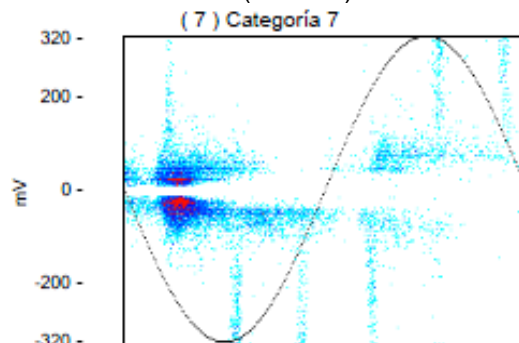
Fuente: Propia

Figura 82 DP en vacío ubicada en el cuarto y segundo cuadrante (6 Red 2)



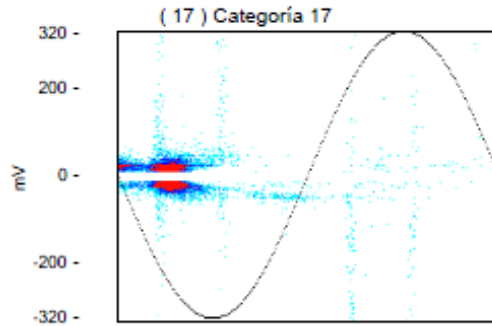
Fuente: Propia

Figura 83 DP Groundwall (pared) ubicada en el tercer cuadrante (7 Red 1)



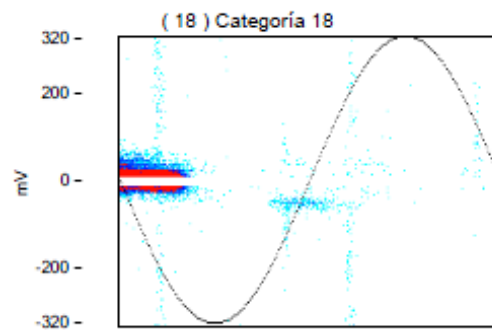
Fuente: Propia

Figura 84 Groundwall (pared) ubicada en el tercero y cuarto cuadrante (17 Red 1)



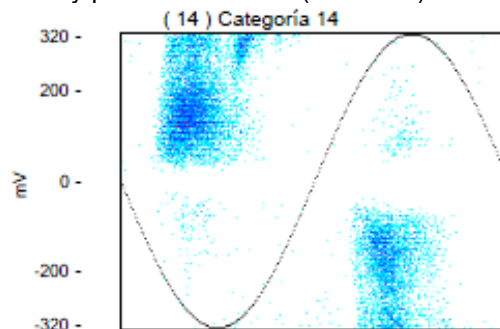
Fuente: Propia

Figura 85 Groundwall (pared) ubicada en el tercer cuadrante (18 Red 1)



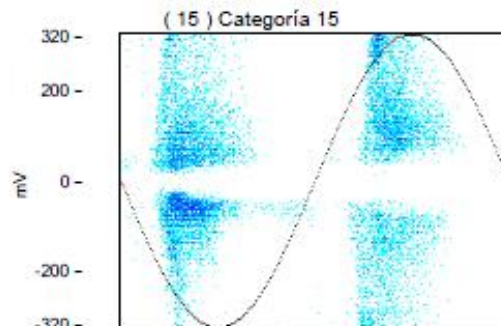
Fuente: Propia

Figura 86 DP en vacío ubicada en el tercero, cuarto y primer cuadrante (14 Red 1)



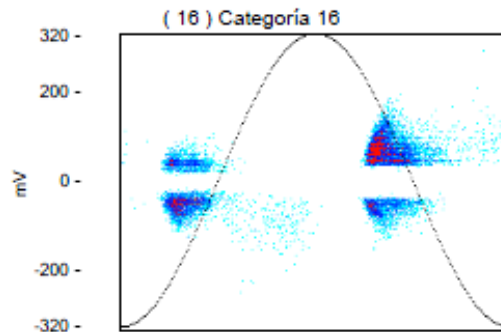
Fuente: Propia

Figura 87 DP en vacío ubicada en el tercero y primer cuadrante (15 Red 1)



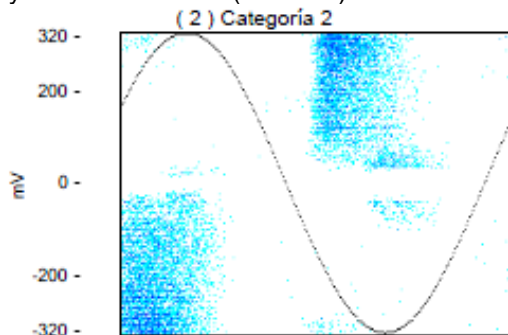
Fuente: propia

Figura 88 DP en vacío ubicada en el cuarto y segundo cuadrante (16 Red 2)



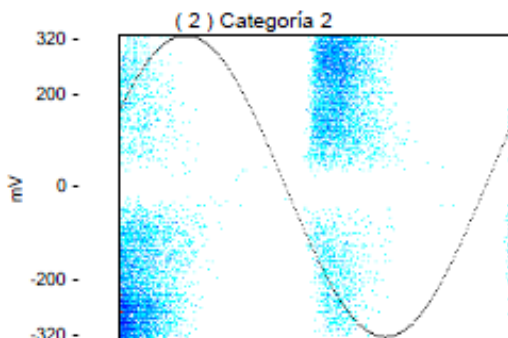
Fuente: Propia

Figura 89 DP en vacío ubicada en el primero y tercer cuadrante (2 Blue 1)



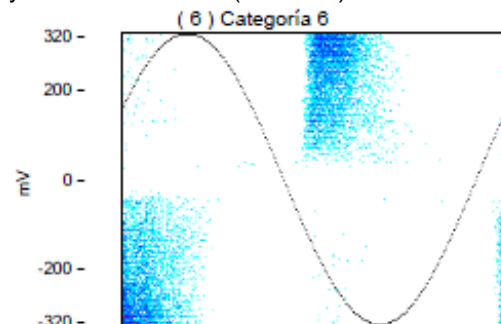
Fuente: Propia

Figura 90 DP en vacío ubicada en el primero y tercer cuadrante (6 Blue 1)



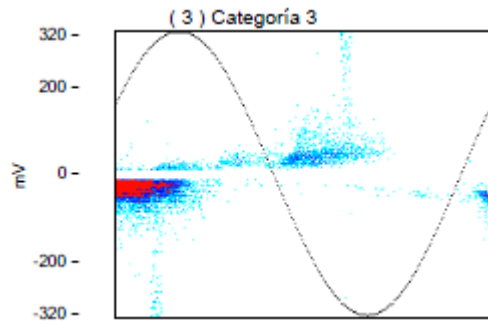
Fuente: Propia

Figura 91 DP en vacío ubicada en el primero y tercer cuadrante (2 Blue 2)



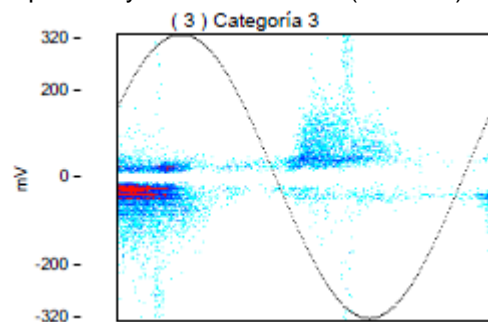
Fuente: Propia

Figura 92 DP de delaminación ubicada en el primero y tercer cuadrante (3 Blue 1)



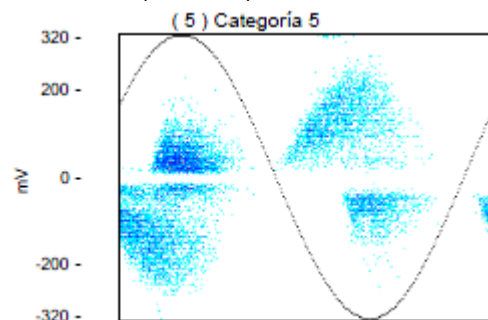
Fuente: Propia

Figura 93 DP de delaminación ubicada en el primero y tercer cuadrante (3 Blue 2)



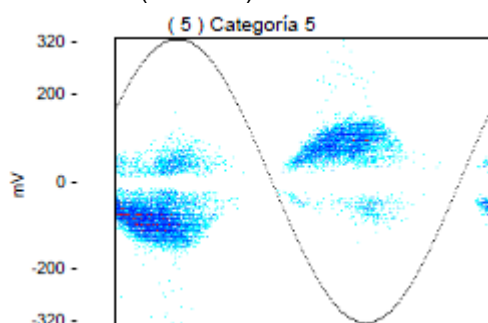
Fuente: Propia

Figura 94 DP en vacío en todas los cuadrantes (5 Blue 1)



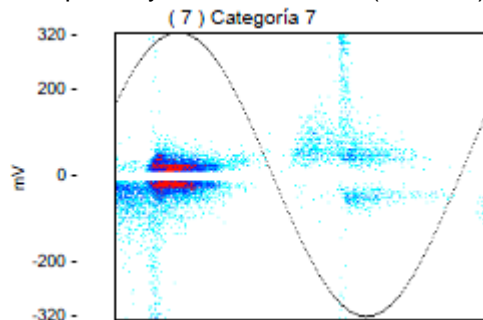
Fuente: Propia

Figura 95 DP en vacío en todas los cuadrantes (5 Blue 2)



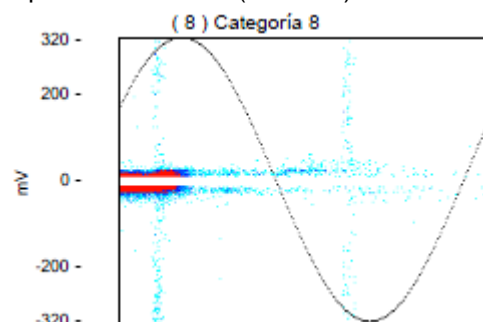
Fuente: Propia

Figura 96 DP de delaminación ubicada en el primer y tercer cuadrante (7 Blue 1)



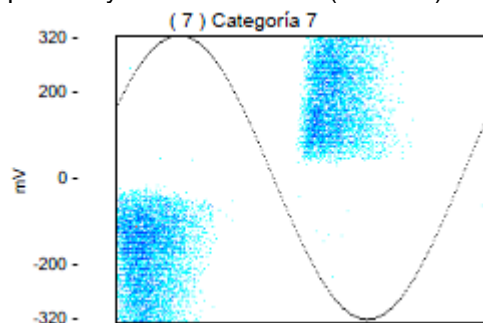
Fuente: Propia

Figura 97 DP de delaminación ubicada en el primer cuadrante (8 Blue 2)



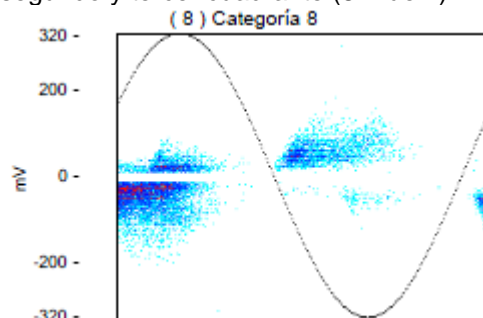
Fuente: Propia

Figura 98 DP en vació ubicada en el primero y tercer cuadrante (7 Blue 2)



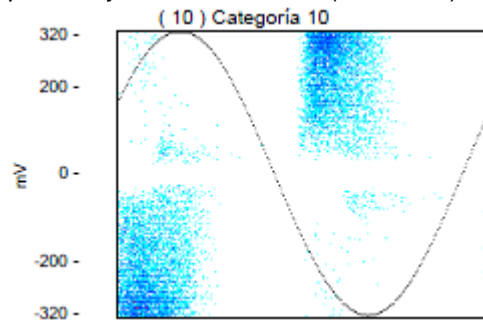
Fuente: Propia

Figura 99 DP en vació ubicada en el primero, segundo y tercer cuadrante (8 Blue 1)



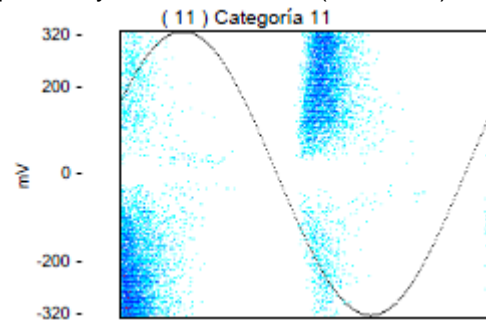
Fuente: Propia

Figura 100 DP en vacío ubicada en el primero y tercer cuadrante (10 Blue 1)



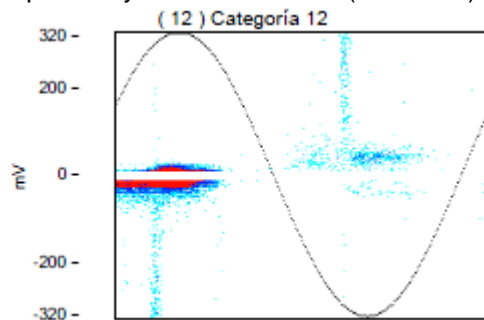
Fuente: Propia

Figura 101 DP en vacío ubicada en el primero y tercer cuadrante (11 Blue 1)



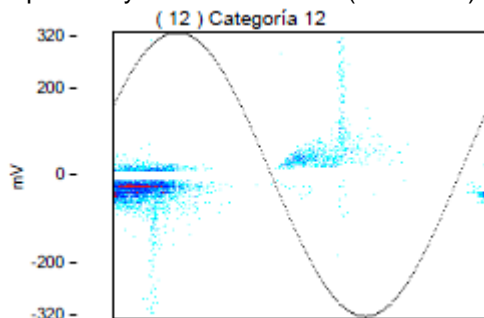
Fuente: Propia

Figura 102 DP de delaminación ubicada en el primero y tercer cuadrante (12 Blue 1)



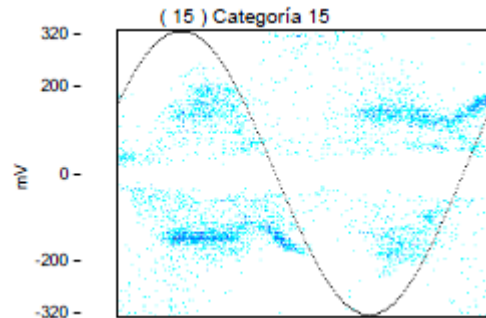
Fuente: Propia

Figura 103 DP de delaminación ubicada en el primero y tercer cuadrante (12 Blue 2)



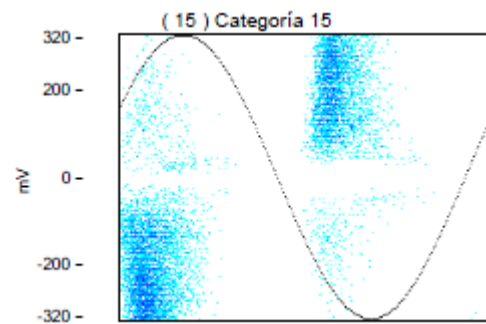
Fuente: Propia

Figura 104 DP en vacío ubicada en el segundo y cuarto cuadrante (15 Blue 1)



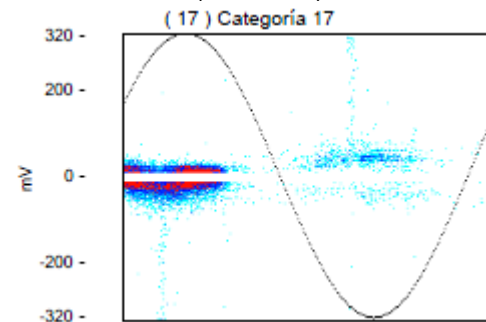
Fuente: Propia

Figura 105 DP en vacío ubicada en el primero y tercer cuadrante (15 Blue 2)



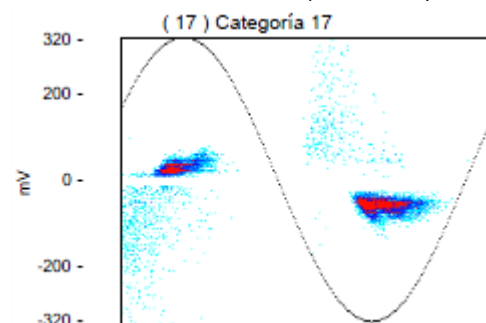
Fuente: Propia

Figura 106 DP en vacío ubicada en todos los cuadrantes (17 Blue 2)



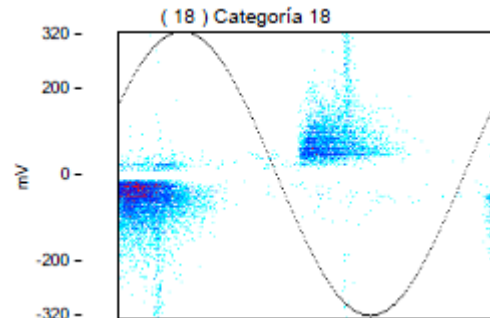
Fuente: Propia

Figura 107 DP de delaminación ubicada en todos los cuadrantes (17 Blue 1)



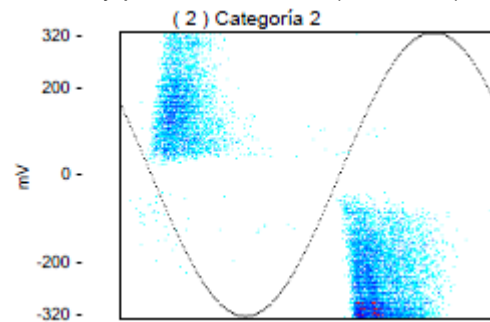
Fuente: Propia

Figura 108 DP de delaminación ubicada en el primer y tercer cuadrante (18 Blue 2)



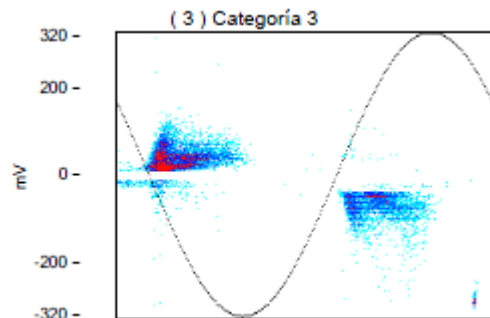
Fuente: Propia

Figura 109 DP en vació ubicada en el tercero y primer cuadrante (2 White 1)



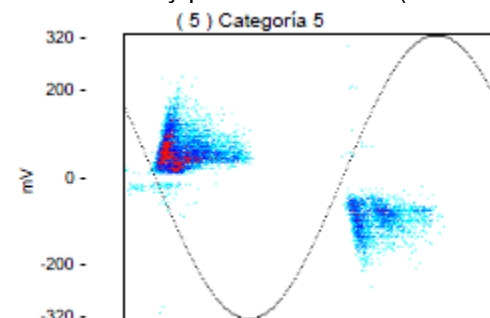
Fuente: Propia

Figura 110 DP en vació ubicada en el tercero y primer cuadrante (3 White 2)



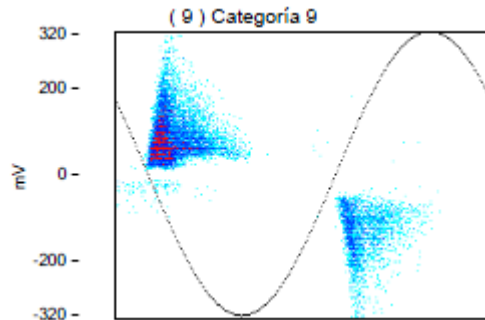
Fuente: Propia

Figura 111 DP de delaminación ubicada en el en el tercero y primer cuadrante (5 White 1)



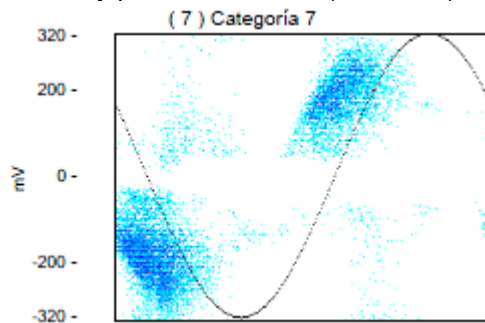
Fuente: Propia

Figura 112 DP de delaminación ubicada en el en el tercero y primer cuadrante (9 White 1)



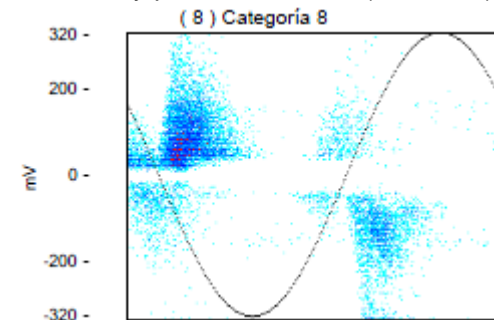
Fuente: Propia

Figura 113 DP en vacío ubicada en el tercero, cuarto y primer cuadrante (7 White 1)



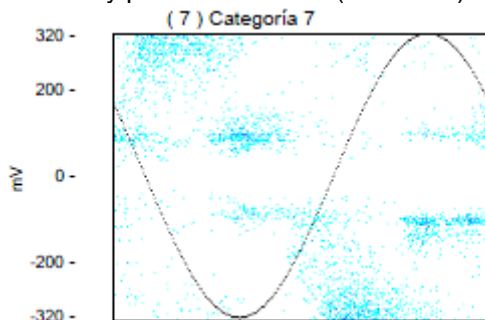
Fuente: Propia

Figura 114 DP de delaminación ubicada en el tercero y primer cuadrante (8 White 1)



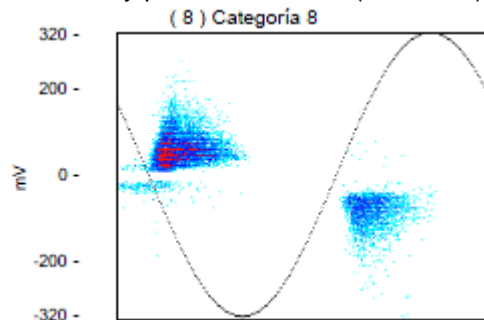
Fuente: Propia

Figura 115 DP en vacío ubicada en el tercero y primer cuadrante (7 White 2)



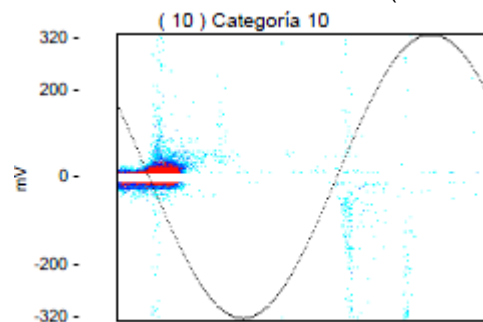
Fuente: Propia

Figura 116 DP de delaminación ubicada en el tercero y primer cuadrante (8 White 2)



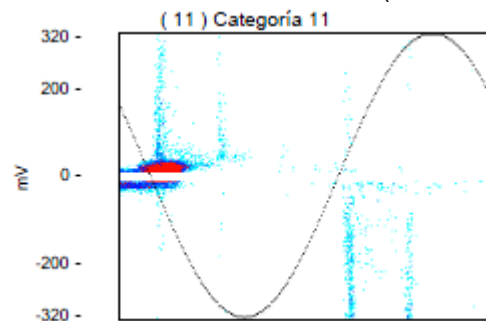
Fuente: Propia

Figura 117 DP es de tipo groundwater (pared) ubicada en el tercer cuadrante (10 White 1)



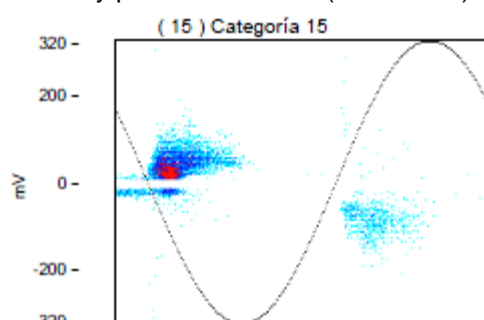
Fuente: Propia

Figura 118 DP es de tipo groundwater (pared) ubicada en el tercer cuadrante (11 White 1)



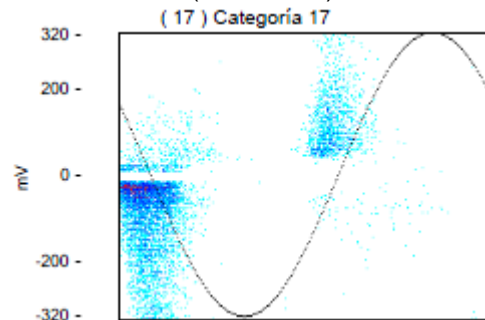
Fuente: Propia

Figura 119 DP en vacío ubicada en el tercero y primer cuadrante (15 White 1)



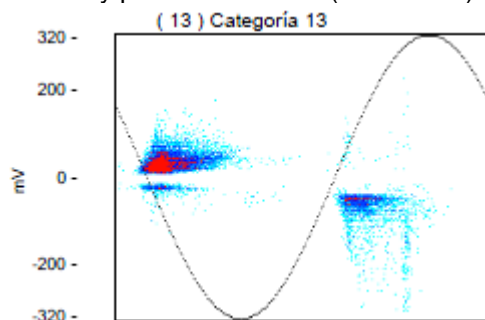
Fuente: Propia

Figura 120 DP en vacío ubicada en todos los cuadrantes (17 White 2)



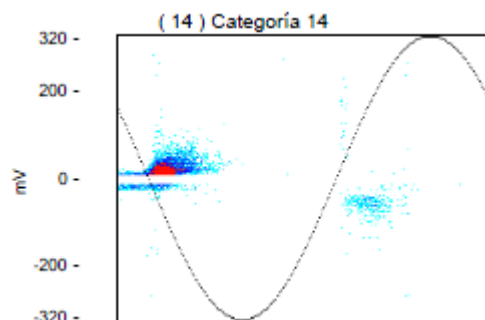
Fuente: Propia

Figura 121 DP en vacío ubicada en el tercero y primer cuadrante (13 White 2)



Fuente: Propia

Figura 122 DP en vacío ubicada en el tercero y primer cuadrante (14 White 2)



Fuente: Propia

### 3.3 Valoración del tiempo de vida de un sistema aislante

El sistema de aislamiento en máquinas rotativas se encuentra sometido a esfuerzos térmicos, eléctricos, mecánicos y ambientales; los cuales producen un cambio en las propiedades del material aislante. Produciéndose de esta manera un envejecimiento o deterioro del sistema de aislamiento.

El grado de envejecimiento del aislamiento depende del tiempo que el generador se encuentra expuesto a esfuerzos. Los esfuerzos que generan mayor deterioro o envejecimiento son el esfuerzo térmico y esfuerzo eléctrico.



La vida residual o vida remanente, se encuentra relacionado en forma directa con las características técnicas del componente evaluado. Relacionado con las condiciones técnicas del componente para seguir con un proceso de funcionamiento, a pesar de su desgaste.

Para llevar a cabo el sistema de evaluación técnica del generador, se consideran los siguientes criterios para cada elemento constructivo del generador: diseño, fabricación, mantenimiento, operación, inspección visual y resultados de pruebas. Se utiliza un sistema de puntajes y ponderación para evaluar cada aspecto de la máquina y determinar su condición. (ENDESA, 2008)

Las componentes a ser evaluadas del generador son: Bobinado estatorico, Núcleo del estator, Rotor, Componentes mecánicos y Factores externos. Y son planteados mediante las tablas a manera de evaluación mediante puntajes representadas en el anexo N° 8. A continuación se muestran los resultados de las componentes evaluadas:

- Bobinado estatorico: 75
- Núcleo del estator: 46
- Rotor: 32
- Componentes mecánicas: 11
- Factores externos: 12
- Puntaje total de componentes: 176

Los resultados mostrados permiten evaluar las condiciones de los componentes del generador y establecer su grado de envejecimiento. Para estimar la vida residual del generador se debe encontrar el factor de corrección de vida útil (FCVU), el cual se determina mediante la siguiente ecuación (ENDESA, 2008):

$$FCVU = 1 - \frac{\text{Puntaje del componente}}{\text{Puntaje total del generador}} \quad (23)$$

Para realizar el cálculo del factor de corrección de vida útil son considerados los componentes que se encuentran en relación directa con el aislamiento. Siendo de estas maneras analizados el bobinado estatorico, núcleo del estator y rotor.

- Bobinado estatorico

$$FCVU = 1 - \frac{75}{176} = 0.5738$$

- Núcleo del estator

$$FCVU = 1 - \frac{46}{176} = 0.7386$$



- Rotor

$$FCVU = 1 - \frac{32}{176} = 0.8181$$

Los resultados del factor de corrección de vida útil (FCVU) deben ser multiplicados por los años de operación de la maquina; lo cual representa en años la vida residual estimada de los componentes analizados. Por lo tanto la vida residual de los componentes es (ENDESA, 2008):

$$\text{Vida residual del componente} = FCVU \times \text{años de funcionamiento de la máquina} \quad (24)$$

Calculo de vida residual estimada de los componentes:

- Bobinado estatorico

$$\text{Vida residual del componente} = 0.5738 \times 33\text{años} \cong 18.9354 \text{ años}$$

- Núcleo del estator

$$\text{Vida residual del componente} = 0.7386 \times 33\text{años} \cong 24.3738 \text{ años}$$

- Rotor

$$\text{Vida residual del componente} = 0.8181 \times 33\text{años} \cong 26.9973 \text{ años}$$

### 3.4 Vida teórica del generador

La vida teórica del generador está en función de vidas residuales de cada componente o grupo de componentes del equipamiento que constituyen al generador. Por esta razón, la vida teórica del generador solo puede ser garantizada bajo condiciones normales de operación y con un mantenimiento adecuado.

La vida teórica, está directamente asociada con las características técnicas de componentes del generador. Guarda directa relación con la posibilidad técnica de los componentes de seguir funcionando, a pesar del proceso de desgaste.

Basada en condiciones del bobinado del estator y rotor, limpieza, seguridad de operación, condiciones generales y de mantenimientos se establece un tiempo de vida técnica para el generador de 50 años. (ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRICITÀ MECCANICHE PER IMPIANTI, 1990)

## CAPÍTULO 4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente capítulo se exponen los resultados del análisis y la estimación de la vida residual del aislamiento del generador de la unidad N°5 en la Central Paute Molino, con base en los modelos estadísticos, evaluación de componentes y proyección de datos futuros para las pruebas. El análisis se llevó a cabo mediante una base de datos de registro de valores de pruebas y evaluación de parámetros para posteriormente ser mostrados en tablas y figuras.

### 4.1 Interpretación de resultados obtenidos de las pruebas mediante análisis descriptivo

Para llevar a cabo el análisis descriptivo de los datos de las pruebas realizadas al generador se calculó las siguientes variables estadísticas: media, mediana, desviación estándar, valor máximo y valor mínimo.

La media ( $\bar{x}$ ) es el valor promedio obtenido de la suma de todos los datos ( $x_1 \dots x_n$ ) dividida para el número total de datos ( $n$ ).

$$\bar{x} = \frac{x_1 + \dots + x_n}{n} \quad (25)$$

La mediana establece el valor central de los datos. Previo a la obtención de la mediana se debe ordenar los datos de menor a mayor.

La desviación estándar es una medida que indica la variabilidad de los datos, midiendo la diferencia entre cada valor del conjunto de datos y la media del conjunto de datos. Corresponde a la raíz cuadrada de la varianza muestral calculada como la suma de los cuadrados de los desvíos con respecto a la media muestral, dividida para el número de datos ( $n$ ). (Cocco, 2015)

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}} \quad (26)$$

El valor máximo corresponde al valor extremo de mayor magnitud del conjunto de datos y el valor mínimo como el extremo menor.

#### 4.1.1 Resistencia de aislamiento

Las tablas indican el análisis descriptivo de los valores de prueba resistencia de aislamiento del estator y rotor. Las variables analizadas son resistencia de aislamiento a 1 min y a 10 min de prueba, índice de polarización, resistencia de aislamiento a 60 s y 30 s y la relación de absorción dieléctrica. Calculando los siguientes parámetros estadísticos: media, mediana, desviación estándar, valor máximo y valor mínimo.



Tabla 11 Análisis descriptivo de prueba resistencia de aislamiento de entre fase y tierra del estator

	FASE A			FASE B			FASE C		
	Resistencia de Aislamiento 1 MIN	Resistencia de Aislamiento 10 MIN	Índice de Polarización (IP)	Resistencia de Aislamiento 1 MIN	Resistencia de Aislamiento 10 MIN	Índice de Polarización (IP)	Resistencia de Aislamiento 1 MIN	Resistencia de Aislamiento 10 MIN	Índice de Polarización (IP)
<b>MEDIA</b>	1212,50	6710,50	5,60	1091,75	6280,30	5,79	1121,60	6255,50	5,68
<b>MEDIANA</b>	1170,00	6490,00	5,55	1105,00	6113,00	5,56	1165,00	6195,00	5,48
<b>DESVIACIÓN ESTANDAR</b>	289,30	1521,07	0,87	143,30	1009,64	0,85	181,63	840,20	1,04
<b>VALOR MÁXIMO</b>	2150,00	10500,00	7,73	1300,00	8500,00	8,00	1480,00	8500,00	9,28
<b>VALOR MÍNIMO</b>	700,00	3950,00	3,53	700,00	4100,00	4,68	690,00	4100,00	4,11

Fuente: Propia

Tabla 12 Análisis descriptivo de prueba resistencia de aislamiento de entre fase y fase del estator

	ENTRE FASE A Y B			ENTRE FASE B Y C			ENTRE FASE C Y A		
	Resistencia de Aislamiento 1 MIN	Resistencia de Aislamiento 10 MIN	Índice de Polarización (IP)	Resistencia de Aislamiento 1 MIN	Resistencia de Aislamiento 10 MIN	Índice de Polarización (IP)	Resistencia de Aislamiento 1 MIN	Resistencia de Aislamiento 10 MIN	Índice de Polarización (IP)
<b>MEDIA</b>	2321,50	13800,00	6,26	2397,50	14565,00	6,28	2538,50	15145,00	6,07
<b>MEDIANA</b>	2350,00	13500,00	5,68	2460,00	14200,00	5,89	2510,00	15850,00	5,88
<b>DESVIACIÓN ESTANDAR</b>	769,47	3794,18	1,94	722,22	4448,21	1,74	706,03	3913,20	1,20
<b>VALOR MÁXIMO</b>	4200,00	21300,00	11,67	3640,00	25600,00	11,91	4240,00	23400,00	8,24
<b>VALOR MÍNIMO</b>	1000,00	4500,00	3,79	800,00	4000,00	4,45	800,00	3500,00	4,01

Fuente: Propia



Tabla 13 Análisis descriptivo de prueba resistencia de aislamiento del rotor

	Resistencia de Aislamiento (RA) 30 s(M $\Omega$ )	Resistencia de Aislamiento (RA) 60 s(M $\Omega$ )	Relación de Absorción Dieléctrica (RAD) RAD = RA 60 / RA 30
<b>MEDIA</b>	81,9983	89,0083	1,1865
<b>MEDIANA</b>	82,2500	86,5000	1,0508
<b>DESVIACIÓN ESTANDAR</b>	59,7179	62,2450	0,3629
<b>VALOR MÁXIMO</b>	180	188	2,2293
<b>VALOR MÍNIMO</b>	6,2800	14	0,9075

Fuente: Propia

Según norma IEEE Std 43 (R2006) se establece la clase térmica del sistema de aislamiento (B – F) para el caso del generador bajo estudio, en un valor límite de índice de polarización establecido en 2, descrito en el capítulo 2 en el punto 2.5.1.

Se puede observar en la tabla 10 y 11 los valores del ítem IP (índice de polarización) no se encuentran por debajo del valor límite, encontrándose por encima de este valor. Los valores de resistencia de aislamiento se encuentran dentro de un rango aceptable.

Los valores de obtenidos en el ítem RAD (Relación de Absorción Dieléctrica) e IP (Índice de Polarización) mostrados en las tablas anteriores son analizados según criterios expuestos en el capítulo 2 tabla 4 del punto 2.5.1.

En las tablas 12 y 13 se observa lo siguiente:

- Los valores del ítem media, mediana y valor máximo del IP se encuentran dentro de valores aceptables mayores a 4, lo cual implica un aislamiento en condiciones excelentes.
- Los valores del ítem desviación estándar se encuentra entre 0,85 y 1,94, lo cual implica cuando se puede alejar los valores respecto a la media.
- Los valores del ítem valor mínimo se encuentra entre valores de 3 a 4, lo cual implica un aislamiento en buenas condiciones.

En la tabla 14 se observa lo siguiente:

- El valor de media RAD es de 1,1865, dando una condición del aislamiento dudoso.



- El valor de mediana RAD es de 1,0508, dando una condición del aislamiento pobre.
- El valor de desviación estándar se encuentra en 0,3629 y representa el alejamiento de los valores respecto a la media.
- El valor máximo es de 2,2293, dando una condición del aislamiento excelente.
- El valor mínimo es de 0,9075, dando una condición del aislamiento peligrosa.

#### 4.1.2 Resistencia Óhmica

La tabla contiene información del análisis descriptivo de los valores de la prueba resistencia óhmica del rotor y de las fases del estator. Calculando los siguientes parámetros estadísticos: media, mediana, desviación estándar, valor máximo y valor mínimo.

Tabla 14 Análisis descriptivo de prueba resistencia óhmica

	ROTOR	ESTATOR ( $\mu\Omega$ )		
	(miliohmios $m\Omega$ )	FASE A	FASE B	FASE C
<b>MEDIA</b>	153,59	2457,93	2494,64	2471,45
<b>MEDIANA</b>	152,97	2448,00	2459,96	2448,00
<b>DESVIACIÓN ESTANDAR</b>	2,15	61,98	133,03	91,48
<b>VALOR MÁXIMO</b>	158,07	2555,85	2886,12	2636,52
<b>VALOR MÍNIMO</b>	150,86	2320,00	2320,00	2270,00

Fuente: Propia

Los valores analizados en esta prueba del rotor y del estator, no han presentado una variabilidad significativa presentando valores de media, mediana, valor máximo y mínimo dentro de un rango de variación entre 150,86 a 158,07. Lo que implica que se mantienen los valores a través del tiempo y no permiten establecer una condición de deterioro o de envejecimiento del aislamiento.

#### 4.1.3 Caída de tensión

La siguiente tabla se observa el análisis descriptivo de los valores de la prueba caída de tensión en los polos del rotor. Calculando los siguientes parámetros estadísticos: media, mediana, desviación estándar, valor máximo y valor mínimo.



Tabla 15 Análisis descriptivo de prueba caída de tensión en los 20 polos

	Polo 1	Polo 2	Polo 3	Polo 4	Polo 5	Polo 6	Polo 7	Polo 8	Polo 9	Polo 10	Polo 11	Polo 12	Polo 13	Polo 14	Polo 15	Polo 16	Polo 17	Polo 18	Polo 19	Polo 20
<b>MEDIA</b>	2,77	2,75	2,76	2,78	2,81	2,75	2,81	2,85	2,76	2,79	2,84	2,83	2,77	2,76	2,79	2,82	2,82	2,82	2,79	2,77
<b>MEDIANA</b>	2,76	2,75	2,77	2,79	2,81	2,76	2,81	2,85	2,77	2,79	2,83	2,84	2,76	2,77	2,80	2,82	2,82	2,83	2,80	2,75
<b>DESVIACIÓN ESTANDAR</b>	0,05	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,01	0,02	0,03	0,04	0,03	0,04	0,04	0,02	0,03	0,01	0,01	0,04	0,03	0,05
<b>VALOR MÁXIMO</b>	<b>2,90</b>	2,79	2,79	2,81	2,84	2,78	2,82	<b>2,89</b>	2,81	2,82	2,88	2,88	2,87	2,78	2,83	2,84	2,85	2,84	2,84	<b>2,90</b>
<b>VALOR MÍNIMO</b>	<b>2,70</b>	<b>2,70</b>	<b>2,70</b>	<b>2,70</b>	2,74	<b>2,70</b>	2,79	2,80	<b>2,70</b>	<b>2,70</b>	2,80	<b>2,70</b>	<b>2,70</b>	<b>2,70</b>	<b>2,70</b>	2,80	2,80	<b>2,70</b>	<b>2,70</b>	2,74

Fuente: Propia

Los valores límites máximos y mínimos de esta prueba son 2,88V y 2,72V respectivamente. Es decir no se puede presentar un porcentaje de variación entre  $\pm 2,5\%$  del valor nominal de 2,8V.

En la tabla 15 se observa los siguientes resultados:

- Las mediciones de caída de tensión, respecto al análisis estadístico en lo que respecta al ítem MEDIA y MEDIANA se encuentran dentro del umbral correspondiente y no presenta ninguna novedad respecto a la condición del aislamiento.
- La desviación estándar presenta una variación respecto al valor medio de caída de tensión en los polos entre 0,01 y 0,05.
- Referente al valor máximo se puede deducir que el polo 1, 8 y 20 presentan una variación de tensión superior al límite establecido, con valores de 2,90, 2,89 y 2,90 respectivamente; lo cual puede significar un deterioro en el aislamiento.
- El valor mínimo en los polos 1, 2, 3, 4, 6, 9, 10, 12, 13, 14, 15, 18 y 19 tiene una tensión de prueba medida en 2,70; encontrándose por debajo del valor límite establecido, lo que podría implicar deterioro del aislamiento.

**4.1.4 Factor de potencia**

Los datos plasmados en la tabla muestran el análisis descriptivo de los valores de la prueba factor de potencia. Calculando los siguientes parámetros estadísticos: media, mediana, desviación estándar, valor máximo y valor mínimo.

Tabla 16 Análisis descriptivo de prueba factor de potencia

	FASE A		FASE B		FASE C	
	TIP-UP	INCREMENTO DE CAPACITANCIA	TIP-UP	INCREMENTO DE CAPACITANCIA	TIP-UP	INCREMENTO DE CAPACITANCIA
<b>MEDIA</b>	0,1073	0,0117	0,1100	0,1404	0,1836	0,0464
<b>MEDIANA</b>	0,1000	0,1563	0,0900	0,1669	0,0900	0,1185
<b>DESVIACIÓN ESTANDAR</b>	0,0659	0,3137	0,0751	0,3865	0,2719	0,1720
<b>VALOR MÁXIMO</b>	0,2200	0,2062	0,2200	0,8137	0,9800	0,2036
<b>VALOR MÍNIMO</b>	0,0300	-0,7813	0,0300	-0,6250	0,0300	-0,3120

Fuente: Propia

El valor de TIP-UP se establece en un límite 2, es decir no se puede presentar una variación entre la medición a 2KV y 8KV durante la prueba.

En la variación o incremento de capacitancia, si se produce un decremento de 1% se considera como delaminación y se produce un aumento del 5% existe contaminación.

En base al análisis estadístico de la tabla 16 se identificó lo siguiente:

- Los valores de media, mediana, valor máximo y valor mínimo del ítem TIP-UP para la fase A, B y C se encuentran dentro del umbral establecido; demostrando de esta manera la no presencia de cavidades dentro del aislamiento.
- Los valores de media, mediana, valor máximo y valor mínimo del ítem INCREMENTO DE CAPACITANCIA para las tres fases se encuentran dentro de los valores límites establecidos; lo cual permite deducir que no existe presencia de contaminación y delaminación.
- El ítem desviación estándar establece que las mediciones se encuentran dentro de un rango de variación del 1%, demostrando un nivel de medición similar entre las fases.

Además de analizar los valores de TIP-UP y variación de capacitancia, dentro de esta prueba también se analiza los valores obtenidos de factor de potencia al llevarse a cabo la prueba a nivel de tensión de 2KV y 8KV, como se plantea en el siguiente cuadro.



Tabla 17 Análisis descriptivo de valores de factor de potencia

	FASE A		FASE B		FASE C	
	Factor de Potencia (2 KV)	Factor de Potencia (8KV)	Factor de Potencia (2 KV)	Factor de Potencia (8KV)	Factor de Potencia (2 KV)	Factor de Potencia (8KV)
<b>MEDIA</b>	0,9673	1,0700	0,9736	1,0845	0,9009	1,0791
<b>MEDIANA</b>	0,9400	1,0100	0,9500	1,0200	0,9500	1,0200
<b>DESVIACIÓN ESTANDAR</b>	0,0603	0,1199	0,0543	0,1229	0,2418	0,1190
<b>VALOR MÁXIMO</b>	1,0800	1,2300	1,0800	1,3000	1,0900	1,2800
<b>VALOR MÍNIMO</b>	0,9100	0,9400	0,9200	0,9500	0,1900	0,9600

Fuente: Propia

Según norma IEEE 286 (2000) los valores límites de factor de potencia medidos con un nivel de tensión de 2KV y 8KV, son 1 y 1,3 respectivamente.

En base al análisis estadístico de la tabla 17 podemos deducir lo siguiente:

- Los valores de media, mediana, valor máximo y valor mínimo para las fases A, B y C durante la prueba a un nivel de tensión de 2KV se encuentra cercano al valor establecido.
- Los valores de media, mediana, valor máximo y valor mínimo para las fases A, B y C durante la prueba a un nivel de tensión de 8KV se encuentra cercano al valor establecido.

#### 4.2 Análisis de Descargas parciales

El análisis de descargas parciales se analiza de manera paralela al método descriptivo del resto de pruebas. Debido a condiciones propias de esta prueba y a su nivel de importancia respecto al proceso de envejecimiento del aislamiento.

La interpretación de resultados de las mediciones de descargas parciales (DP) permite identificar el origen de la descarga, mediante la interpretación de las gráficas mostradas en el capítulo 3 punto 3.2.1.6.

No es tarea sencilla realizar el análisis de DP para identificar su origen y así establecer condiciones sobre el aislamiento. En el anexo 9 se analizó las descargas parciales por categorías.



A continuación se presenta un cuadro resumen de los resultados de análisis de DP donde se detallara el tipo, número de veces producido, descripción y observaciones del resultado de las mediciones.

Tabla 18 Cuadro resumen de DP

RESUMEN DE RESULTADOS DE DESCARGAS PARCIALES			
TIPO	N°	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIONES
DP de Delaminación	14	Delaminación entre el revestimiento y el aislamiento	Con fisuras, y descargas en vacío. Delaminación entre capas de aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
DP en vacío	24	vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío. Erosión en la superficie del aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
DP de tipo groundwall (pared)	7	vacío entre aislamiento y abertura de la ranura	Deterioro térmico entre aislamiento y Cobre, por efecto de carga. Mientras que los pulsos se producen principalmente en el ciclo positivo, como pulsos negativos.

Fuente: Propia

En base al análisis de las gráficas de DP en la tabla 18 se identificó lo siguiente:

- Las DP por delaminación se repiten en 14 categorías lo que representa este procedimiento de delaminación entre el revestimiento y el aislamiento.
- Las DP en vacío se produce en 24 categorías las cuales representan un vacío en el aislamiento principal.
- Las DP de tipo groundwall (pared) se produce en 7 categorías las cuales representan un vacío entre el aislamiento y la abertura de la ranura del estator.

Ninguno de los resultados mostrados aquí en este análisis no es motivo de preocupación, puesto que se encuentran dentro de valores de actividades de DP dentro del rango de los mV medio-bajo.

#### 4.3 Valoración de vida residual del generador por componentes

La estimación de vida residual del generador es afectada por el envejecimiento de los componentes constructivos. Los problemas presentados en la aislación se deben principalmente al número de arranques de la máquina, variaciones de carga, factores ambientales, descargas parciales y variaciones de temperatura.

La evaluación del estado del bobinado estatorico, núcleo del estor, rotor, componentes mecánicos y factores externos en la unidad N° 5 en la Central Paute-Molino permiten determinar la vida residual del generador y el estado de sus componentes.

A continuación se muestran los resultados obtenidos de la evaluación técnica y los límites de comparación de estado dados en tabla 10 punto 2.9.1.4 en el capítulo 2.



Tabla 19 Valoración de la evaluación de los componentes del generador

COMPONENTE	BOBINADO ESTORICO	NÚCLEO DEL ESTATOR	ROTOR	COMPONENTES MECÁNICOS	FACTORES EXTERNOS	GENERADOR
Valoración	75	46	32	11	12	176

Fuente: Propia

La valoración de los componentes evaluados permite establecer una condición de estado bueno para las partes que constituyen al generador. La condición de estado bueno permite deducir que la unidad requiere de constante supervisión y mantenimiento, se pueden considerar procesos de modernización y repotenciación en caso de ser necesarios.

La estimación de vida residual utilizando el factor de corrección de vida útil de los componentes que contribuyen con el envejecimiento del aislamiento, se obtuvo los siguientes resultados:

- Vida residual estimada del bobinado estatorico: 18.9354 años
- Vida residual estimada del núcleo del estator: 24.3738 años
- Vida residual estimada del rotor: 26.9973 años

#### 4.4 Proyección de parámetros que afectan la vida residual del generador

La proyección de parámetros se realizó a partir de datos del histórico de pruebas en el generador, la proyección permite obtener valores sobre el comportamiento futuro de los parámetros de pruebas, con la finalidad de evaluar e identificar valores que representen peligro respecto a condiciones normales de funcionamiento del generador.

Las proyecciones de los datos de las pruebas en el generador N°5 en la Central Paute-Molino se elaboraron en base a las mediciones de años anteriores. Los datos proyectados consideran la media de error muestral (denominado con la letra "z") y fueron obtenidos por medio de la ecuación de tendencia lineal de forma  $y=ax+b$ .

Los valores proyectados de pruebas se llevaron a cabo para un periodo de tiempo de 15 años (2016 - 2030), las pruebas proyectadas son: resistencia de aislamiento, caída de tensión y factor de potencia.

##### 4.4.1 Proyección de medidas de resistencia de aislamiento

Las proyecciones de resistencia de aislamiento para las fases A, B y C se indican en la tabla 20, los valores aquí presentados se obtuvieron a partir de una ecuación tipo lineal a la cual se le suma y resta el error muestral positivo (+z) y negativo (-z), representadas en color celeste y azul respectivamente.



Tabla 20 Proyecciones de resistencia de aislamiento FASE A, B y C

Año de prueba	FASE A			FASE B			FASE C			ECUACIÓN
	Resistencia de Aislamiento 1 min	Resistencia de Aislamiento 10 min	Índice de Polarización (IP)	Resistencia de Aislamiento 1min	Resistencia de Aislamiento 10 min	Índice de Polarización (IP)	Resistencia de Aislamiento 1 min	Resistencia de Aislamiento 10 min	Índice de Polarización (IP)	
2016	1476,8378	7333,5239	4,97	1185,15723	6354,26226	5,36	1172,63876	6654,9404	5,68	PRROYECCIÓN CON ERROR MUESTRAL POSITIVO +z y=(ax+b)+z
2017	1497,6518	7382,5809	4,93	1192,51213	6360,08606	5,33	1176,65756	6686,3924	5,68	
2018	1518,4658	7431,6379	4,89	1199,86703	6365,90986	5,31	1180,67636	6717,8444	5,69	
2019	1539,2798	7480,6949	4,86	1207,22193	6371,73366	5,28	1184,69516	6749,2964	5,70	
2020	1560,0938	7529,7519	4,83	1214,57683	6377,55746	5,25	1188,71396	6780,7484	5,70	
2021	1580,9078	7578,8089	4,79	1221,93173	6383,38126	5,22	1192,73276	6812,2004	5,71	
2022	1601,7218	7627,8659	4,76	1229,28663	6389,20506	5,20	1196,75156	6843,6524	5,72	
2023	1622,5358	7676,9229	4,73	1236,64153	6395,02886	5,17	1200,77036	6875,1044	5,73	
2024	1643,3498	7725,9799	4,70	1243,99643	6400,85266	5,15	1204,78916	6906,5564	5,73	
2025	1664,1638	7775,0369	4,67	1251,35133	6406,67646	5,12	1208,80796	6938,0084	5,74	
2026	1684,9778	7824,0939	4,64	1258,70623	6412,50026	5,09	1212,82676	6969,4604	5,75	
2027	1705,7918	7873,1509	4,62	1266,06113	6418,32406	5,07	1216,84556	7000,9124	5,75	
2028	1726,6058	7922,2079	4,59	1273,41603	6424,14786	5,04	1220,86436	7032,3644	5,76	
2029	1747,4198	7971,2649	4,56	1280,77093	6429,97166	5,02	1224,88316	7063,8164	5,77	
2030	1768,2338	8020,3219	4,54	1288,12583	6435,79546	5,00	1228,90196	7095,2684	5,77	
2016	1477,2102	7334,3001	4,96	1185,79957	6354,29934	5,36	1172,56284	6655,5236	5,68	PRROYECCIÓN CON ERROR MUESTRAL NEGATIVO -z y=(ax+b)-z
2017	1498,0242	7383,3571	4,93	1193,15447	6360,12314	5,33	1176,58164	6686,9756	5,68	
2018	1518,8382	7432,4141	4,89	1200,50937	6365,94694	5,30	1180,60044	6718,4276	5,69	
2019	1539,6522	7481,4711	4,86	1207,86427	6371,77074	5,28	1184,61924	6749,8796	5,70	
2020	1560,4662	7530,5281	4,83	1215,21917	6377,59454	5,25	1188,63804	6781,3316	5,71	
2021	1581,2802	7579,5851	4,79	1222,57407	6383,41834	5,22	1192,65684	6812,7836	5,71	
2022	1602,0942	7628,6421	4,76	1229,92897	6389,24214	5,19	1196,67564	6844,2356	5,72	
2023	1622,9082	7677,6991	4,73	1237,28387	6395,06594	5,17	1200,69444	6875,6876	5,73	
2024	1643,7222	7726,7561	4,70	1244,63877	6400,88974	5,14	1204,71324	6907,1396	5,73	
2025	1664,5362	7775,8131	4,67	1251,99367	6406,71354	5,12	1208,73204	6938,5916	5,74	
2026	1685,3502	7824,8701	4,64	1259,34857	6412,53734	5,09	1212,75084	6970,0436	5,75	
2027	1706,1642	7873,9271	4,61	1266,70347	6418,36114	5,07	1216,76964	7001,4956	5,75	
2028	1726,9782	7922,9841	4,59	1274,05837	6424,18494	5,04	1220,78844	7032,9476	5,76	
2029	1747,7922	7972,0411	4,56	1281,41327	6430,00874	5,02	1224,80724	7064,3996	5,77	
2030	1768,6062	8021,0981	4,54	1288,76817	6435,83254	4,99	1228,82604	7095,8516	5,77	

Fuente: Propia

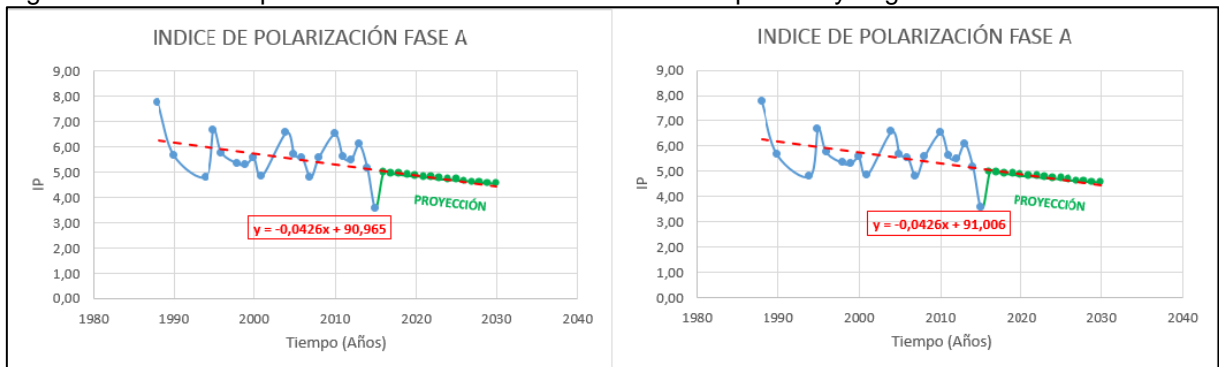
La relación entre las mediciones de resistencia de aislamiento a un minuto y diez minutos de prueba es el índice de polarización (IP) y es el parámetro a ser analizado para establecer el estado y comportamiento futuro de condiciones del aislamiento.

Los resultados mostrados en las figuras siguientes representa el índice de polarización en las fases:

El índice de polarización en las fases A, B y C se proyectaron con error muestral positivo (parte izquierda de la figura) y error muestral negativo (parte derecha de la figura). Dichos valores proyectados no representan una gran variación y se muestran las ecuaciones representativas de tendencia lineal en color rojo.

Al analizar los valores de IP en la fase A cada cinco años se nota un claro decrecimiento en los valores; siendo estos para el año 2020=4.83, 2025=4.67 y 2030=4.54 con error muestral positivo mientras que con el error muestral negativo se dieron valores en el año 2020=4.83, 2025=4.67 y 2030=4.54. Los parámetros obtenidos no representan variación, esto implica que el aislamiento está envejeciendo o llegando al final de su vida útil de manera proporcional al dado por el fabricante.

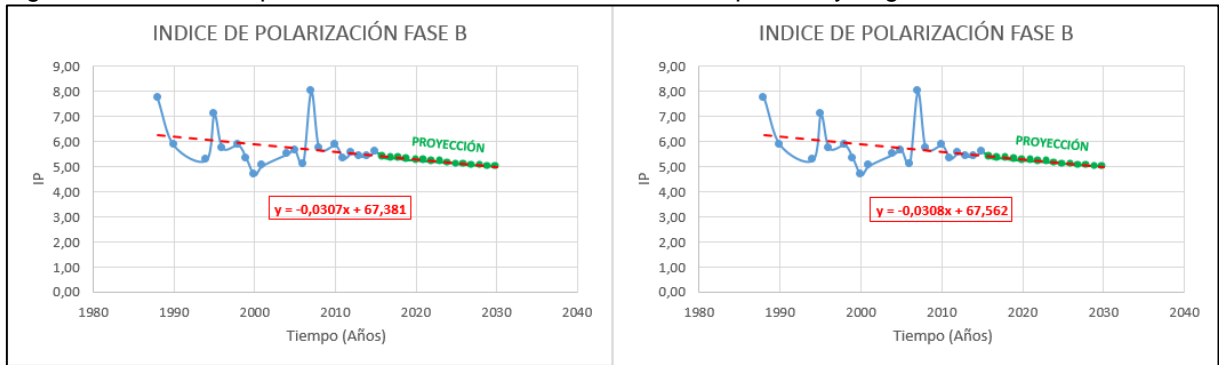
Figura 123 Índice de polarización FASE A con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

Al analizar los valores de IP en la fase B cada cinco años se nota un claro decrecimiento en los valores; siendo estos para el año 2020=5.25, 2025=5.12 y 2030=5.00 con error muestral positivo mientras que con el error muestral negativo se dieron valores en el año 2020=5.25, 2025=5.12 y 2030=4.99. Los parámetros obtenidos representan una variación mínima, esto implica que el aislamiento está envejeciendo o llegando al final de su vida útil de manera proporcional al dado por el fabricante.

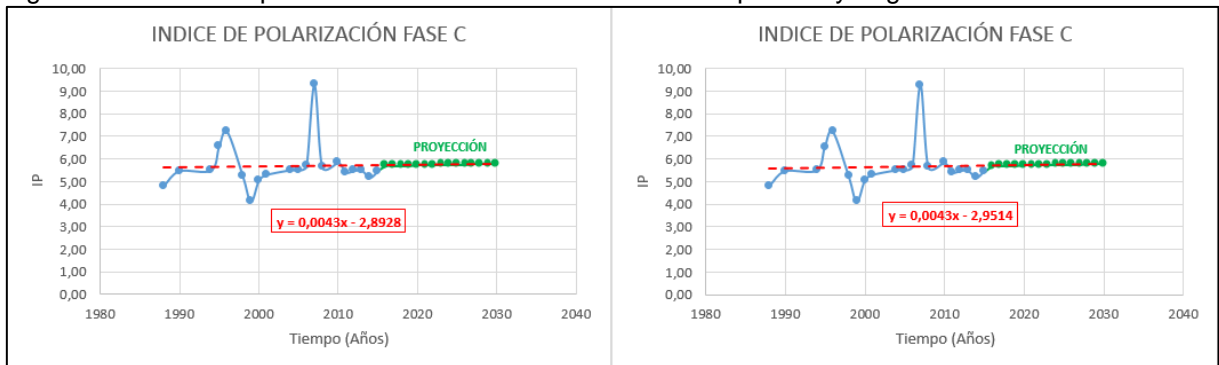
Figura 124 Índice de polarización FASE B con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

Al analizar los valores de IP en la fase C cada cinco años se nota un claro decrecimiento en los valores; siendo estos para el año 2020=5.70, 2025=5.74 y 2030=5.77 con error muestral positivo mientras que con el error muestral negativo se dieron valores en el año 2020=5.71, 2025=5.74 y 2030=5.77. Los parámetros obtenidos representan una variación mínima, esto implica que el aislamiento está envejeciendo o llegando al final de su vida útil de manera proporcional al dado por el fabricante.

Figura 125 Índice de polarización FASE C con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

Las proyecciones de resistencia de aislamiento entre fases A-B, B-C y C-A se indican en la tabla 21, los valores aquí presentados se obtuvieron a partir de una ecuación tipo lineal a la cual se le suma y resta el error muestral positivo(+z) y negativo(-z), representadas en color celeste y azul respectivamente.



Tabla 21 Proyecciones de resistencia de aislamiento entre FASES A-B, B-C y C-A

Año de prueba	FASE A-B			FASE B-C			FASE C-A			ECUACIÓN
	Resistencia de Aislamiento 1min	Resistencia de Aislamiento 10min	Índice de Polarización (IP)	Resistencia de Aislamiento 1min	Resistencia de Aislamiento 10min	Índice de Polarización (IP)	Resistencia de Aislamiento 1min	Resistencia de Aislamiento 10min	Índice de Polarización (IP)	
2016	3001,7755	14266,8012	4,75	2983,6939	16277,341	5,46	3104,1326	16104,231	5,19	PROYECCIÓN CON ERROR MUESTRAL POSITIVO +z $y=(ax+b)+z$
2017	3055,3405	14303,5572	4,68	3029,8509	16412,171	5,42	3148,6706	16179,761	5,14	
2018	3108,9055	14340,3132	4,61	3076,0079	16547,001	5,38	3193,2086	16255,291	5,09	
2019	3162,4705	14377,0692	4,55	3122,1649	16681,831	5,34	3237,7466	16330,821	5,04	
2020	3216,0355	14413,8252	4,48	3168,3219	16816,661	5,31	3282,2846	16406,351	5,00	
2021	3269,6005	14450,5812	4,42	3214,4789	16951,491	5,27	3326,8226	16481,881	4,95	
2022	3323,1655	14487,3372	4,36	3260,6359	17086,321	5,24	3371,3606	16557,411	4,91	
2023	3376,7305	14524,0932	4,30	3306,7929	17221,151	5,21	3415,8986	16632,941	4,87	
2024	3430,2955	14560,8492	4,24	3352,9499	17355,981	5,18	3460,4366	16708,471	4,83	
2025	3483,8605	14597,6052	4,19	3399,1069	17490,811	5,15	3504,9746	16784,001	4,79	
2026	3537,4255	14634,3612	4,14	3445,2639	17625,641	5,12	3549,5126	16859,531	4,75	
2027	3590,9905	14671,1172	4,09	3491,4209	17760,471	5,09	3594,0506	16935,061	4,71	
2028	3644,5555	14707,8732	4,04	3537,5779	17895,301	5,06	3638,5886	17010,591	4,68	
2029	3698,1205	14744,6292	3,99	3583,7349	18030,131	5,03	3683,1266	17086,121	4,64	
2030	3751,6855	14781,3852	3,94	3629,8919	18164,961	5,00	3727,6646	17161,651	4,60	
2016	3002,3045	14265,3908	4,75	3063,3301	16257,219	5,31	3105,0834	16102,729	5,19	PROYECCIÓN CON ERROR MUESTRAL NEGATIVO -z $y=(ax+b)-z$
2017	3055,8695	14302,1468	4,68	3109,4871	16392,049	5,27	3149,6214	16178,259	5,14	
2018	3109,4345	14338,9028	4,61	3155,6441	16526,879	5,24	3194,1594	16253,789	5,09	
2019	3162,9995	14375,6588	4,54	3201,8011	16661,709	5,20	3238,6974	16329,319	5,04	
2020	3216,5645	14412,4148	4,48	3247,9581	16796,539	5,17	3283,2354	16404,849	5,00	
2021	3270,1295	14449,1708	4,42	3294,1151	16931,369	5,14	3327,7734	16480,379	4,95	
2022	3323,6945	14485,9268	4,36	3340,2721	17066,199	5,11	3372,3114	16555,909	4,91	
2023	3377,2595	14522,6828	4,30	3386,4291	17201,029	5,08	3416,8494	16631,439	4,87	
2024	3430,8245	14559,4388	4,24	3432,5861	17335,859	5,05	3461,3874	16706,969	4,83	
2025	3484,3895	14596,1948	4,19	3478,7431	17470,689	5,02	3505,9254	16782,499	4,79	
2026	3537,9545	14632,9508	4,14	3524,9001	17605,519	4,99	3550,4634	16858,029	4,75	
2027	3591,5195	14669,7068	4,08	3571,0571	17740,349	4,97	3595,0014	16933,559	4,71	
2028	3645,0845	14706,4628	4,03	3617,2141	17875,179	4,94	3639,5394	17009,089	4,67	
2029	3698,6495	14743,2188	3,99	3663,3711	18010,009	4,92	3684,0774	17084,619	4,64	
2030	3752,2145	14779,9748	3,94	3709,5281	18144,839	4,89	3728,6154	17160,149	4,60	

Fuente: Propia

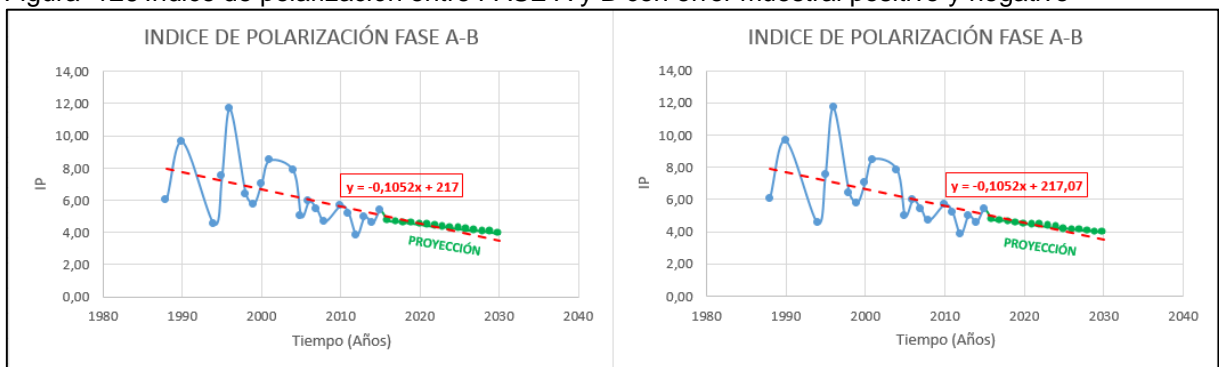


Los resultados mostrados en las figuras siguientes representa el índice de polarización entre fases:

El índice de polarización entre fases A-B, B-C y C-A se proyectaron con error muestral positivo (parte izquierda de la figura) y error muestral negativo (parte derecha de la figura). Dichos valores proyectados no representan una gran variación y se muestran las ecuaciones representativas de tendencia lineal en color rojo.

Al analizar los valores de IP entre fase A y B cada cinco años se nota un claro decrecimiento en los valores; siendo estos para el año 2020=4.48, 2025=4.19 y 2030=3.94 con error muestral positivo mientras que con el error muestral negativo se dieron valores en el año 2020=4.48, 2025=4.19 y 2030=3.94. Los parámetros obtenidos no representan variación, esto implica que el aislamiento está envejeciendo o llegando al final de su vida útil de manera proporcional al dado por el fabricante.

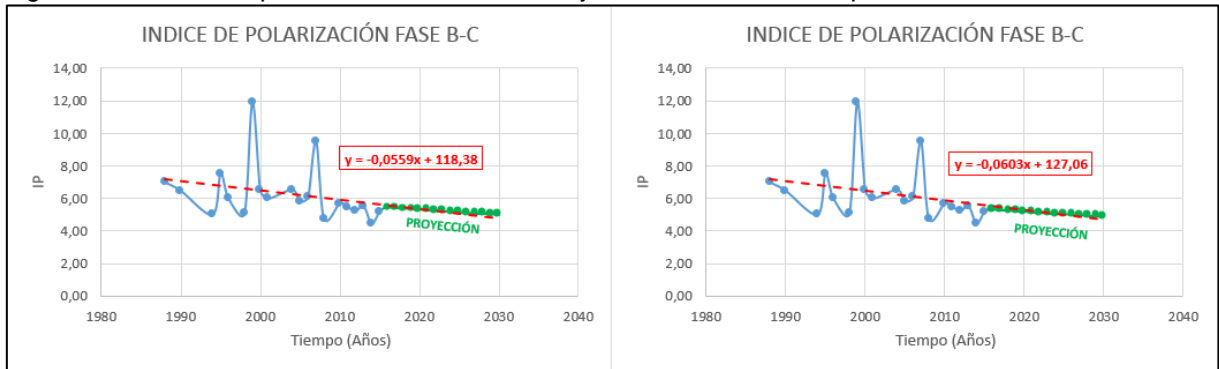
Figura 126 Índice de polarización entre FASE A y B con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

Al analizar los valores de IP entre fase B y C cada cinco años se nota un claro decrecimiento en los valores; siendo estos para el año 2020=5.31, 2025=5.15 y 2030=5.00 con error muestral positivo mientras que con el error muestral negativo se dieron valores en el año 2020=5.17, 2025=5.02 y 2030=4.89. Los parámetros obtenidos representan variación mínima, esto implica que el aislamiento está envejeciendo o llegando al final de su vida útil de manera proporcional al dado por el fabricante.

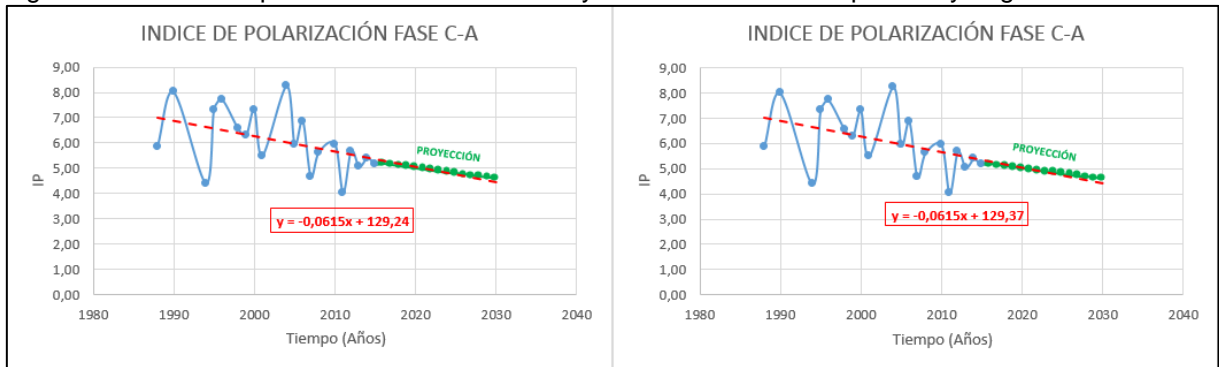
Figura 127 Índice de polarización entre FASE B y C con error muestral positivo



Fuente: Propia

Al analizar los valores de IP entre fase C y A cada cinco años se nota un claro decrecimiento en los valores; siendo estos para el año 2020=5.00, 2025=4.79 y 2030=4.60 con error muestral positivo mientras que con el error muestral negativo se dieron valores en el año 2020=5.00, 2025=4.79 y 2030=4.60. Los parámetros obtenidos no representan variación, esto implica que el aislamiento está envejeciendo o llegando al final de su vida útil de manera proporcional al dado por el fabricante.

Figura 128 Índice de polarización entre FASE C y A con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

Las proyecciones de resistencia de aislamiento del rotor se indican en la tabla 22, los valores aquí presentados se obtuvieron a partir de una ecuación tipo lineal a la cual se le suma y resta el error muestral positivo(+z) y negativo(-z), representadas en color celeste y azul respectivamente.



Tabla 22 Proyecciones de resistencia de aislamiento en el rotor

Año de prueba	Resistencia de Aislamiento 30s	Resistencia de Aislamiento 60s	Relación de Absorción Dieléctrica (RAD)	ECUACIÓN
2016	105	122,6	1,16734749	PROYECCIÓN CON ERROR MUESTRAL POSITIVO +z $y=(ax+b)+z$
2017	108,1	127	1,17562904	
2018	111,1	131,5	1,1834535	
2019	114,2	136	1,19085771	
2020	117,3	140,5	1,19787463	
2021	120,3	144,9	1,20453389	
2022	123,4	149,4	1,21086213	
2023	126,5	153,9	1,21688346	
2024	129,5	158,4	1,22261965	
2025	132,6	162,8	1,22809051	
2026	135,7	167,3	1,23331403	
2027	138,7	171,8	1,2383066	
2028	141,8	176,3	1,24308321	
2029	144,9	180,7	1,24765758	
2030	147,9	185,2	1,25204229	
2016	105,1	122,4	1,16445484	PRROYECCIÓN CON ERROR MUESTRAL NEGATIVO -z $y=(ax+b)-z$
2017	108,2	126,9	1,17280761	
2018	111,3	131,4	1,18069995	
2019	114,3	135,9	1,18816891	
2020	117,4	140,3	1,19524767	
2021	120,5	144,8	1,20196602	
2022	123,5	149,3	1,20835081	
2023	126,6	153,8	1,21442628	
2024	129,7	158,2	1,22021437	
2025	132,7	162,7	1,225735	
2026	135,8	167,2	1,2310063	
2027	138,9	171,7	1,23604478	
2028	141,9	176,1	1,24086553	
2029	145	180,6	1,24548236	
2030	148,1	185,1	1,24990796	

Fuente: Propia

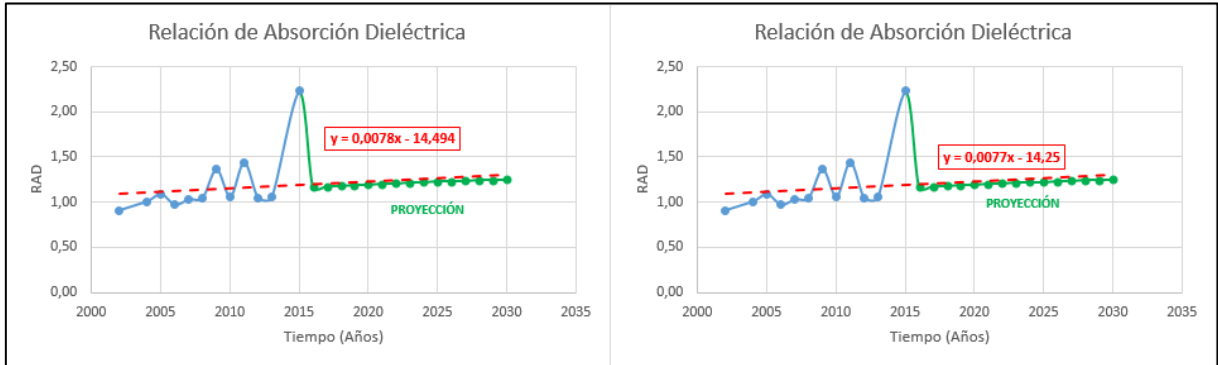
Los resultados mostrados en las figuras siguientes representan la relación de absorción dieléctrica en el rotor del generador:

La relación de absorción dieléctrica (RAD) se proyectaron con error muestral positivo (parte izquierda de la figura) y error muestral negativo (parte derecha de la figura). Dichos valores proyectados no representan una gran variación y se muestran las ecuaciones representativas de tendencia lineal en color rojo.

Al analizar los valores de RAD cada cinco años se nota un claro decrecimiento en los valores; siendo estos para el año 2020=1.19, 2025=1.22 y 2030=1.25 con error muestral positivo mientras que con el error muestral negativo se dieron valores en el año 2020=1.19, 2025=1.22 y 2030=1.24. Los parámetros obtenidos presentan variación mínima, los valores de RAD a partir del año 2025 se encuentran fuera de los valores establecidos lo que representa una condición dudosa del aislamiento.



Figura 129 Relación de absorción dieléctrica con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

#### 4.4.2 Proyección de medidas de caída de tensión en los polos

Las proyecciones de medidas de caída de tensión en los 20 polos del rotor no presentan variación significativa. Se podría establecer un criterio de estabilidad en los valores proyectados.

Las proyecciones considerando el error muestral negativo en su mayoría se encuentran fuera de los valores mínimos y máximos establecidos según la condición de esta prueba. En base a este criterio se analizaron las figuras o proyecciones que consideran el error muestral positivo.

En la tabla 23 se presentan los valores de caída de tensión considerando la media de error muestral positivo y negativo en colores celestes y azules respectivamente. Representadas por medio de ecuaciones de tendencia lineal.



Tabla 23 Proyecciones de caída de tensión

Años de prueba	Polo 1	Polo 2	Polo 3	Polo 4	Polo 5	Polo 6	Polo 7	Polo 8	Polo 9	Polo 10	Polo 11	Polo 12	Polo 13	Polo 14	Polo 15	Polo 16	Polo 17	Polo 18	Polo 19	Polo 20	ECUACIÓN
2016	2,77	2,75	2,77	2,79	2,82	2,75	2,81	2,86	2,78	2,79	2,83	2,85	2,78	2,76	2,79	2,82	2,83	2,82	2,79	2,74	PROYECCIÓN CON ERROR MUESTRAL POSITIVO +z y=(ax+b)+z
2017	2,77	2,75	2,77	2,80	2,82	2,75	2,81	2,86	2,78	2,78	2,83	2,85	2,79	2,76	2,79	2,82	2,83	2,82	2,79	2,74	
2018	2,77	2,75	2,77	2,80	2,82	2,75	2,81	2,86	2,78	2,78	2,83	2,85	2,79	2,75	2,80	2,82	2,83	2,82	2,79	2,74	
2019	2,77	2,75	2,77	2,80	2,82	2,75	2,81	2,86	2,78	2,78	2,83	2,85	2,79	2,75	2,80	2,83	2,83	2,82	2,79	2,74	
2020	2,77	2,75	2,77	2,80	2,82	2,75	2,81	2,86	2,78	2,78	2,83	2,85	2,79	2,75	2,80	2,83	2,84	2,82	2,79	2,73	
2021	2,77	2,75	2,77	2,80	2,82	2,75	2,81	2,86	2,78	2,78	2,83	2,85	2,79	2,75	2,80	2,83	2,84	2,82	2,79	2,73	
2022	2,78	2,75	2,77	2,80	2,82	2,75	2,81	2,87	2,78	2,78	2,83	2,86	2,80	2,75	2,80	2,83	2,84	2,81	2,79	2,73	
2023	2,78	2,75	2,77	2,80	2,82	2,75	2,81	2,87	2,79	2,78	2,83	2,86	2,80	2,75	2,80	2,83	2,84	2,81	2,79	2,72	
2024	2,78	2,75	2,77	2,81	2,83	2,74	2,81	2,87	2,79	2,78	2,83	2,86	2,80	2,75	2,80	2,83	2,84	2,81	2,79	2,72	
2025	2,78	2,75	2,77	2,81	2,83	2,74	2,82	2,87	2,79	2,78	2,83	2,86	2,80	2,75	2,80	2,83	2,84	2,81	2,79	2,72	
2026	2,78	2,75	2,77	2,81	2,83	2,74	2,82	2,87	2,79	2,78	2,83	2,86	2,81	2,75	2,80	2,83	2,84	2,81	2,79	2,71	
2027	2,78	2,75	2,77	2,81	2,83	2,74	2,82	2,87	2,79	2,78	2,83	2,86	2,81	2,75	2,80	2,83	2,84	2,81	2,79	2,71	
2028	2,78	2,75	2,77	2,81	2,83	2,74	2,82	2,87	2,79	2,78	2,83	2,87	2,81	2,75	2,80	2,83	2,84	2,81	2,79	2,71	
2029	2,78	2,75	2,77	2,81	2,83	2,74	2,82	2,87	2,79	2,78	2,83	2,87	2,81	2,75	2,80	2,83	2,85	2,81	2,79	2,70	
2030	2,78	2,75	2,77	2,81	2,83	2,74	2,82	2,87	2,80	2,78	2,83	2,87	2,81	2,75	2,80	2,83	2,85	2,81	2,79	2,70	
2016	2,69	3,24	2,92	2,96	2,69	2,56	2,70	2,70	2,86	2,94	2,88	2,98	2,86	2,95	2,97	2,99	2,66	2,85	2,97	2,64	PRROYECCIÓN CON ERROR MUESTRAL NEGATIVO -z y=(ax+b)-z
2017	2,69	3,24	2,92	2,96	2,70	2,56	2,70	2,70	2,86	2,94	2,88	2,98	2,86	2,95	2,97	2,99	2,66	2,85	2,97	2,63	
2018	2,69	3,24	2,92	2,96	2,70	2,56	2,70	2,71	2,86	2,94	2,88	2,98	2,87	2,95	2,97	2,99	2,66	2,85	2,97	2,63	
2019	2,70	3,24	2,93	2,97	2,70	2,56	2,70	2,71	2,86	2,94	2,88	2,98	2,87	2,95	2,97	2,99	2,66	2,85	2,97	2,63	
2020	2,70	3,24	2,93	2,97	2,70	2,56	2,70	2,71	2,86	2,93	2,88	2,98	2,87	2,94	2,97	2,99	2,66	2,85	2,97	2,62	
2021	2,70	3,24	2,93	2,97	2,70	2,56	2,70	2,71	2,87	2,93	2,88	2,98	2,87	2,94	2,97	2,99	2,66	2,85	2,97	2,62	
2022	2,70	3,24	2,93	2,97	2,70	2,56	2,70	2,71	2,87	2,93	2,88	2,99	2,88	2,94	2,97	2,99	2,66	2,85	2,97	2,62	
2023	2,70	3,24	2,93	2,97	2,70	2,56	2,70	2,71	2,87	2,93	2,88	2,99	2,88	2,94	2,97	3,00	2,67	2,85	2,97	2,61	
2024	2,70	3,24	2,93	2,97	2,70	2,56	2,70	2,71	2,87	2,93	2,88	2,99	2,88	2,94	2,97	3,00	2,67	2,85	2,97	2,61	
2025	2,70	3,24	2,93	2,97	2,70	2,56	2,70	2,71	2,87	2,93	2,88	2,99	2,88	2,94	2,97	3,00	2,67	2,85	2,97	2,61	
2026	2,70	3,24	2,93	2,98	2,71	2,56	2,70	2,71	2,87	2,93	2,88	2,99	2,88	2,94	2,97	3,00	2,67	2,85	2,97	2,61	
2027	2,70	3,24	2,93	2,98	2,71	2,56	2,70	2,72	2,87	2,93	2,88	2,99	2,89	2,94	2,97	3,00	2,67	2,85	2,97	2,60	
2028	2,70	3,24	2,93	2,98	2,71	2,55	2,70	2,72	2,88	2,93	2,88	3,00	2,89	2,94	2,97	3,00	2,67	2,85	2,97	2,60	
2029	2,70	3,24	2,93	2,98	2,71	2,55	2,70	2,72	2,88	2,93	2,88	3,00	2,89	2,94	2,98	3,00	2,67	2,85	2,97	2,60	
2030	2,70	3,24	2,93	2,98	2,71	2,55	2,71	2,72	2,88	2,93	2,88	3,00	2,89	2,94	2,98	3,00	2,67	2,85	2,97	2,59	

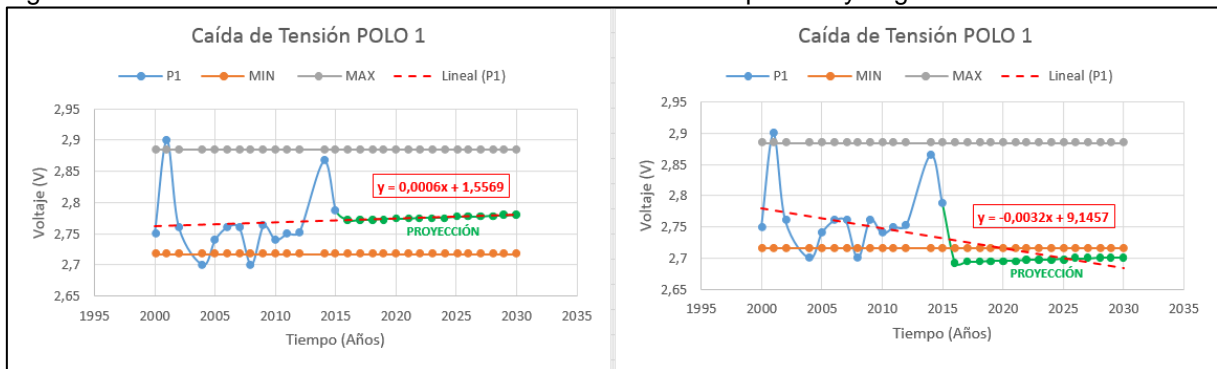
Fuente: Propia

Los resultados mostrados en las figuras siguientes representan la caída de tensión en el rotor del generador con error muestral positivo (parte izquierda de la figura) y error muestral negativo (parte derecha de la figura):

Las condiciones de caída de tensión futura o proyectada para los polos se encuentran dentro del umbral propio de esta prueba, en el caso del error muestral positivo y con valores que sobrepasan en umbral para error muestral negativo. Se deben considerar estos dos posibles escenarios para condiciones de evaluación.

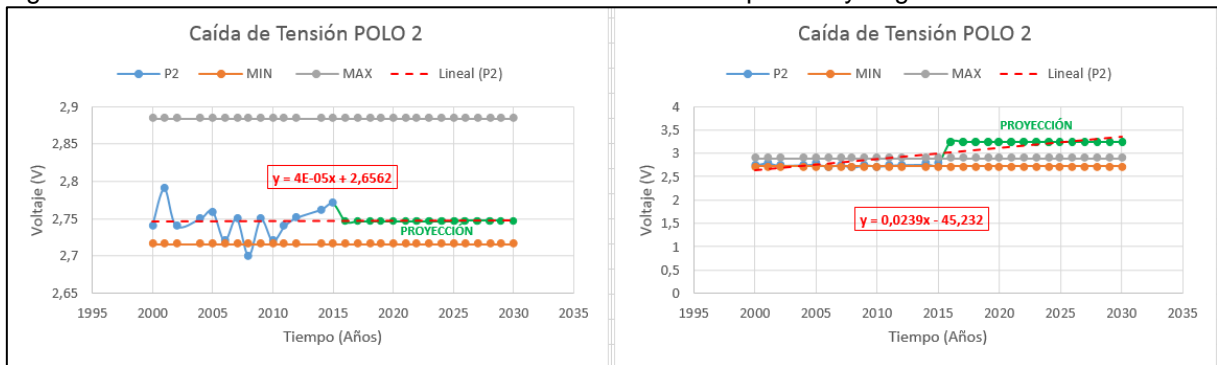
Al analizar la caída de tensión bajo condición de error muestral negativo se podría deducir una mala condición en los 20 polos, mientras que bajo condición de error muestral positivo la caída de tensión en el polo 20 a partir del año 2026 está por debajo del valor límite.

Figura 130 Caída de tensión en el POLO 1 con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

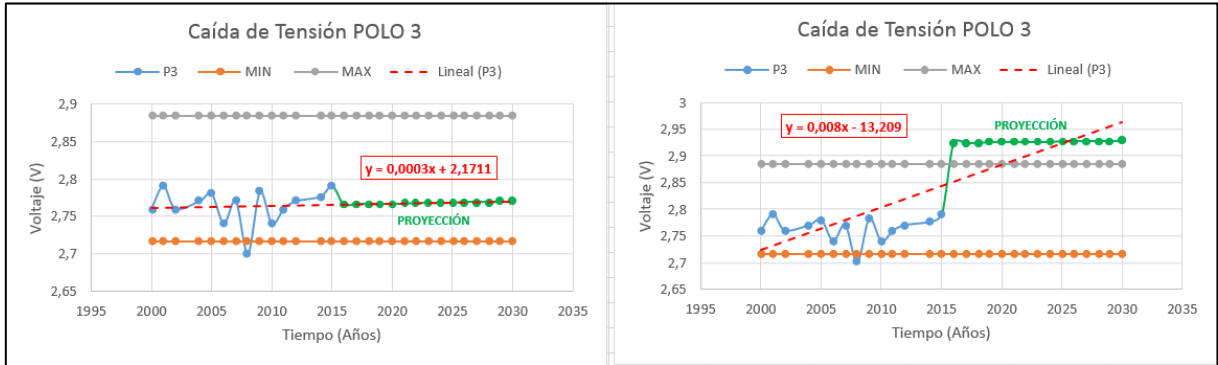
Figura 131 Caída de tensión en el POLO 2 con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

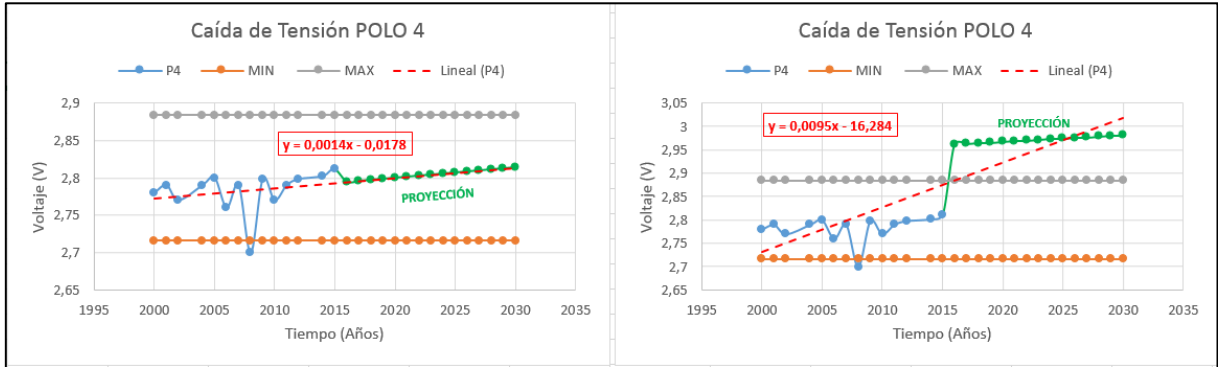


Figura 132 Caída de tensión en el POLO 3 con error muestral positivo y negativo



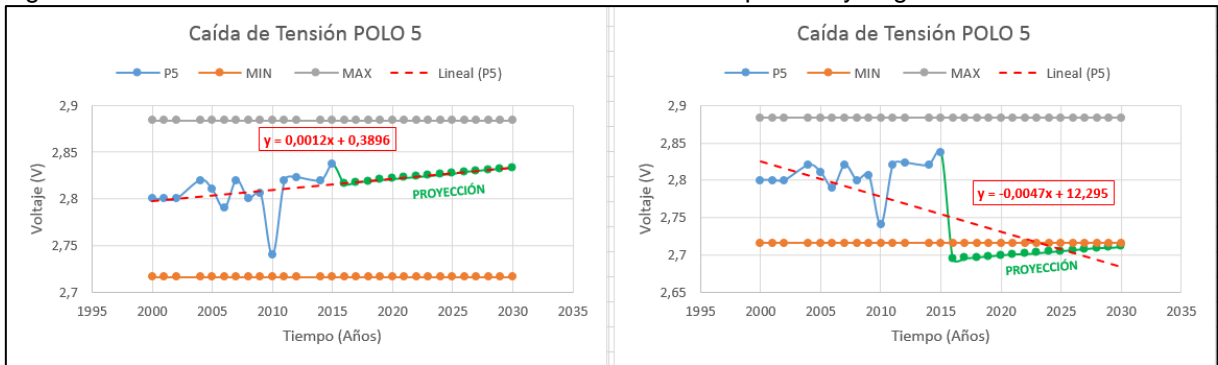
Fuente: Propia

Figura 133 Caída de tensión en el POLO 4 con error muestral positivo y negativo



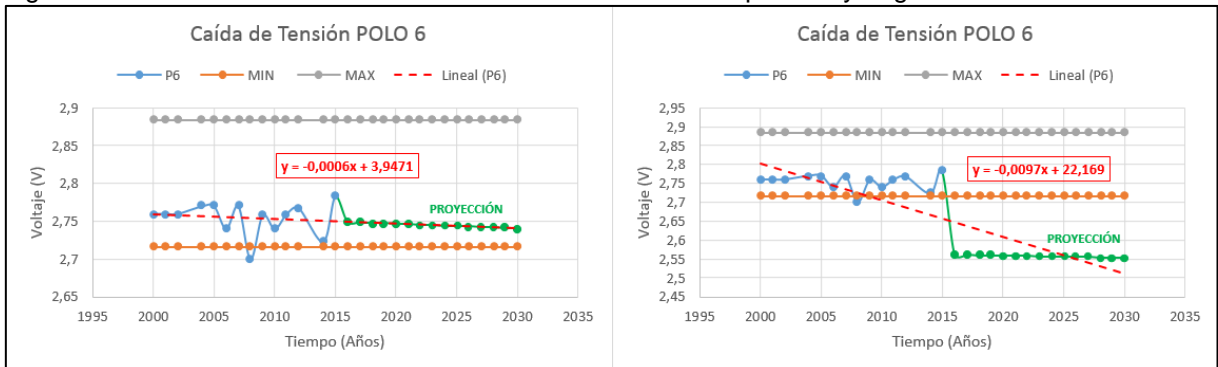
Fuente: Propia

Figura 134 Caída de tensión en el POLO 5 con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

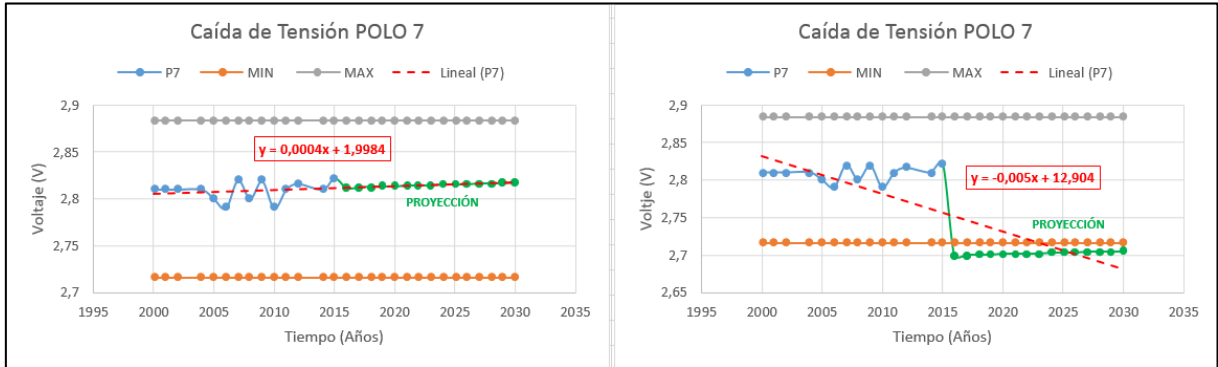
Figura 135 Caída de tensión en el POLO 6 con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

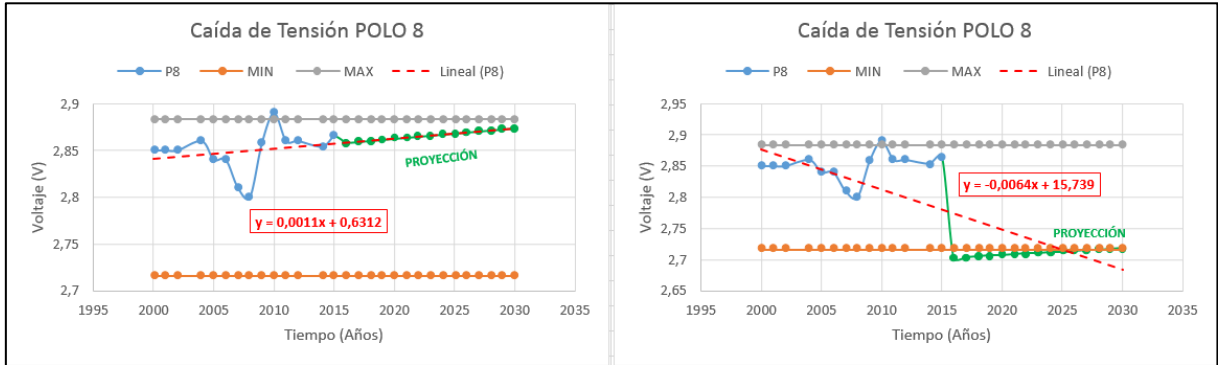


Figura 136 Caída de tensión en el POLO 7 con error muestral positivo y negativo



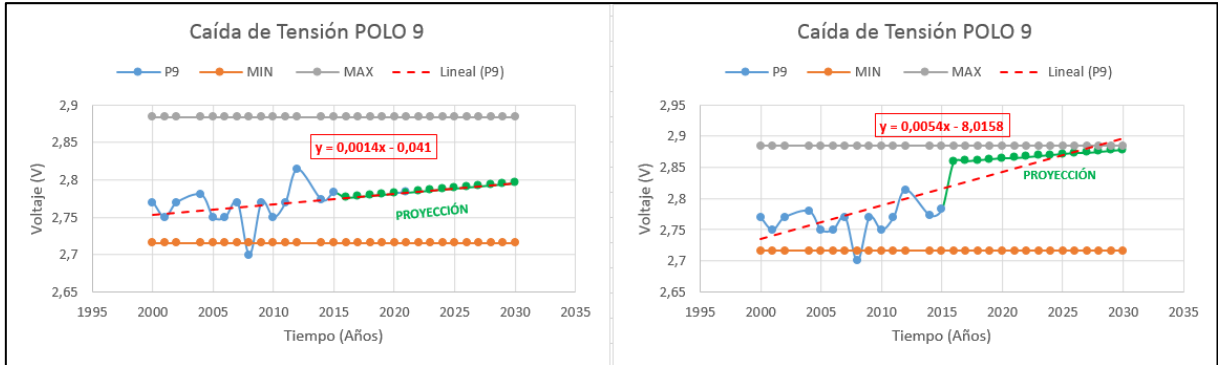
Fuente: Propia

Figura 137 Caída de tensión en el POLO 8 con error muestral positivo y negativo



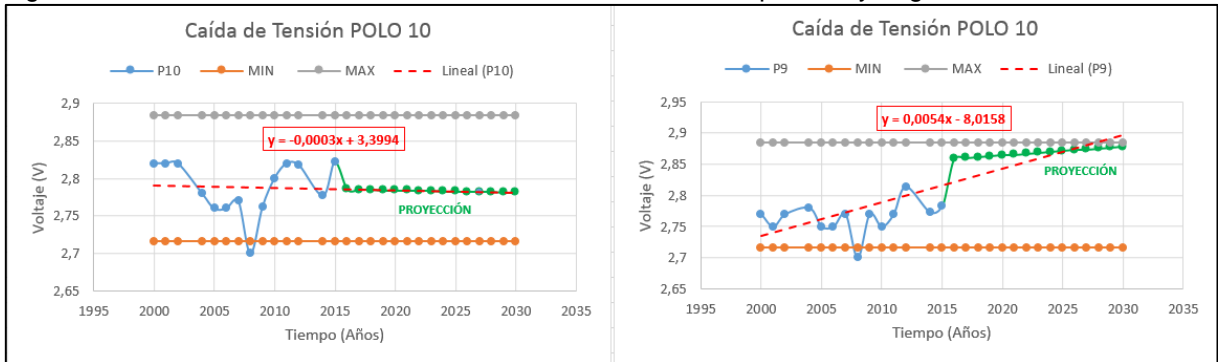
Fuente: Propia

Figura 138 Caída de tensión en el POLO 9 con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

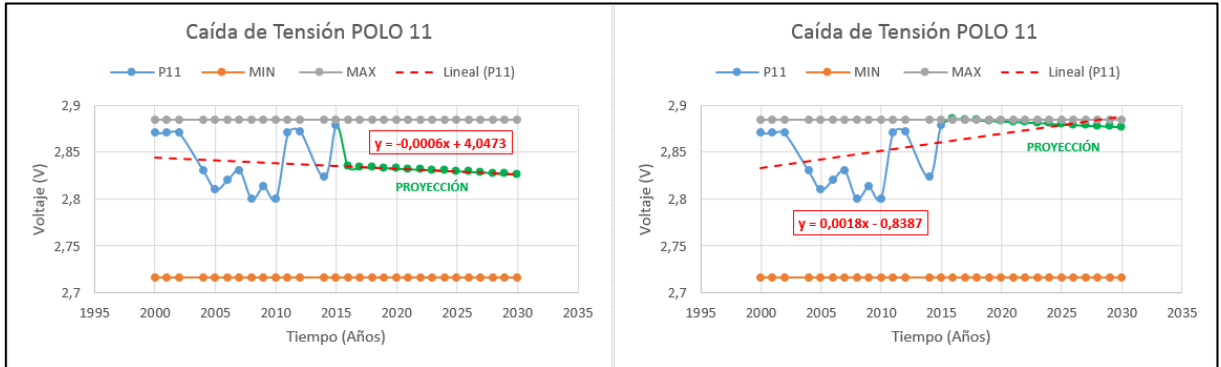
Figura 139 Caída de tensión en el POLO 10 con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

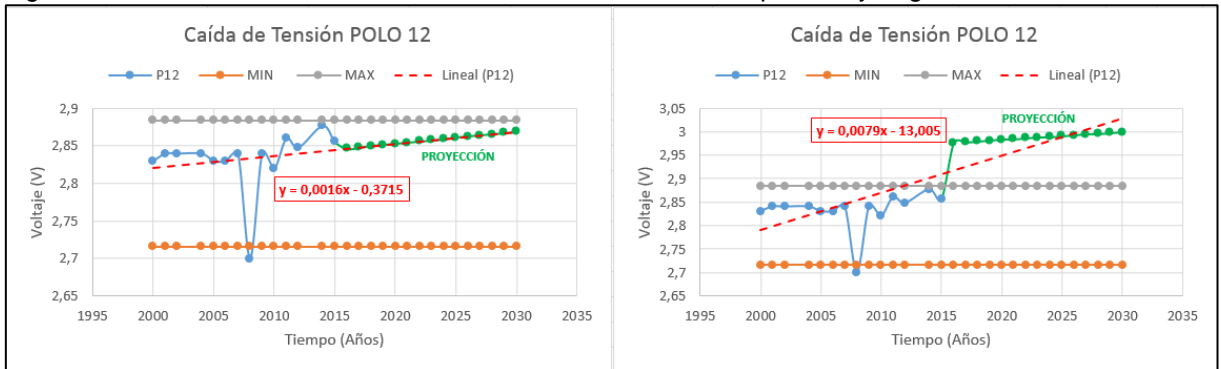


Figura 140 Caída de tensión en el POLO 11 con error muestral positivo y negativo



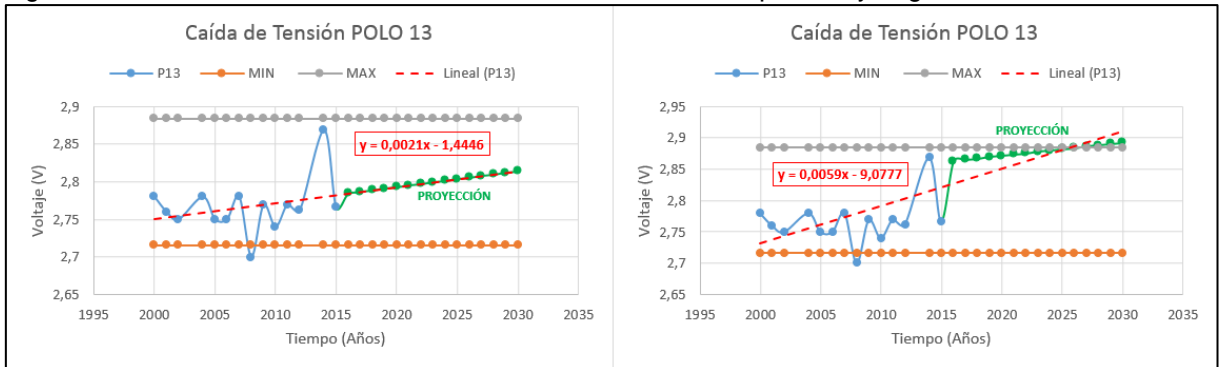
Fuente: Propia

Figura 141 Caída de tensión en el POLO 12 con error muestral positivo y negativo



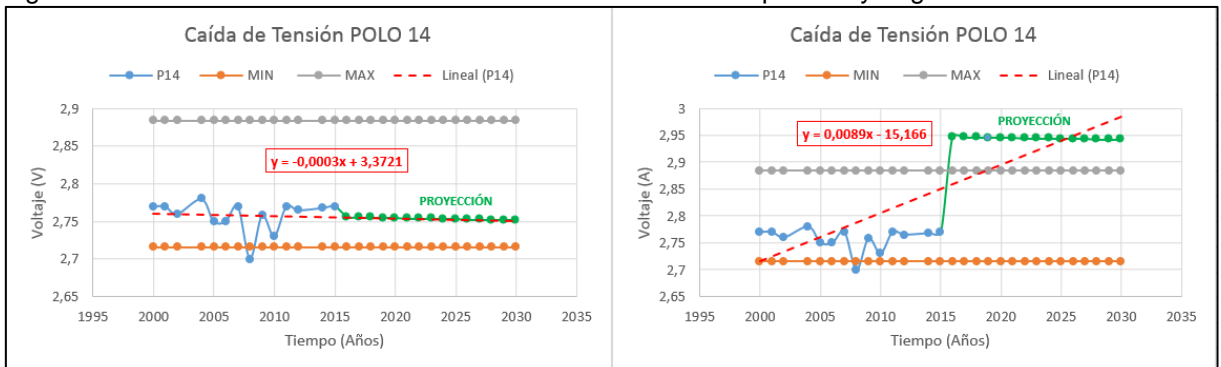
Fuente: Propia

Figura 142 Caída de tensión en el POLO 13 con error muestral positivo y negativo



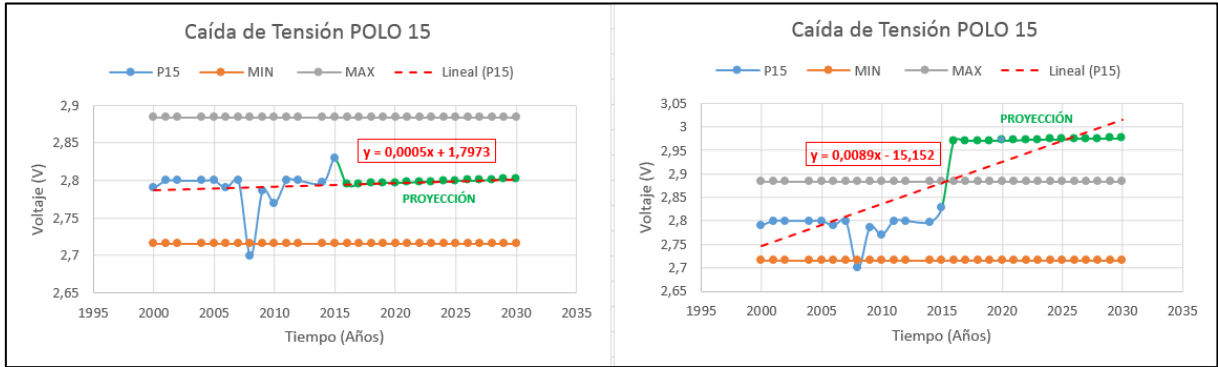
Fuente: Propia

Figura 143 Caída de tensión en el POLO 14 con error muestral positivo y negativo



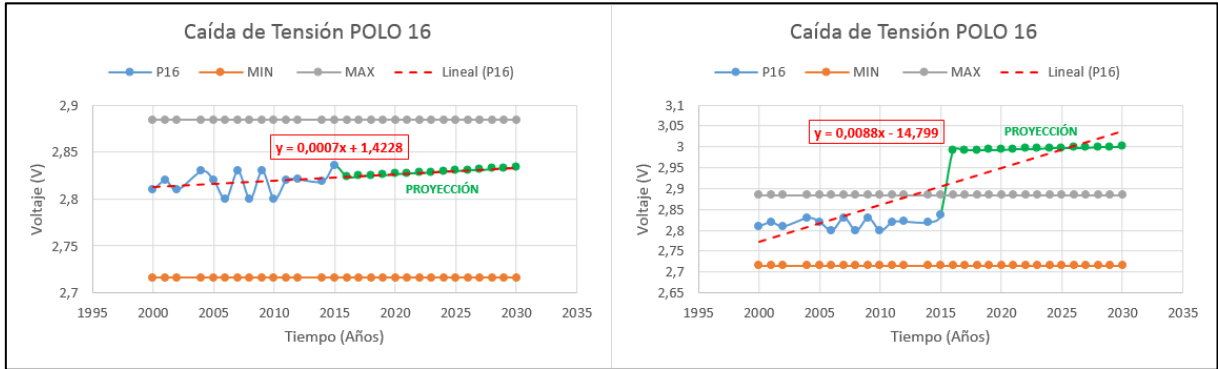
Fuente: Propia

Figura 144 Caída de tensión en el POLO 15 con error muestral positivo y negativo



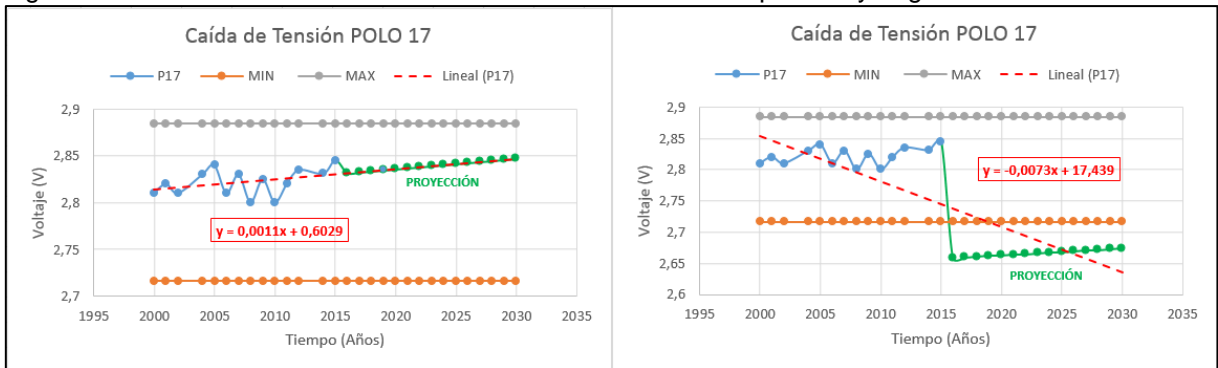
Fuente: Propia

Figura 145 Caída de tensión en el POLO 16 con error muestral positivo y negativo



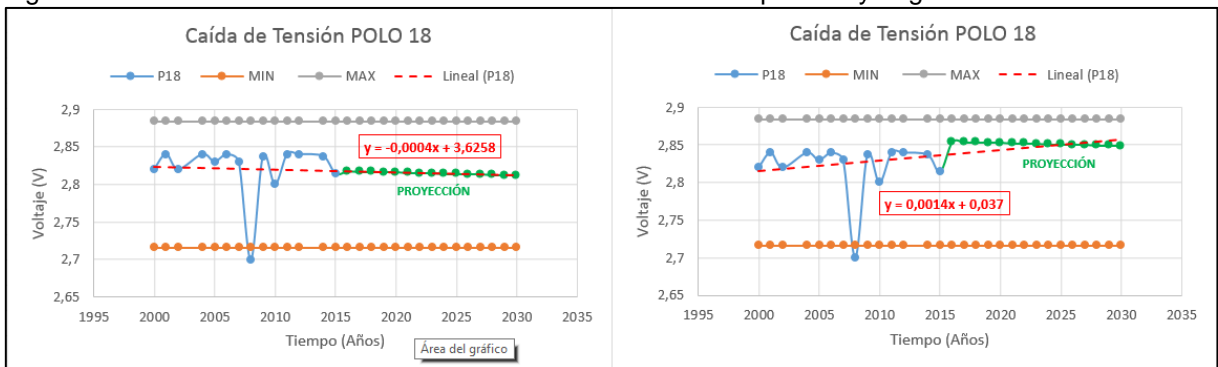
Fuente: Propia

Figura 146 Caída de tensión en el POLO 17 con error muestral positivo y negativo



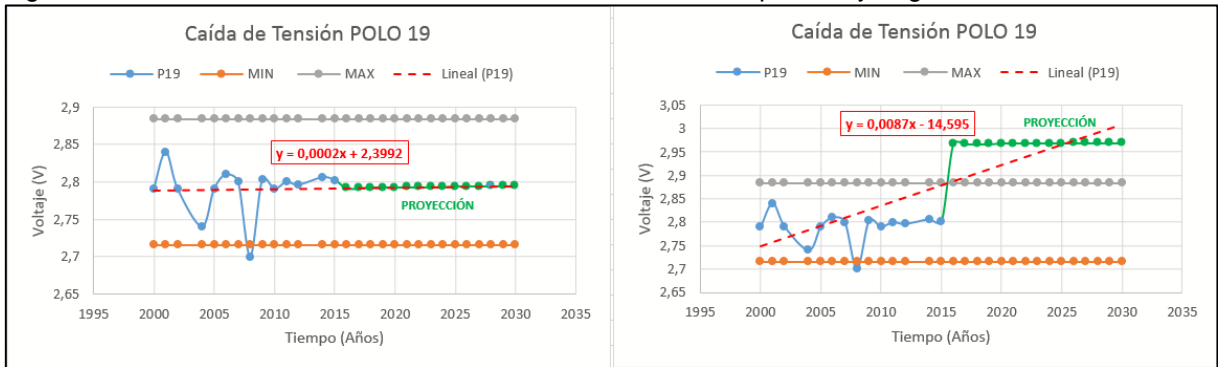
Fuente: Propia

Figura 147 Caída de tensión en el POLO 18 con error muestral positivo y negativo



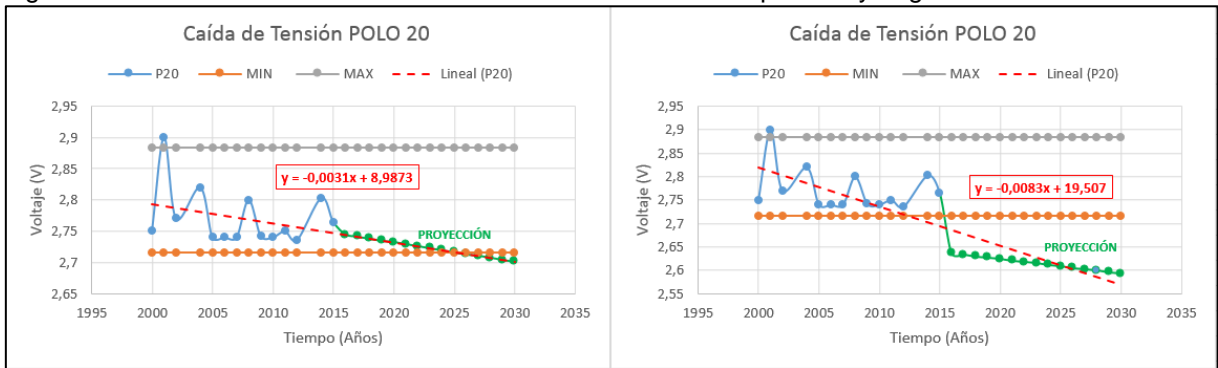
Fuente: Propia

Figura 148 Caída de tensión en el POLO 19 con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

Figura 149 Caída de tensión en el POLO 20 con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

#### 4.4.3 Proyección de medidas de factor de potencia

Las proyecciones de los parámetros dentro de la prueba de factor de potencia se muestran en la tabla 24, los parámetros proyectados son: factor de potencia a 2KV y 8 KV de prueba, tip-up y variación de capacitancia para la fase A, B y C.



Tabla 24 Proyecciones de factor de potencia

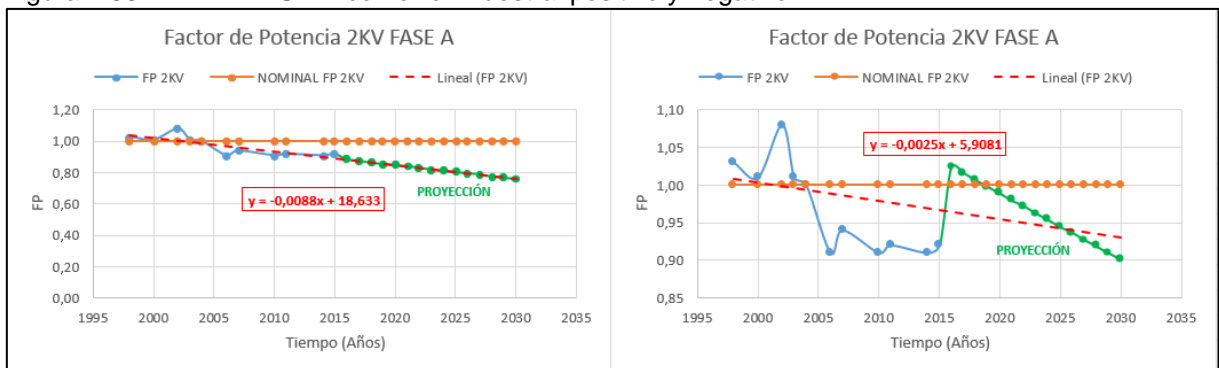
Años de prueba	FASE A				FASE B				FASE C				ECUACIÓN
	Factor de Potencia (2KV)	Factor de Potencia (8KV)	TIP UP	Variación Capacitancia (ΔC)	Factor de Potencia (2KV)	Factor de Potencia (8KV)	TIP UP	Variación Capacitancia (ΔC)	Factor de Potencia (2KV)	Factor de Potencia (8KV)	TIP UP	Variación Capacitancia (ΔC)	
2016	0,88	0,96	0,02	-0,02	0,91	0,91	0,00	0,41	0,99	0,90	-0,07	0,05	PROYECCIÓN CON ERROR MUESTRAL POSITIVO +z $y=(ax+b)+z$
2017	0,87	0,94	0,02	-0,03	0,90	0,89	-0,01	0,44	1,00	0,88	-0,09	0,05	
2018	0,86	0,92	0,01	-0,03	0,89	0,87	-0,03	0,47	1,01	0,87	-0,12	0,05	
2019	0,86	0,90	0,00	-0,03	0,89	0,85	-0,04	0,50	1,02	0,85	-0,15	0,05	
2020	0,85	0,89	-0,01	-0,04	0,88	0,84	-0,05	0,52	1,03	0,83	-0,17	0,05	
2021	0,84	0,87	-0,02	-0,04	0,87	0,82	-0,06	0,55	1,04	0,81	-0,20	0,05	
2022	0,83	0,85	-0,03	-0,04	0,87	0,80	-0,07	0,58	1,05	0,79	-0,22	0,05	
2023	0,82	0,83	-0,04	-0,05	0,86	0,78	-0,08	0,61	1,06	0,77	-0,25	0,05	
2024	0,81	0,81	-0,04	-0,05	0,85	0,76	-0,10	0,64	1,07	0,76	-0,28	0,06	
2025	0,80	0,79	-0,05	-0,06	0,85	0,75	-0,11	0,66	1,08	0,74	-0,30	0,06	
2026	0,79	0,77	-0,06	-0,06	0,84	0,73	-0,12	0,69	1,09	0,72	-0,33	0,06	
2027	0,79	0,75	-0,07	-0,06	0,83	0,71	-0,13	0,72	1,09	0,70	-0,35	0,06	
2028	0,78	0,74	-0,08	-0,07	0,83	0,69	-0,14	0,75	1,10	0,68	-0,38	0,06	
2029	0,77	0,72	-0,09	-0,07	0,82	0,67	-0,15	0,78	1,11	0,66	-0,41	0,06	
2030	0,76	0,70	-0,10	-0,07	0,81	0,65	-0,17	0,80	1,12	0,65	-0,43	0,06	
2016	1,02	0,77	-0,05	-0,13	0,98	1,08	-0,10	0,32	1,00	1,03	-0,13	0,14	PRROYECCIÓN CON ERROR MUESTRAL NEGATIVO -z $y=(ax+b)-z$
2017	1,02	0,75	-0,06	-0,14	0,97	1,06	-0,11	0,35	1,00	1,01	-0,16	0,14	
2018	1,01	0,74	-0,07	-0,14	0,97	1,04	-0,12	0,38	1,01	1,00	-0,19	0,14	
2019	1,00	0,72	-0,08	-0,15	0,96	1,03	-0,13	0,41	1,02	0,98	-0,21	0,14	
2020	0,99	0,70	-0,09	-0,15	0,95	1,01	-0,14	0,44	1,03	0,96	-0,24	0,14	
2021	0,98	0,68	-0,09	-0,15	0,95	0,99	-0,15	0,46	1,04	0,94	-0,26	0,14	
2022	0,97	0,66	-0,10	-0,16	0,94	0,97	-0,17	0,49	1,05	0,92	-0,29	0,14	
2023	0,96	0,64	-0,11	-0,16	0,93	0,95	-0,18	0,52	1,06	0,90	-0,32	0,15	
2024	0,95	0,62	-0,12	-0,16	0,93	0,93	-0,19	0,55	1,07	0,89	-0,34	0,15	
2025	0,94	0,60	-0,13	-0,17	0,92	0,92	-0,20	0,58	1,08	0,87	-0,37	0,15	
2026	0,94	0,59	-0,14	-0,17	0,91	0,90	-0,21	0,61	1,09	0,85	-0,39	0,15	
2027	0,93	0,57	-0,15	-0,17	0,91	0,88	-0,22	0,63	1,10	0,83	-0,42	0,15	
2028	0,92	0,55	-0,15	-0,18	0,90	0,86	-0,24	0,66	1,11	0,81	-0,45	0,15	
2029	0,91	0,53	-0,16	-0,18	0,89	0,84	-0,25	0,69	1,12	0,79	-0,47	0,15	
2030	0,90	0,51	-0,17	-0,18	0,89	0,83	-0,26	0,72	1,13	0,78	-0,50	0,15	

Fuente: Propia

Los resultados mostrados en las figuras siguientes representan Los parámetros de la prueba factor de potencia con error muestral positivo (parte izquierda de la figura) y error muestral negativo (parte derecha de la figura):

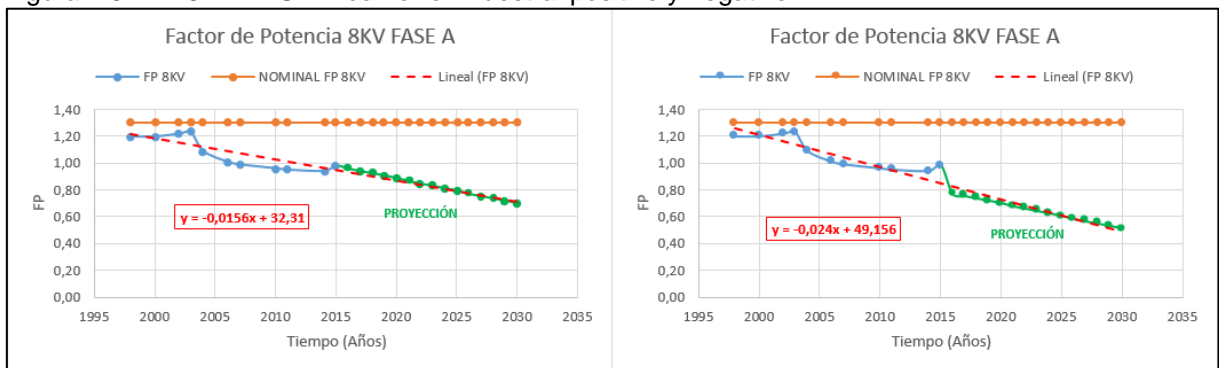
Los valores de análisis establecidos para el factor de potencia en la fase A con tensión de prueba aplicada de 2KV se establecen como valor nominal 1, las proyecciones se encuentran por debajo del valor nominal. Con tensión de prueba aplicada de 8KV se establece un valor nominal de 1.3, encontrándose de igual manera los valores proyectados por debajo del nominal.

Figura 150 FP 2KV FASE A con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

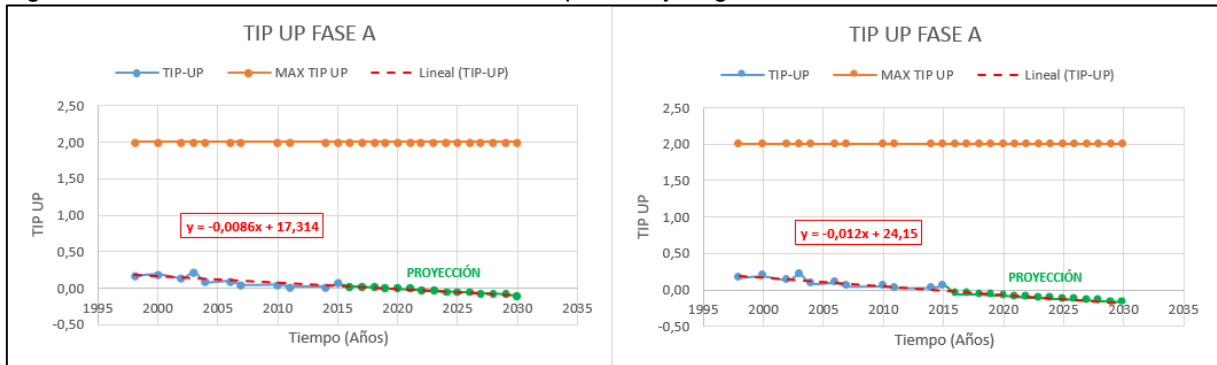
Figura 151 FP 8KV FASE A con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

El valor de TIP UP se encuentra debajo del valor máximo establecido, se presentan valores negativos posteriores al año 2020 considerando el error muestral positivo, mientras que con error muestral negativo todas las proyecciones se dan en términos negativos. Los valores negativos en el factor de pérdida dieléctrica en relación al nivel de tensión de prueba (TIP UP) implican un deterioro térmico y defectos en la impregnación del aislamiento. Los valores de TIP UP bajo condiciones normales deben presentar una variación mínimo.

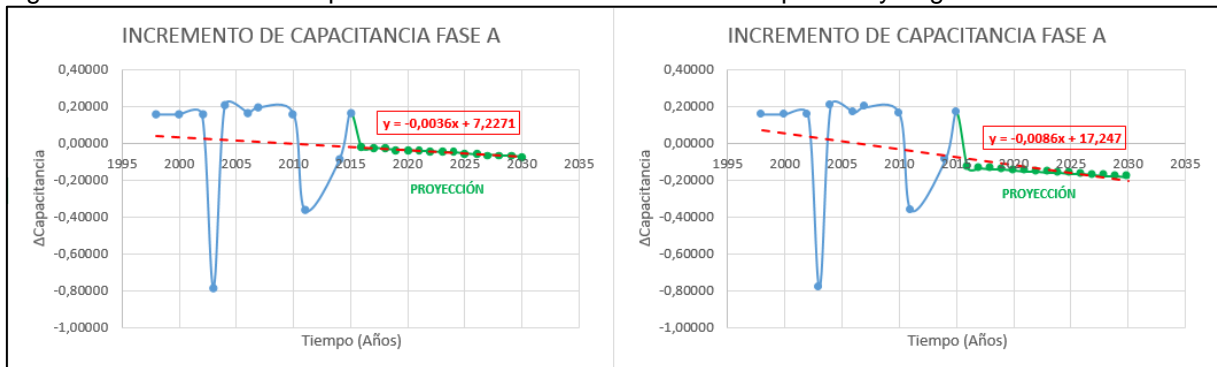
Figura 152 TIP-UP FASE A con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

La proyección de variación de capacitancia considerando un error muestral positivo y negativo se encuentran dentro de valores normales, puesto que no representan una variación entre mediciones que superen el 5%. Al ser superado este valor implicaría una contaminación en el aislamiento.

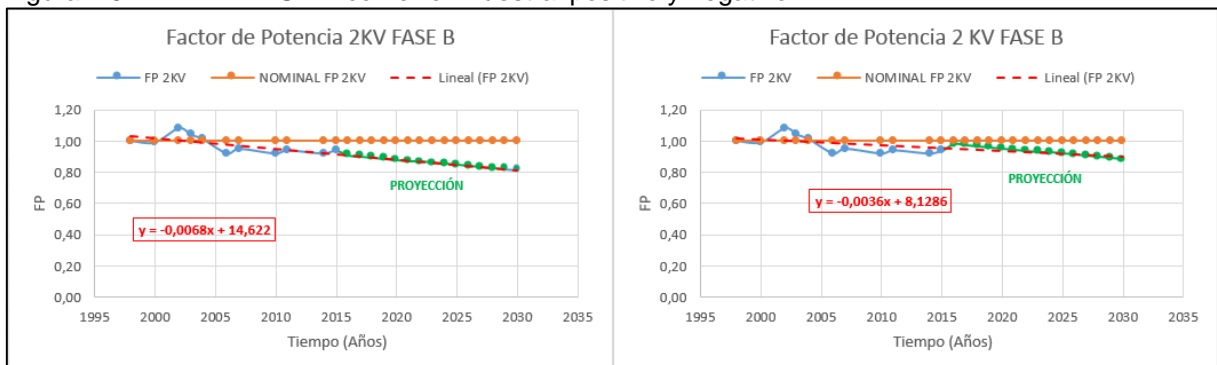
Figura 153 Variación de capacitancia FASE A con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

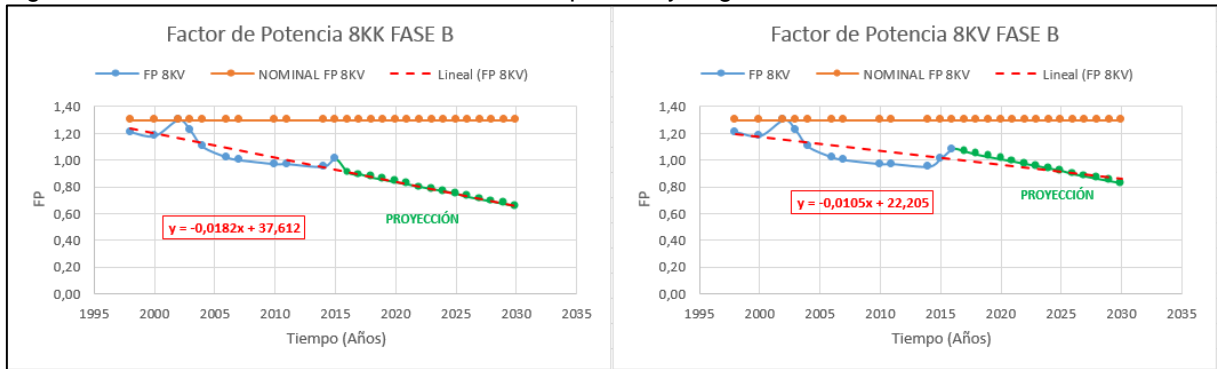
Los valores de análisis establecidos para el factor de potencia en la fase B con tensión de prueba aplicada de 2KV se establecen como valor nominal 1, las proyecciones se encuentran por debajo del valor nominal. Con tensión de prueba aplicada de 8KV se establece un valor nominal de 1.3, encontrándose de igual manera los valores proyectados por debajo del nominal.

Figura 154 FP 2KV FASE B con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

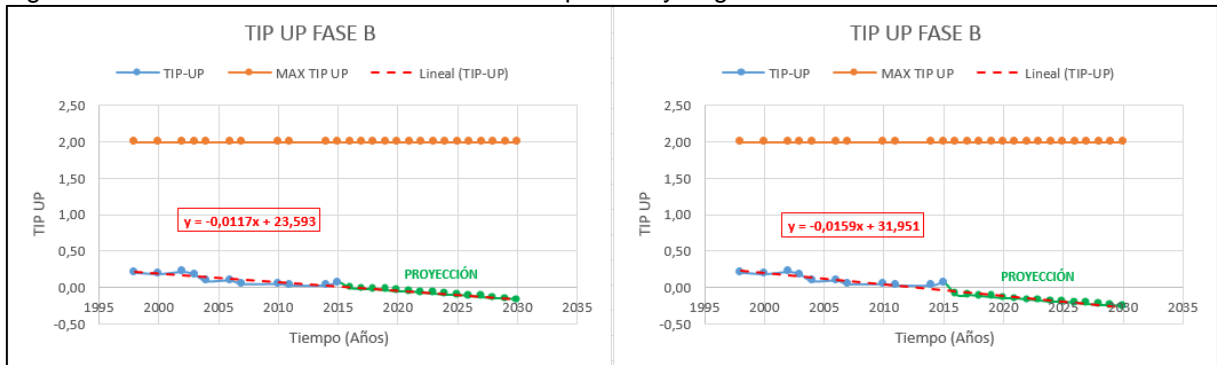
Figura 155 FP 8KV FASE B con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

El valor de TIP UP se encuentra debajo del valor máximo establecido, se presentan valores negativos posteriores al año 2017 considerando el error muestral positivo, mientras que con error muestral negativo todas las proyecciones se dan en términos negativos. Los valores negativos en el factor de pérdida dieléctrica en relación al nivel de tensión de prueba (TIP UP) implican un deterioro térmico y defectos en la impregnación del aislamiento. Los valores de TIP UP bajo condiciones normales deben presentar una variación mínimo.

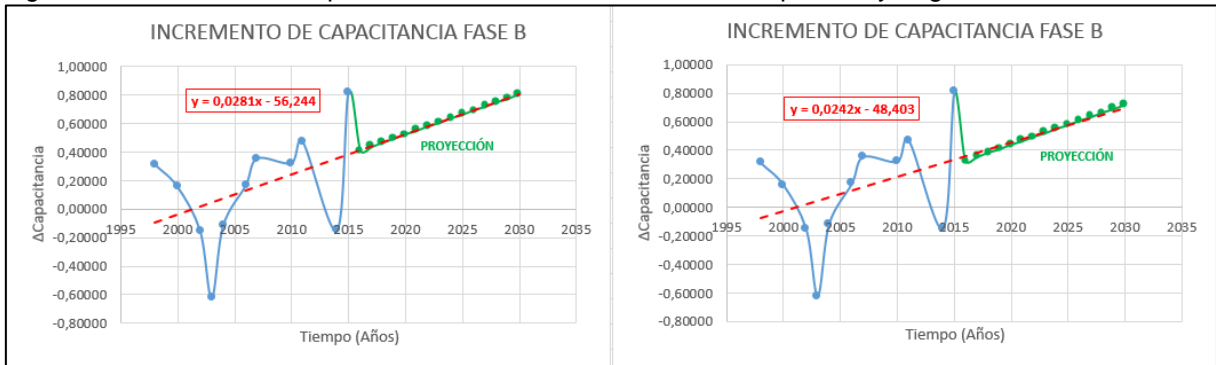
Figura 156 TIP-UP FASE B con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

La proyección de variación de capacitancia considerando un error muestral positivo y negativo se encuentran fuera de valores normales, esto implica una variación entre mediciones que superan el 5%. Al ser superado este valor implica una contaminación en el aislamiento. Esta se debe a presencia de humedad y polvo.

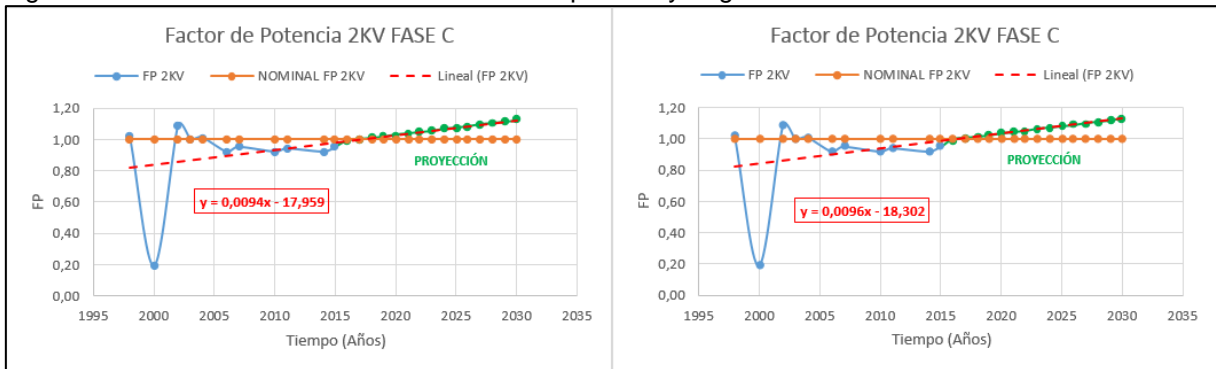
Figura 157 Variación de capacitancia FASE B con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

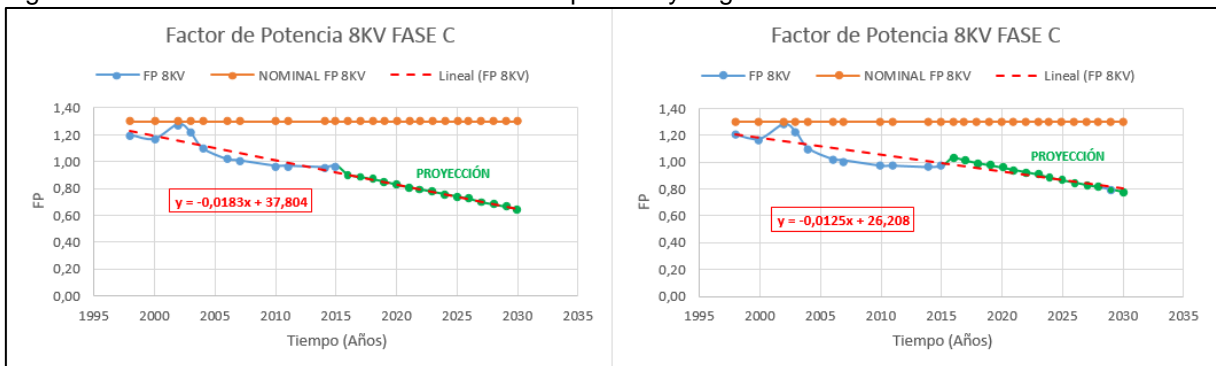
Los valores de análisis establecidos para el factor de potencia en la fase B con tensión de prueba aplicada de 2KV se establecen como valor nominal 1, las proyecciones se encuentran por debajo del valor nominal. Con tensión de prueba aplicada de 8KV se establece un valor nominal de 1.3, encontrándose de igual manera los valores proyectados por encima del nominal.

Figura 158 FP 2KV FASE C con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

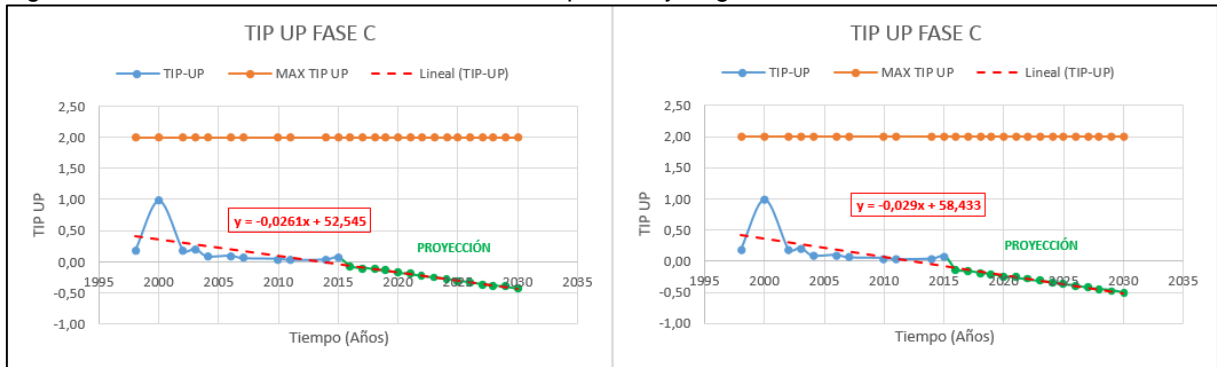
Figura 159 FP 8KV FASE C con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

El valor de TIP UP se encuentra debajo del valor máximo establecido, se presentan valores negativos para las proyecciones considerando el error muestral positivo y negativo. Los valores negativos en el factor de pérdida dieléctrica en relación al nivel de tensión de prueba (TIP UP) implican un deterioro térmico y defectos en la impregnación del aislamiento. Los valores de TIP UP bajo condiciones normales deben presentar una variación mínimo.

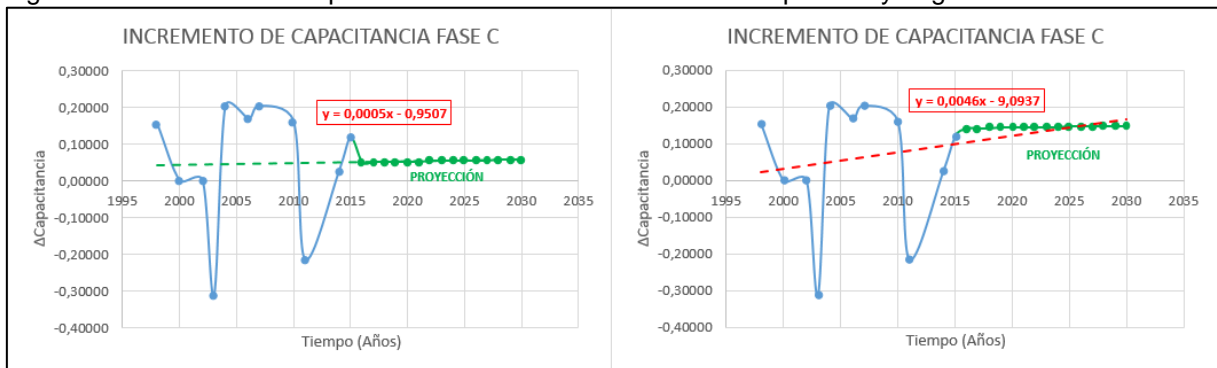
Figura 160 TIP-UP FASE C con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

La proyección de variación de capacitancia considerando un error muestral positivo y negativo se encuentran dentro de valores normales, puesto que no representan una variación entre mediciones que superen el 5%. Al ser superado este valor implicaría una contaminación en el aislamiento.

Figura 161 Variación de capacitancia FASE C con error muestral positivo y negativo



Fuente: Propia

#### 4.5 Vida residual del generador

La estimación de vida residual del generador N°5 en la Central Paute-Molino considerando en análisis estadístico, valoración de vida residual con análisis de componentes y mediante la vida teórica proporcionada por el fabricante presentan valores semejantes en cuanto al final de la vida residual de los bobinados en relación al aislamiento.

En lo que respecta al análisis estadístico las pruebas resistencia de aislamiento y factor de potencia, mediante los parámetros relación de absorción dieléctrica y factor de pérdida (TIP UP) denotan una mala condición del aislamiento. El valor de relación de absorción dieléctrica establece una condición dudosa del aislamiento para años posteriores al 2030 y los valores de TIP UP establecen un deterioro térmico del aislamiento y una condición mala de impregnación.



La valoración de vida residual mediante un análisis de componentes permite establecer una condición mala del aislamiento para el año 2034. De manera paralela se tiene la vida teórica del generador proporcionada por el fabricante, la cual culminaría en el año 2033.

Al presentar estos tres valores en años de fin de vida residual del generador es notorio la relación entre ellos. Por lo cual se puede deducir que la vida remanente del generador N° 5 presentaría inconvenientes en su proceso normal de operación a partir del años anteriores al 2030.



## CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 Conclusiones

El objetivo general del trabajo de investigación ha sido determinar la vida residual del generador en base a un análisis estadístico del historial de valores de pruebas. En base a los resultados obtenidos del análisis estadístico de pruebas se concluye lo siguiente:

1. Los valores analizados del histórico de las mediciones de resistencia de aislamiento, resistencia óhmica, caída de tensión y factor de potencia permiten dar conocimiento del perfecto estado del aislamiento en el generador N°5. Lo que se encuentra relacionado directamente con la vida residual del generador.
2. Los valores de índice de polarización (IP) y relación de absorción dieléctrica (RAD) relacionadas a la prueba resistencia de aislamiento se encuentran dentro de valores aceptables, los valores de resistencia óhmica no presentan variación a través del tiempo al igual que los valores de caída de tensión en los polos. Los valores de variación de capacitancia y TIP-UP (factor de pérdida dieléctrica en relación al nivel de tensión de prueba) relacionados a la prueba factor de potencia se encuentran dentro de valores aceptables.
3. La evaluación por patrones de descargas parciales en un generador se debe realizar periódicamente con la finalidad de establecer un criterio comparativo sobre la evolución de las descargas parciales. Las DP registradas en el generador N°5 se encuentran en el orden de los milivoltios por milímetro (mv/mm) lo que no representa riesgos alguno en cuanto a las condición del aislamiento, debido a que el aislamiento en el generador es de mica y resina epóxica el cual es diseñado para trabajar con niveles de tensión de hasta 3 KV/mm durante largos periodos de tiempo.
4. Las proyecciones de los valores para las pruebas resistencia de aislamiento, caída de tensión y factor de potencia permite establecer el siguiente criterio sobre los parámetros índice de polarización, relación de absorción dieléctrica, TIP UP y variación de capacitancia; puesto que la caída de tensión en los polos se mantiene con el tiempo. Los valores de IP se encuentran por encima del límite establecido, la RAD denota una condición dudosa del aislamiento al haber valores inferiores a 1.2, mientras los valores de TIP UP se tornan negativos con el paso de los años lo que representa un deterioro térmico y defectos en la impregnación del aislamiento.
5. El análisis técnico de valoración de vida residual del generador mediante componentes permite establecer una condición de estado bueno del aislamiento de



acuerdo al puntaje obtenido de esta valoración. Al realizar la evaluación de vida residual por medio de este método se obtiene una vida residual estimada de dieciocho años para el bobinado estatorico.

6. Los datos de los valores del histórico de pruebas y los proyectados analizados en la investigación no permiten establecer de manera clara si el generador está a punto de presentar una falla o si se encuentra con un grado de envejecimiento excesivo; puesto que el envejecimiento de una maquina rotativa es parte de un análisis muy complejo que implica agentes térmicos, eléctricos y químicos.

Es muy importante conocer los parámetros de funcionamiento del generador y la curva de capacidad para evitar que opere de manera inapropiada y así llegue al final de su vida útil acorde a las condiciones propias de la máquina.

## 5.2 Recomendaciones

1. Contar con un manual y protocolo de pruebas dado la importancia del generador dentro de la generación de energía eléctrica, su elevado costo y el tiempo que implicaría un cambio. Dentro del protocolo sería importante presentar y detallar el equipo a utilizar para la realización de las pruebas sea de similares características y que el generador al cual se le realice la medición se encuentre en condiciones similares durante las medición, esto debe incluir las condiciones propias del equipo y de manera específica la temperatura. Con la finalidad de tener un registro histórico de valores sin factores externos que representen gran variación.
2. La evaluación por patrones de descargas parciales se debería llevar a cabo de manera periódica y con personal especializado para de esta manera obtener un criterio profesional de la condición del aislamiento mediante este análisis y que permita a través de este realizar o llevar a cabo mantenimientos que eviten el envejecimiento del aislamiento de manera prematura.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Emery, F., & Heuston, G. (2000). *IEEE Recommended Practice for Measurement of Power Factor Tip-Up of Electric Machinery Stator Coil Insulation*. New York: IEEE-SA Standards Board.
- Kruesi, W., Howell, I., & Easton, I. (1978). *IEEE Standard Test Code for Resistance Measurement*. s.c: IEEE Standards Board.
- OLARTE C., W., & BOTERO A, M. (2011). *La Detección de Ultrasonido una Técnica Empleada en el Mantenimiento Predictivo*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- STONE, G., BOULTER, E., CULBERT, I., & DHIRANI, H. (2004). *Electrical Insulation for Rotating Machines*. Estados Unidos: IEEE Press Series on Power Engineering Mohamed E. El-Hawary, Series Editor.
- ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRICO MECCANICHE PER IMPIANTI. (1990). *Proyecto Hidroeléctrico Pauta Fase "AB" Manual de Instrucción*. Quito: s.e.
- Chapman, S. J. (s.f.). *Máquina Eléctricas*. Colombia: Mc Graw Hill.
- Cocco, D. S. (2015). *Análisis Multivariado de Ensayos Eléctricos para Evaluar el Envejecimiento del Sistema Aislante, Aplicado a Grandes Generadores de Potencia*. La Plata: s.e.
- Cuauhtli, D., & Sánchez, F. (2009). *Estudio del ajuste y operación de la aplicación del relevador SEL-300G Aplicado a un generador síncrono*. Mexico D.F.: s.e.
- ENDESA. (2008). *Procedimiento para Determinar el Momento Óptimo de Reemplazo del Grupo Turbina-Generador o sus Componentes*. Chile: 07463-03-01-IEEQ-ITE-006 Versión A.
- ENERGIA, A. (2011). *Medición Descargas Parciales en Bobinados de Máquinas Eléctricas Rotativas (SISTEMA SCAPAR®)*. s.e.
- Farías, F. J. (2014). *Manual Técnico Mantenimiento Predictivo de Generadores*. s.e.
- Grainger, J., & Stevenson, W. (2001). *Análisis de sistemas de potencia*. Mexico: McGRAW-HILL.
- Granero, A. (2001). El aislamiento del equipo eléctrico de Media Tensión. *Centro de Formación Schneider*, 15.
- Hernandez, O. (2010). *Protecciones y mantenimiento a generadores de potencia*. s.e.
- Mallitasig, O. (2008). *Modelación y diseño digital para micro-centrales de generación hidroeléctrica*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- MARROQUÍN, M. E. (2003). *Guía para la Determinación de Límites de Operación, Curva de Capacidad, Pruebas y Mantenimiento Predictivo de Generadores Síncronos*. GUATEMALA: UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA.



- Martínez, M. (2003). *Guía para la determinación de límites de operación, curva de capacidad, pruebas y mantenimiento predictivo de generadores síncronos*. Guatemala: Universidad San Carlos de Guatemala.
- McDermid, W. (. (2000). *IEEE Trial-Use Guide to the Measurement of Partial Discharges in Rotating Machinery*. New York: IEEE-SA Standards Board.
- McDermid, W. (. (2000). *IEEE Trial-Use Guide to the Measurement of Partial Discharges in Rotating Machinery*. New York: IEEE-SA Standards Board.
- Megger. (2000). *Evaluación de Estado de Equipo de Subestación*. Norristown USA: Archcliffe Road Dover.
- Minero, R. (2010). *Pruebas en Máquinas Síncronas Conforme a la Norma IEC 34 y la IEEE STD. 115*. Costa Rica: s.e.
- Moya, R. (1990). *Curso de capacitación para operadores Central Paute Fase AB Generador Principal*. Cuenca: DONSI-INECEL.
- MUÑOZ, A. Y. (2012). *Evaluación de Vida Útil Residual de Aislamiento Compuesto de Mica y Resina con Base en Pruebas de Envejecimiento Acelerado*. Bogota: s.e.
- OMICRON. (2016). *Pruebas de diagnóstico y monitoreo de máquinas rotatorias*. s.e.
- Rodríguez, R. (1997). *Procedimiento de mantenimiento de los bobinados y el núcleo de los generadores de centrales PISAYAMBO, AGOYAN Y ESMERALDAS*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Warren, V. (2006). *IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery*. New York: IEEE-SA Standards Board.



**ANEXOS**

Anexo 1 Plan de mantenimiento del generador

PLAN DE REVISIÓN Y MANTENIMIENTO DEL GENERADOR					
GRUPO CONSTRUCTIVO	PARTE DE LA MÁQUINA	TRABAJOS DE REVISIÓN Y MANTENIMIENTO	PERIODO DE MANTENIMIENTO		
			1ra revisión	2da revisión	3ra revisión
<b>Rotor</b>	Pesas de equilibrio	Comprobar la fijación de las pesas			
	Chaveta del cubo, de la culata, de los polos	Comprobar la fijación de los elementos de sujeción			
	Brazos del cubo	Comprobar el apriete de los pernos de la junta			
	Soporte de los devanados polares	Comprobar su fijación			
	Polos	Limpiar los devanados y espacios intermedio Comprobar el asiento correcto del aislamiento Comprobar que las espiras no estén deterioradas Controlar la resistencia de aislamiento			
	Devanado de amortiguación	Comprobar la fijación de todas las conexiones Comprobar la fijación del alivio de tracción radial			
	Acoplamiento	Comprobar la fijación de todos los pernos y de las platinas de sujeción			
	Culata	Comprobar los bulones tensores			
	Anillo colector	Revisar la superficie de deslizamiento - Examinar los anillos colectores si muestra rasgos de un calentamiento excesivo - Controlar el asiento fijo del bulón porta-corriente - Comprobar la marcha tranquila de la superficie de los anillos colectores			
<b>Estator</b>	Paquete de chapas	Comprobar el tensado de los bulones tensores y la compresión del paquete de chapas - Limpiar las ranuras de ventilación - Comprobar la fijación de los pernos de las juntas			
	Devanado	Limpiar y revisar el aislamiento, las ataduras y los refuerzos - Comprobar que las cuñas de cierre de las ranuras estén fijas - Medir la resistencia de aislamiento y la			



		temperatura del devanado Comprobar que las conexiones eléctricas hacen buen contacto - Comprobar la conexión a tierra			
<b>Estator y rotor</b>	Estator y rotor	Comprobar el entrehierro y el deslizamiento axial del rotor respecto al estator - Comprobar la fijación del estator			
<b>Base de la máquina</b>	Placas base	Comprobar la unión de las placas de base al funcionamiento			
	Chapas de calce, tornillos de fijación y espigas	Comprobar la fijación correcta de todas estas piezas			
<b>Cojinetes</b>	Cabezal soporte y cojinete radial	Revisar el aislamiento del cabezal soporte Revisar el aislamiento - Controlar la superficie de deslizamiento			
	Segmentos del cojinete axial	Comprobar la movilidad de los segmentos - Controlar la superficie de deslizamiento - Controlar las placas elásticas - Comprobar la instalación del alivio			
	Cubeta de aceite	Tomar una muestra de aceite - Comprobar si en la cubeta hay depósitos aceitosos o de abrasión - Inspeccionar la cubeta ante posibles fugas			
	Sellado con aire de obturación	Comprobar las presiones de aire de obturación			
	Estrella soporte	Comprobar la fijación de la estrella al fundamento Comprobar la fijación de la estrella sobre el estator - Comprobar la fijación de los brazos de la estrella			
<b>Blindaje</b>	Cubierta blindaje interno	Controlar la fijación y/o el anclaje de todas las partes del blindaje - Controlar la separación con respecto a las piezas en rotación			
	Recinto de los anillos colectores y piezas interiores	Limpiar el recinto, los conductores de aire, los terminales y todas las piezas interiores	NECESIDAD		
<b>Piezas adosadas Abastecimiento Vigilancia</b>	Porta escobillas Soporte de porta escobillas	Sacar las escobillas y limpiar el porta escobillas - Comprobar que los porta escobillas no estén deteriorados - Comprobar la fijación de los porta escobillas			



	Escobillas	Comprobar la altura de las escobillas -Controlar el estado intachable de las superficies de contacto - Comprobar la movilidad de las escobillas - Comprobar la fijación de los cordones a las escobillas y a los porta escobillas			
	Frenos	Comprobar el funcionamiento y el desgaste de las zapatas - Cerciorarse de que los cabalotes de frenado estén bien fijados - Controlar los contactos de limitación de la carrera y los de frenado			
	Equipo de abastecimiento de aceite	Comprobar su funcionamiento - Limpiar los filtros y el refrigerador de aceite -Controlar los instrumentos de medición y los aparatos de vigilancia			
	Refrigerador de aire	Limpiar el refrigerador y revisar la protección contra la corrosión			
	Filtro de aire	Limpiar el filtro	NECESIDAD		

Fuente: (ALL'ESTERO, GRUPPO INDUSTRIE ELETTRICO MECCANICHE PER IMPIANTI, 1990)



## Anexo 2 Mediciones registradas en el histórico de pruebas de resistencia de aislamiento del estator entre fase y tierra

MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO DEL ESTATOR									
	FASE A			FASE B			FASE C		
Año de Prueba	Resistencia de Aislamiento 1min	Resistencia de Aislamiento 10min	Índice de Polarización	Resistencia de Aislamiento 1min	Resistencia de Aislamiento 10min	Índice de Polarización	Resistencia de Aislamiento 1min	Resistencia de Aislamiento 10min	Índice de Polarización
1988	1100	8500	7,73	1100	8500	7,73	1250	6000	4,80
1990	700	3950	5,64	700	4100	5,86	750	4100	5,47
1994	1000	4800	4,80	950	5000	5,26	1000	5500	5,50
1995	1200	8000	6,67	1200	8500	7,08	1300	8500	6,54
1996	1000	5750	5,75	1000	5750	5,75	900	6500	7,22
1998	1090	5810	5,33	985	5770	5,86	1090	5720	5,25
1999	1060	5600	5,28	1100	5850	5,32	1480	6080	4,11
2000	1040	5760	5,54	1300	6080	4,68	1180	5930	5,03
2001	1140	5520	4,84	1080	5450	5,05	1030	5460	5,30
2004	1600	10500	6,56	1110,00	6106,00	5,50	1140,00	6280,00	5,51
2005	1090	6180	5,67	1080,00	6120,00	5,67	1110,00	6110,00	5,50
2006	1440	7970	5,53	1260,00	6450,00	5,12	1200,00	6820,00	5,68
2007	1340	6400	4,78	850,00	6800,00	8,00	690,00	6400,00	9,28
2008	1210	6730	5,56	1150,00	6600,00	5,74	1200,00	6760,00	5,63
2010	1380	8970	6,50	1210,00	7090,00	5,86	1250,00	7290,00	5,83
2011	1200	6700	5,58	1230,00	6560,00	5,33	1220,00	6600,00	5,41
2012	1200	6580	5,48	1220,00	6750,00	5,53	1200,00	6580,00	5,48
2013	1110	6750	6,08	1110,00	6020,00	5,42	1112,00	6100,00	5,49
2014	1200	6150	5,13	1080,00	5850,00	5,42	1170,00	6060,00	5,18
2015	2150	7590	3,53	1120,00	6260,00	5,59	1160,00	6320,00	5,45

Fuente: Propia



## Anexo 3 Mediciones registradas en el histórico de pruebas de resistencia de aislamiento del estator entre fase y fase

MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO DEL ESTATOR									
Año de prueba	FASE A-B			FASE B-C			FASE C-A		
	Resistencia de Aislamiento 1min	Resistencia de Aislamiento 10min	Índice de Polarización	Resistencia de Aislamiento 1min	Resistencia de Aislamiento 10min	Índice de Polarización	Resistencia de Aislamiento 1min	Resistencia de Aislamiento 10min	Índice de Polarización
1988	2500	15000	6,00	2500	17500	7,00	3000	17500	5,83
1990	1300	12500	9,62	1700	11000	6,47	1750	14000	8,00
1994	1000	4500	4,50	800	4000	5,00	800	3500	4,38
1995	1200	9000	7,50	1200	9000	7,50	1300	9500	7,31
1996	1500	17500	11,67	2250	13500	6,00	2400	18500	7,71
1998	2230	14200	6,37	2900	14700	5,07	2490	16300	6,55
1999	2360	13500	5,72	1100	13100	11,91	2340	14700	6,28
2000	2150	15100	7,02	2400	15600	6,50	2440	17800	7,30
2001	2410	20400	8,46	2490	14900	5,98	3030	16600	5,48
2004	1930,00	15100,00	7,82	2850,00	18600,00	6,53	2840,00	23400,00	8,24
2005	2370,00	11800,00	4,98	2430,00	14100,00	5,80	2330,00	13800,00	5,92
2006	3600,00	21300,00	5,92	3640,00	22100,00	6,07	2290,00	15700,00	6,86
2007	2500,00	13500,00	5,40	2700,00	25600,00	9,48	2900,00	13500,00	4,66
2008	2820,00	13100,00	4,65	3280,00	15600,00	4,76	2830,00	15900,00	5,62
2010	3080,00	17400,00	5,65	2710,00	15400,00	5,68	2830,00	16800,00	5,94
2011	2100,00	10800,00	5,14	2310,00	12600,00	5,45	4240,00	17000,00	4,01
2012	4200,00	15900,00	3,79	2670,00	14000,00	5,24	3000,00	17000,00	5,67
2013	2340,00	11600,00	4,96	2430,00	13400,00	5,51	2500,00	12600,00	5,04
2014	2740,00	12500,00	4,56	3210,00	14300,00	4,45	2940,00	15800,00	5,37
2015	2100,00	11300,00	5,38	2380,00	12300,00	5,17	2520,00	13000,00	5,16

Fuente: Propia



Anexo 4 Mediciones registradas en el histórico de pruebas de resistencia de aislamiento del rotor

MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO DEL ROTOR								
Año de prueba	Resistencia a tierra 1000VCD			Resistencia a tierra 100 VCD		Temperatura de Bobinado (°C)	Voltaje Aplicado (V)	Equipo Usado
	Resistencia de Aislamiento 30 s	Resistencia de Aislamiento 60 s	Relación de Absorción Dieléctrica (RAD)	ANTES	DESPUES			
2002	17,3	15,7	0,91	522,00	1020,00	35	1000	MEGGER AVO 1000V DC
2004	62,5	63	1,01	150,00	2020,00	28	1000	MEGGER AVO BM 80/2
2005	40	43,5	1,09	1400,00	2400,00	23	1000	MEGGER AVO BM 80/2
2006	158	153	0,97	250,00	730,00	28	1000	MEGGER AVO BM 80/2
2007	108	111	1,03	7,42	2040,00	26	1000	MEGGER AVO BM 80/2
2008	105	110	1,05			24	100	MEGGER AVO S1 5010
2009	21,8	29,7	1,36			19	1000	MEGGER AVO MIT 420
2010	35,1	37,2	1,06	870,00	2650,00	25	1000	MEGGER AVO MIT 420
2011	102	147	1,44			25	1000	MEGGER AVO MIT 420
2012	180	188	1,04	800,00	1000,00	28,2	65	MEGGER AVO MIT 420
2013	148	156	1,05			23	500	MEGGER S1-1054/2
2015	6,28	14	2,23			26	1000	MEGGER S1-1054/2

Fuente: Propia



Anexo 5 Mediciones registradas en el histórico de pruebas de resistencia óhmica del estator y rotor

MEDIDA DE RESISTENCIA ÓHMICA DEL ESTATOR Y ROTOR EN EL GENERADOR									
A Temperatura Bobina Medida					Corrección de Temperatura a 25°C				TEMP BOBINA (°C)
Año de prueba	Miliohmios (mΩ)	FASE A	FASE B	FASE C	Miliohmios (mΩ)	FASE A	FASE B	FASE C	
2000					154,92	2320,00	2320,00	2270,00	25,00
2001					152,97	2446,00	2443,00	2445,00	25,00
2002	154,00	2465,00	2463,00	2465,00	152,30	2437,76	2435,78	2437,76	27,90
2004	153,00	2540,00	2612,00	2667,00	151,25	2510,97	2582,15	2636,52	28,00
2005	152,00	2444,00	2441,00	2444,00	153,18	2462,98	2459,96	2462,98	23,00
2006	151,80	2448,00	2448,00	2448,00	151,80	2448,00	2448,00	2448,00	25,00
2007	156,00	2510,00	2510,00	2510,00	155,40	2500,36	2500,36	2500,36	26,00
2008	151,56	2546,00	2875,00	2602,00	152,15	2555,85	2886,12	2612,07	24,00
2009	154,42	2482,00	2482,00	2485,00	158,07	2540,75	2540,75	2543,82	19,00
2011	156,30	2393,00	2483,00	2436,00	156,54	2396,69	2486,83	2439,76	24,60
2013	153,75	2457,10	2455,70	2457,20	154,34	2466,61	2465,20	2466,71	24,00
2014	154,10	2465,00	2462,00	2464,00	152,92	2446,15	2443,17	2445,15	27,00
2015	152,60	2448,90	2447,00	2448,70	150,86	2420,91	2419,03	2420,71	28,00

Fuente: Propia



## Anexo 6 Mediciones registradas en el histórico de pruebas de caída de tensión

MEDIDAS DE CAÍDA DE TENSIÓN EN LOS POLOS DEL ROTOR																					
AÑO DE PRUEBA	POLO 1	POLO 2	POLO 3	POLO 4	POLO 5	POLO 6	POLO 7	POLO 8	POLO 9	POLO 10	POLO 11	POLO 12	POLO 13	POLO 14	POLO 15	POLO 16	POLO 17	POLO 18	POLO 19	POLO 20	VOLTAJE APLICADO (V)
2000	2,75	2,74	2,76	2,78	2,8	2,76	2,81	2,85	2,77	2,82	2,87	2,83	2,78	2,77	2,79	2,81	2,81	2,82	2,79	2,75	56,00
2001	<b>2,9</b>	2,79	2,79	2,79	2,8	2,76	2,81	2,85	2,75	2,82	2,87	2,84	2,76	2,77	2,8	2,82	2,82	2,84	2,84	<b>2,9</b>	56,00
2002	2,76	2,74	2,76	2,77	2,8	2,76	2,81	2,85	2,77	2,82	2,87	2,84	2,75	2,76	2,8	2,81	2,81	2,82	2,79	2,77	56,00
2004	<b>2,7</b>	2,75	2,77	2,79	2,82	2,77	2,81	2,86	2,78	2,78	2,83	2,84	2,78	2,78	2,8	2,83	2,83	2,84	2,74	2,82	56,00
2005	2,74	2,76	2,78	2,8	2,81	2,77	2,8	2,84	2,75	2,76	2,81	2,83	2,75	2,75	2,8	2,82	2,84	2,83	2,79	2,74	56,00
2006	2,76	2,72	2,74	2,76	2,79	2,74	2,79	2,84	2,75	2,76	2,82	2,83	2,75	2,75	2,79	2,8	2,81	2,84	2,81	2,74	56,00
2007	2,76	2,75	2,77	2,79	2,82	2,77	2,82	2,81	2,77	2,77	2,83	2,84	2,78	2,77	2,8	2,83	2,83	2,83	2,8	2,74	56,00
2008	<b>2,7</b>	<b>2,7</b>	<b>2,7</b>	<b>2,7</b>	2,8	<b>2,7</b>	2,8	2,8	<b>2,7</b>	<b>2,7</b>	2,8	<b>2,7</b>	<b>2,7</b>	<b>2,7</b>	<b>2,7</b>	2,8	2,8	<b>2,7</b>	<b>2,7</b>	2,8	56,00
2009	2,762	2,749	2,782	2,798	2,806	2,758	2,819	2,858	2,77	2,762	2,813	2,84	2,769	2,758	2,786	2,83	2,825	2,837	2,803	2,742	56,00
2010	2,74	2,72	2,74	2,77	2,74	2,74	2,79	<b>2,89</b>	2,75	2,8	2,8	2,82	2,74	2,73	2,77	2,8	2,8	2,8	2,79	2,74	56,00
2011	2,75	2,74	2,76	2,79	2,82	2,76	2,81	2,86	2,77	2,82	2,87	2,86	2,77	2,77	2,8	2,82	2,82	2,84	2,8	2,75	56,00
2012	2,753	2,751	2,77	2,798	2,823	2,767	2,816	2,86	2,814	2,818	2,872	2,848	2,762	2,765	2,8	2,821	2,835	2,84	2,796	2,736	56,00
2014	2,866	2,762	2,776	2,802	2,82	2,723	2,81	2,854	2,773	2,777	2,823	2,877	2,869	2,768	2,797	2,819	2,831	2,837	2,806	2,803	56,00
2015	2,787	2,77	2,79	2,812	2,837	2,783	2,822	2,865	2,783	2,822	2,878	2,856	2,766	2,77	2,829	2,836	2,845	2,814	2,802	2,764	56,00

Fuente: Propia



## Anexo 7 Mediciones registradas en el histórico de pruebas de factor de potencia

MEDIDAS DE FACTOR DE POTENCIA (TIP UP Y VARIACIÓN DE CAPACITANCIA)						
	FASE A		FASE B		FASE C	
Año de prueba	TIP-UP	INCREMENTO DE CAPACITANCIA	TIP-UP	INCREMENTO DE CAPACITANCIA	TIP-UP	INCREMENTO DE CAPACITANCIA
1998	0,17	0,15625	0,21	0,31250	0,18	0,15601
2000	0,19	0,15601	0,19	0,15601	0,98	0,00000
2002	0,14	0,15601	0,22	<b>-0,15552</b>	0,19	0,00000
2003	0,22	<b>-0,78125</b>	0,18	<b>-0,62500</b>	0,22	-0,31201
2004	0,09	0,20622	0,09	<b>-0,11825</b>	0,09	0,20342
2006	0,10	0,16649	0,10	0,16694	0,10	0,16844
2007	0,05	0,19521	0,05	0,35383	0,06	0,20364
2010	0,05	0,16000	0,05	0,32103	0,05	0,16026
2011	0,03	<b>-0,36323</b>	0,03	0,46835	0,03	-0,21485
2014	0,03	<b>-0,09106</b>	0,03	<b>-0,14922</b>	0,04	0,02726
2015	0,11	0,16792	0,06	0,81374	0,08	0,11847

Fuente: Propia



Anexo 8 Sistema de evaluación técnica del generador mediante componentes

<b>BOBINADO ESTATORICO</b>			
<b>1</b>	<b>DISEÑO Y FABRICACIÓN</b>	<b>Ponderación</b>	<b>Calificación</b>
<b>1.A</b>	<b>TIPO DE AISLACIÓN</b>		
	Mica Epoxy "b-stage" (Clase F)	0	
	Mica Epoxy rugosa (Clase F)	1	
	Mica Polyester (Clase B)	2	
	Aislación de Asfalto (Clase B)	3	
	Micafolium (Clase B)	4	4
	Cambric (Clase B)	5	
		PUNTAJE	4
<b>1.B</b>	<b>TIPO DE BOBINADO</b>		
	Barras	0	0
	Múltiples vueltas	5	
		PUNTAJE	0
<b>1.C</b>	<b>NÚMERO DE VUELTAS POR ESPIRAS</b>		
	1 vuelta	1	
	2 vueltas	2	2
	3 vueltas	3	
	4 vueltas	4	
	5 vueltas	5	
		PUNTAJE	2
<b>1.D</b>	<b>TENSIÓN NOMINAL F-F</b>		
	2 a 2.4 kV	0	
	4 a 4.4 kV	1	
	6.6 a 6.9 kV	2	
	11 a 12 kV	3	
	13.8 kV	4	4
	Más de 13.8 kV	5	
		PUNTAJE	4
<b>1.E</b>	<b>SISTEMA CONTRA INCENDIO</b>		
	Protección automática	0	
	Protección manual & detección automática	2	2
	Protección manual	4	
	Sólo detección	6	
	Ninguno	8	
		PUNTAJE	2



2	HISTORIAL	Ponderación	Calificación
<b>2.A</b>	<b>NÚMERO Y TIPO DE FALLA EN ESPIRAS</b>		
	Ninguna	0	
	Conexión	(# x 2 - 5)	5
	Salida de la ranura	(# x 2 - 5)	
	Objeto extraño	(# x 3 - 8)	
	En la ranura, Fase - Tierra	(# x 5 - 8)	2
	En la ranura, Fase - Fase	(# x 8 - 15)	
		PUNTAJE	7
<b>2.B</b>	<b>FALLAS EN LOS ULTIMOS 5 AÑOS</b>		
	No ha habido fallas	0	
	Si ha habido fallas	(# x 5)	10
	Espiras "bypasseadas" por circuito	(# x 5)	
		PUNTAJE	10
<b>2.C</b>	<b>FALLAS EN GENERADORES DE LA MISMA CENTRAL</b>		
	No ha habido fallas	0	
	Sí ha habido fallas	(# x 5)	25
		PUNTAJE	25
<b>2.D</b>	<b>EDAD DEL DEVANADO</b>		
	Menos de 10 años	0	
	10 a 20 años	1	
	20 a 30 años	3	
	30 a 40 años	7	7
	40 a 50 años	10	
	50 a 60 años	13	
	60 a 70 años	16	
	Más de 70 años	20	
		PUNTAJE	7
3	INSPECCION VISUAL	Ponderación	Calificación
<b>3.A</b>	<b>PRESENCIA DE SUCIEDAD</b>		
	Limpio	0	
	Levemente sucio (menos de 1 mm de polvo)	1	1
	Moderadamente sucio (1 a 3 mm de polvo)	3	
	Muy sucio (más de 3 mm)	5	
		PUNTAJE	1



<b>3.B</b>	<b>% de CUÑAS FIRMES</b>		
c c c	Más de 80%	0	0
	60 a 80%	1	
	50 a 60%	3	
	25 a 50%	45	
	Menos de 25%	65	
	Cuñas sueltas	85	
		PUNTAJE	0
<b>3.C</b>	<b>FIJACIONES Y UNIONES DE AMARRES</b>		
	Firmes	0	0
	Medianamente sueltos	2	
	Sueltos	5	
		PUNTAJE	0
<b>3.D</b>	<b>PRESENCIA DE POLVO BLANCO (DESCARGAS CORONA)</b>		
	No hay	0	0
	Sobre zona de la cabeza	(2 a 6)	
	En ranuras	(3 a 9)	
	En ranuras y zona de la cabeza	(5 a 15)	
		PUNTAJE	0
<b>3.E</b>	<b>ESCURRIMIENTO DEL ASFALTO</b>		
	No aplica	0	0
	Poco	2	
	Moderado	5	
	Mucho	10	
		SUBTOTAL	0
<b>3.F</b>	<b>ESTADO DE LA AISLACIÓN</b>		
	Bueno	0	
	Agrietado	(5 a 10) +	
	Levemente desgastado	5	5
	Medianamente desgastado	10	
	Muy desgastado	20	
		PUNTAJE	5
<b>4</b>	<b>RESULTADOS DE PRUEBAS</b>	<b>Ponderación</b>	<b>Calificación</b>
<b>4.A</b>	<b>RESISTENCIA DE AISLACIÓN</b>		
c	Mayor a 500 MΩ por fase	0	0
	100 a 500 MΩ por fase	2	
	50 a 100 MΩ por fase	4	



	30 a 50 MΩ por fase		8	
	Menor a 30 MΩ por fase		85	
			PUNTAJE	0
<b>4.B</b>	<b>INDICE DE POLARIZACION (IP)</b>			
	4 a 7		0	0
	3 a 4		2	
	2 a 3		5	
	1 a 2		10	
	Menor a 1		85	
c			PUNTAJE	0
<b>4.C</b>	<b>TIP UP DE CAPACIDAD, entre 60 y 20% de Vnom</b>			
	CLASE B	CLASE F		
	Menor a 2 %	Menor a 0,1 %	0	0
	2 a 2,3	0,1 a 0,2	2	
	2,3 a 2,5	0,2 a 0,3	6	
	2,5 a 3	0,3 a 0,4	8	
	3 a 3,5	0,4 a 0,5	10	
	3,5 a 4	0,5 a 0,6	12	
	Mayor a 4	Mayor a 0,6	15	
			PUNTAJE	0
<b>4.D</b>	<b>RESISTENCIA OHMICA POR FASE (% del valor de fábrica)</b>			
	0 a 5 %		0	
	5 a 10 %		5	5
	10 a 15 %		7	
	15 a 20 %		30	
	Mayor a 20 %		75	
c c			PUNTAJE	5
<b>4.E</b>	<b>TIP UP TANGENTE DELTA entre 60 y 20% de Vnom</b>			
	CLASE B	CLASE F		
	Menor a 0,7 %	Menor a 0,2 %	0	
	0,7 a 0,1	0,2 a 0,3	2	2
	0,1 a 1,3	0,3 a 0,5	6	
	1,3 a 1,5	0,5 a 0,6	8	
	1,5 a 1,7	0,6 a 0,7	10	
	1,7 a 1,9	0,7 a 0,9	12	
	1,9 a 2,0	0,9 a 1,0	15	
			PUNTAJE	2
<b>4.F</b>	<b>TANGENTE DELTA (a 60% Vnom)</b>			
c	CLASE B	CLASE F		



	Menor a 1 %	Menor a 0,5	0	0
	1,0 a 1,3	0,5 a 0,7	2	
	1,3 a 1,6	0,7 a 0,9	6	
	1,6 a 1,9	0,9 a 1,1	8	
	1,9 a 2,5	1,1 a 1,3	10	
	2,5 a 3,0	1,3 a 1,5	12	
	Mayor a 3	Mayor a 1,5	45	
			PUNTAJE	0
<b>4.G</b>	<b>DESCARGAS PARCIALES pC (a 60% Vnom)</b>			
	CLASE B	CLASE F		
	Menor a 10.000	Menor a 5.000	0	0
	10.000 a 15000	5.000 a 7.500	2	
	15000 a 20.000	7.500 a 10.000	6	
	20.000 a 30.000	10.000 a 15.000	20	
	30.000 a 50.000	15.000 a 20.000	25	
	50.000 a 80.000	20.000 a 30.000	48	
	80.000 a 100.000	30.000 a 50.000	75	
c c			PUNTAJE	0
<b>4.H</b>	<b>CORTOCIRCUITO EN LA ESPIRA</b>			
	No existe cortocircuito		0	0
	Si existe cortocircuito		15	
			PUNTAJE	0
<b>4.I</b>	<b>ELEVACIÓN DE TEMPERATURA A PLENA CARGA</b>			
	CLASE B	CLASE F		
	Menor a 35°C	Menor a 40°C	0	
	35 a 45	40 a 60	1	1
	45 a 55	60 a 80	3	
	55 a 60	80 a 90	10	
	Mayor a 60°C	Mayor a 90°C	85	
c			PUNTAJE	1
<b>TOTAL BOBINADO ESTATORICO</b>				<b>75</b>



<b>NÚCLEO DEL ESTATOR</b>			
<b>5</b>	<b>DISEÑO Y FABRICACIÓN</b>	<b>Ponderación</b>	<b>Calificación</b>
<b>5.A</b>	<b>CALIDAD DEL LAMINADO SEGÚN AÑO DE FABRICACIÓN</b>		
	Post 1980	1	
	1960 a 1980	3	3
	1940 a 1960	6	
	1920 a 1940	8	
	Antes de 1920	10	
		PUNTAJE	3
<b>5.B</b>	<b>TIPO DE ARMADO</b>		
	Continuo	0	
	2 secciones	6	
	4 secciones	8	8
	6 secciones	10	
		PUNTAJE	8
<b>5.C</b>	<b>CUÑAS RADIALES</b>		
	Incluye	0	0
	No incluye (Diámetro externo < 7 m)	1	
	No incluye (7 m < Diámetro externo < 10 m)	3	
	No incluye > 2 m	5	
		PUNTAJE	0
<b>5.D</b>	<b>ALTURA</b>		
	Menor a 1 metros	2	
	De 1 a 2 metros	4	4
	Mayor de 2 metros	5	
		PUNTAJE	4
<b>6</b>	<b>HISTORIAL</b>	<b>Ponderación</b>	<b>Calificación</b>
<b>6.A</b>	<b>Nº DE FALLAS EN RANURAS</b>		
	No ha habido fallas	0	
	Fase-Tierra	(# x 3 - 7)	8
	Fase-Fase	(# x 10 - 15) +	
		PUNTAJE	8
<b>6.B</b>	<b>DAÑOS POR AGENTES EXTERNOS</b>		



	Ninguno	0	
	Leve	(# x 2)	2
	Medianamente severo	(# x 6)	
	Severo	(# x 10)	
		PUNTAJE	2
<b>6.C</b>	<b>DESPLAZAMIENTO EN LAS UNIONES</b>		
	Ninguno	0	
	Menor a 3 mm	1	1
	3 a 5 mm	3	
	5 a 8 mm	5	
	Mayor a 8 mm	25	
c		PUNTAJE	1
<b>6.D</b>	<b>DESPLAZAMIENTO EN LA LAMINACIÓN</b>		
	No ha habido	0	
	Casi nunca	2	2
	Ocasionalmente	4	
	Frecuentemente	6	
		PUNTAJE	2
<b>6.E</b>	<b>EDAD DEL NUCLEO</b>		
	Menor a 20 años	0	
	20 a 40 años	3	3
	40 a 60 años	6	
	60 A 80 años	9	
	Mayor a 80 años	12	
		PUNTAJE	3
<b>7</b>	<b>INSPECCION VISUAL</b>	<b>Ponderación</b>	<b>Calificación</b>
<b>7.A</b>	<b>POLVO Y SUCIEDAD (% de obstrucción de los ductos)</b>		
	Menor a 3 %	0	0
	3 a 10 %	1	
	10 a 30 %	3	
	30 a 50 %	6	
	Mayor a 50 %	10	
		PUNTAJE	0
<b>7.B</b>	<b>ONDULACIONES EN EL NUCLEO</b>		
	No hay	0	0
	Menor a 3 mm	1	



	3 a 5 mm	3	
	5 a 8 mm	5	
	Mayor a 8 mm	10	
		PUNTAJE	0
<b>7.C</b>	<b>DESPLAZAMIENTO DE LA LAMINACION</b>		
	No hay	0	
	Poco	1	1
	Medio	3	
	Mucho	5	
		PUNTAJE	1
<b>7.D</b>	<b>POLVO ROJO (VIBRACIONES)</b>		
	No hay	0	0
	Poco	1	
	Medio	3	
	Mucho	5	
		PUNTAJE	0
<b>7.E</b>	<b>DAÑO MECÁNICO</b>		
	No Hay	0	
	Leve	(# x 2)	2
	Medianamente severo	(# x 6)	
	Severo	(# x 10)	
		PUNTAJE	2
<b>8</b>	<b>RESULTADOS DE PRUEBAS</b>	<b>Ponderación</b>	<b>Calificación</b>
<b>8.A</b>	<b>MAGNETIZACION</b>		
	No hay puntos calientes	0	
	Puntos calientes de 5 a 7°C	(# x 2)	4
	Puntos calientes de 7 °C a 10 °C	(# x 20)	
	Puntos calientes mayores a 10 °C	85	
c		PUNTAJE	4
<b>8.B</b>	<b>SUJECIÓN PERNOS</b>		
	Valor nominal	0	
	80 a 100 %	3	3
	60 a 80 %	5	
	40 a 60 %	7	
	Menor 40 %	9	
		PUNTAJE	3



<b>8.C.a</b>	<b>CIRCULARIDAD (% DEL ENTREHIERRO NOMINAL)</b>		
	Menor a 8 %	0	
	8 a 16 %	3	3
	16 a 24 %	6	
	24 a 32 %	10	
	32 A 40 %	15	
	Mayor a 40 %	20	
		PUNTAJE	3
<b>8.C.b</b>	<b>VERTICALIDAD</b>		
	Menor a 6 %	0	0
	6 a 12 %	3	
	12 a 18 %	6	
	18 a 24 %	10	
	24 a 30 %	15	
	Mayor a 30%	20	
		PUNTAJE	0
<b>8.C.c</b>	<b>ENTEREHIERRO</b>		
	<7%	0	
	7 a 14%	2	2
	14 a 21%	4	
	21 a 28%	7	
	28 a 35%	10	
	>35%	20	
		PUNTAJE	2
<b>8.D</b>	<b>VIBRACIÓN DEL MARCO</b>		
	0 a 0,025 mm	0	0
	0,025 a 0,075 mm	2	
	0,075 a 0,0125 mm	4	
	0,125 a 0,250 mm	7	
	Mayor a 0,250 mm	10	
		PUNTAJE	0
<b>8.E</b>	<b>PRUEBA ELCID</b>		
	No hay lecturas sobre 50mA	0	0
	Una lectura entre 50 y 100mA	2	
	Una lectura entre 100 y 200 mA	4	
c	Dos o más lecturas entre 100 y 200 mA	7	



	Una o más lecturas sobre 200mA	20	
		PUNTAJE	0
<b>TOTAL NÚCLEO ESTATOR</b>			<b>46</b>

<b>ROTOR</b>			
<b>9</b>	<b>DISEÑO Y FABRICACIÓN</b>	<b>Ponderación</b>	<b>Calificación</b>
<b>9.A</b>	<b>TIPO DE AISLACIÓN EN PUESTA A TIERRA</b>		
	Mica enrollada	0	
	Mica laminada	2	2
	Asbestos	3	
	Papel	5	
		PUNTAJE	2
<b>9.B</b>	<b>TIPO DE AISLACIÓN ENTRE VUELTAS</b>		
	Nomex	0	
	Mica laminada	2	2
	Asbestos	3	
	Papel	5	
		PUNTAJE	2
<b>9.C</b>	<b>CONDUCTOR CAMPO</b>		
	Barras de cobre	4	4
	Cable	6	
		PUNTAJE	4
<b>9.D</b>	<b>EXCITACIÓN ESTÁTICA</b>		
	No aplica	0	0
	Tensión de techo entre 4 y 5 pu	10	
	Tensión de techo > 5 pu	20	
		PUNTAJE	0
<b>9.E</b>	<b>CONECTORES DE LOS POLOS</b>		
	Soldado en "I" con estaño	0	0
	Tipo Herradura	2	
	Cintas flexibles	5	
		PUNTAJE	0
<b>9.F</b>	<b>COLLARES DE LOS POLOS</b>		



	Vidrio – epoxy	0	0
	Fenólico, textolito	2	
	Asbestos, permali	3	
	Micarta	4	
	Madera	5	
		PUNTAJE	0
<b>10</b>	<b>HISTORIAL</b>	<b>Ponderación</b>	<b>Calificación</b>
<b>10.A</b>	<b>EDAD DE LA AISLACION</b>		
	Después de 1980	1	
	1960 a 1980	3	3
	1940 a 1960	7	
	1920 a 1940	13	
	Antes de 1920	20	
		PUNTAJE	3
<b>10.B</b>	<b>NÚMERO DE FALLAS A TIERRA</b>		
	No existen fallas	0	
	1 falla	2 – 5	
	2 fallas	5 – 10	5
	3 a 5 fallas	10 – 15	
	Mayor a 5 fallas	20 - 25	
		PUNTAJE	5
<b>10.C</b>	<b>NÚMERO DE POLOS CORTOCIRCUITADOS</b>		
	0	0	0
	1	2	
	2	5	
	3 a 5	10	
	Mayor a 5	20	
		PUNTAJE	0
<b>10.D</b>	<b>ROTURAS EN LOS INTERPOLOS</b>		
	0	0	0
	1	3	
	2	5	
	3 TO 5	10	
	> 5	15	
		PUNTAJE	0
<b>10.E</b>	<b>EXCITATRIZ ROTATORIA</b>		
	No aplica	0	



	Raspaduras en el estator de la excitatriz	2	2
	Requiere rebobinado	20+	
	Mayor a 50 de antigüedad	25+	
		PUNTAJE	2
<b>11</b>	<b>INSPECCIÓN VISUAL</b>	<b>Ponderación</b>	<b>Calificación</b>
<b>11.A</b>	<b>PRESENCIA DE POLVO</b>		
	No hay	0	
	Menor a 1 mm	1	1
	1 a 5 mm	3	
	Mayor a 5 mm	5	
		PUNTAJE	1
<b>11.B</b>	<b>ESTADO DE LA AISLACION</b>		
	Bueno	0	
	Vueltas separadas	(3 a 6)	3
	Collares rotor	(4 a 8)	
	Desgastada	(6 a10)	
		PUNTAJE	3
<b>11.C</b>	<b>ROTOR RIM</b>		
	Cuñas firmes	0	0
	Cuñas sueltas	( 3 a 5)	
	Vibración en las cuñas (polvo rojo visible)	(6 a 10)	
	RIM flotante	5+	
		PUNTAJE	0
<b>11.D</b>	<b>ARAÑA</b>		
	No hay grietas	0	0
	Soldaduras agrietadas	(# x 4)	
	Placas agrietadas	(# x 10)	
	Firmeza insuficiente	(5 a 25)	
		PUNTAJE	0
<b>11.E</b>	<b>PISTA DE FRENO</b>		
	Buena condición	0	0
	Usado o dañado	(1 a 5)	
	Pista no alineada	2+	
		PUNTAJE	0
<b>11.F</b>	<b>DEVANADO AMORTIGUADOR</b>		



	Buena condición o no aplica	0	0
	Vibraciones	(1 a 3)	
	Sobrecalentamientos	(1 a 3)+	
	Soldaduras dañadas	(1 a 3)+	
	Barras/ranuras dañadas	(6 a 10)+	
		PUNTAJE	0
<b>11.G</b>	<b>EJE</b>		
	Bueno	0	0
	Agrietado (reparable)	(1 a 7)	
	A reemplazar	10	
		PUNTAJE	0
<b>12</b>	<b>PRUEBAS Y MEDICIONES</b>	<b>Ponderación</b>	<b>Calificación</b>
<b>12.A</b>	<b>MEGGER a 500 Vdc</b>		
	Mayor a 100 MΩ	0	0
	50 a 100 MΩ	2	
	5 a 50 MΩ	5	
	2 a 5 MΩ	8	
	Menor a 2 MΩ	65	
c		PUNTAJE	0
<b>12.B</b>	<b>IMPEDANCIA EN EL POLO</b>		
	Variación menor a 10 %	0	0
	Variación de 10 a 20 %	5	
	Variación mayor a 20 %	10	
		PUNTAJE	0
<b>12.C</b>	<b>RESISTENCIA OHMICA (% del valor de fábrica)</b>		
	0 a 5 %	0	
	5 a 10 %	5	5
	10 a 15 %	7	
	15 a 20 %	50	
	Mayor a 20 %	85	
c		PUNTAJE	5
<b>12.D</b>	<b>CIRCULARIDAD</b>		
	Menor a 6 %	0	0
	6 a 12 %	3	
	12 a 18 %	6	



	18 a 24 %	10	
	24 a 30 %	15	
	Mayor a 30 %	20	
		PUNTAJE	0
<b>12.E</b>	<b>CONCENTRICIDAD</b>		
	Menor a 1.2 %	0	
	1.2 a 2.4 %	3	3
	2.4 a 3.6 %	6	
	3.6 a 4.8 %	10	
	4.8 a 6.0 %	15	
	Mayor a 6.0 %	20	
		PUNTAJE	3
<b>12.F</b>	<b>VIBRACION DE COJINETE GUIA</b>		
	Menor a 25 micrones	0	
	25 a 100 micrones	2	2
	100 a 300 micrones	4	
	300 a 500 micrones	7	
	Mayor a 500 micrones	10	
		PUNTAJE	2
<b>12.G</b>	<b>AUMENTO DE TEMPERATURA A PLENA CARGA</b>		
	Menor 75 °C	0	0
	75 °C a 85 °C	10	
	Mayor 85 °C	20	
		PUNTAJE	0
<b>12.G</b>	<b>TENSIÓN INDUCIDA EN EL EJE</b>		
	No hay paso de corriente	0	0
	Entre 50 y 400mA	25	
	Mayor a 400mA	85	
c		PUNTAJE	0
<b>TOTAL ROTOR</b>			<b>32</b>



<b>COMPONENTES MECÁNICOS</b>			
<b>13A</b>	<b>MARCO DEL ESTATOR</b>	<b>Ponderación</b>	<b>Calificación</b>
	Sin Fisuras	0	0
	Fisuras en las soldaduras	(1 a 6)	
	Fisuras en las placas de apriete	(3 a 15)	
	Placa de fundación en mal estado	(5 a 15)	
	Corrimiento del concreto	(5 a 25)	
	Rigidez insuficiente	(5 a 25)	
		PUNTAJE	0
<b>13B</b>	<b>Araña superior</b>		
	No aplica o Sin Fisuras	0	0
	Fisuras en las soldaduras	(1 a 6)	
	Fisuras en la estructura	(3 a 15)	
	Cubiertas en mal estado	(3 a 15)	
	Rigidez insuficiente	(6 a 24)	
		PUNTAJE	0
<b>13C</b>	<b>Cojinete Guía superior</b>		
	No aplica	0	0
	Aislación a reemplazar	1	
	BABBITT	(1 a 3)	
	Diseño deficiente	(1 a 5)	
		PUNTAJE	0
<b>13D</b>	<b>Soporte inferior (o cono)</b>		
	Sin Fisuras	0	0
	Fisuras en las soldaduras	(0,3 a 2)	
	Fisuras en la estructura	(1 a 5)	
	Cubiertas en mal estado	(1 a 5)	
	Corrimiento del concreto	(2 a 8)	
	Rigidez insuficiente	(2 a 8)	
		PUNTAJE	0
<b>13E</b>	<b>Cojinete guía inferior</b>		
	No aplica	0	0



	Aislación a reemplazar	1	
	BABBITT	(1 a 3)	
	Diseño deficiente	(1 a 5)	
		PUNTAJE	0
<b>13F Cojinete de empuje</b>			
	Aislación a reemplazar	1	
	BABBITT	(1 a 3)	
	Se requiere inyección de aceite	5	5
	Diseño deficiente	(1 a 8)	
		PUNTAJE	5
<b>13G.a Enfriamiento del Estator</b>			
	Buena condición	0	
	Requiere mantención	(# x 0 a 25)	
	Mantención requerida	( # x 0 a 5)	5
	Requiere reemplazo	( # x 1 a 0)	
	Ductos en mal estado	3	
		PUNTAJE	5
<b>13G.b Enfriador Descanso guía superior</b>			
	Buena condición	0	0
	Requiere mantención	( 0 a 25)	
	Requiere OVERHAUL	( 0 a 5)	
	Requiere remplazo	(1 a 0)	
	Ductos en mal estado	(0 a 5)	
		PUNTAJE	0
<b>13G.c Enfriador Descanso guía inferior</b>			
	Buena condición	0	0
	Requiere mantención	( 0 a 25)	
	Requiere OVERHAUL	( 0 a 5)	
	Requiere reemplazo	(1 a 0)	
	Ductos en mal estado	(0 a 5)	
		PUNTAJE	0
<b>13G.d Cojinete de empuje (solo o combinado)</b>			
	Buena condición	0	0



	Requiere mantención	( 0 a 75)	
	Requiere Mantención	( 1 a 5)	
	Requiere reemplazo	(3 a 0)	
	Ductos en mal estado	(1 a 5)	
		PUNTAJE	0
<b>13H</b>	<b>Frenos y gatos hidráulicas</b>		
	Buen estado	0	
	Requiere reparación menor	1	1
	Requiere reparación mayor	2	
	Requiere reemplazo	4	
		PUNTAJE	1
<b>TOTAL COMPONENTES MECÁNICOS</b>			<b>11</b>

<b>FACTORES EXTERNOS</b>			
<b>14A</b>	<b>Tipo de Central</b>		
	De Embalse	0	0
	De pasada	10	
		PUNTAJE	0
<b>14C</b>	<b>NECESIDAD DE REPARAR LA TURBINA</b>		
	No	0	0
	Si # nota	(1 a 40)	
		PUNTAJE	0
<b>14D.a</b>	<b>Subestación</b>		
	N/A	0	0
	<5%	2	
	5 a 10%	6	
	10 a 20%	8	
	> 20%	10	
		PUNTAJE	0
<b>14D.b</b>	<b>Voltaje Terminal</b>		
	95 a 105%	0	0
	< 95%	4	
	105 a 110%	7	
	>110%	10	



		PUNTAJE	0
<b>14E</b>	<b>FRECUENCIA DE PARTIDAS - PARADAS</b>		
	Menos de 10 por año	1	
	10 a 49 por año	2	2
	50 a 99 por año	3	
	100 a 199 por año	4	
	200 a 300 por año	6	
	Más de 300 por año	10	
		PUNTAJE	2
<b>14F</b>	<b>HORAS DE FUNCIONAMIENTO</b>		
	Menos de 1.000 por año	1	
	1.000 a 2.500 por año	2	
	2.500 a 3.500 por año	3	
	3.500 a 4.500 por año	4	
	4.500 a 6.000 por año	6	
	Más de 6.000 por año	10	10
		PUNTAJE	10
<b>TOTAL FACTORES EXTERNOS</b>			<b>12</b>

Fuente: (Cocco, 2015)

## Anexo 9 Análisis de Descargas Parciales

RESULTADO DE DESCARGAS PARCIALES UNIDAD N°5			
Categoría	Tipo	Descripción	Observaciones
2 Red 1	DP de Delaminación	Delaminación entre el revestimiento y el aislamiento	Durante el ciclo AC Número de impulsos es de bajo a medio, y se encuentran en la gama baja de $\pm 320\text{mV}$
2 Red 2	DP de Delaminación	Delaminación entre el revestimiento y el aislamiento	Erosión del aislamiento ubicada en el 1° y 3° (45° y 225°). cuadrante respectivamente durante el ciclo AC
3 Red 1	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Erosión en la superficie del aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
3 Red 2	DP de tipo groundwall (pared)	Vacío entre aislamiento y abertura de la ranura	Deterioro térmico entre aislamiento y Cobre, por efecto de carga Mientras que los pulsos se producen principalmente en el ciclo positivo, como pulsos negativos.
4 Red 2	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío. Erosión en la superficie del aislamiento, y ubicadas incorrectamente durante el ciclo AC.
5 Red 2	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío Erosión del aislamiento ubicada en el diferentes grados durante el ciclo AC
6 Red 1	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío Erosión en la superficie del aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
6 Red 2	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío Erosión del aislamiento ubicada en el diferentes grados durante el ciclo AC
7, 17, 18 Red 1	DP de tipo groundwall (pared)	Vacío entre aislamiento y abertura de la ranura	Deterioro térmico entre aislamiento y Cobre, por efecto de carga Mientras que los pulsos se producen principalmente en el ciclo positivo, como pulsos negativos.
14, 15 Red 1	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío. Erosión en la superficie del aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
16 Red 2	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío. Erosión del aislamiento ubicada en el diferentes grados durante el ciclo AC
2, 6 Blue 1	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío. Erosión en la superficie del aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
2 Blue 2	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío. Erosión en la superficie del aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
3 Blue 1	DP de Delaminación	Delaminación entre el revestimiento	Con fisuras, y descargas en vacío. Delaminación entre capas de aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.



		y el aislamiento	
3 Blue 2	DP de Delaminación	Delaminación entre el revestimiento y el aislamiento	Con fisuras, y descargas en vacío. Delaminación entre capas de aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
5 Blue 1 Blue 2	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío. Erosión del aislamiento ubicada en el diferentes grados durante el ciclo AC
7,8 Blue 1 Blue 2	DP de Delaminación	Delaminación entre el revestimiento y el aislamiento	Con fisuras, y descargas en vacío. Delaminación entre capas de aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
7,8 Bule 2 Blue 1	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío. Erosión en la superficie del aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
10, 11 Blue 1	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío. Erosión en la superficie del aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
12 Bule 1 Blue 2	DP de Delaminación	Delaminación entre el revestimiento y el aislamiento	Con fisuras, y descargas en vacío. Delaminación entre capas de aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
15 Blue 1	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío entre capas de aislamiento, Erosión del aislamiento en la superficie
15 Blue 2	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío. Erosión en la superficie del aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
17 Blue 2	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Erosión del aislamiento en la superficie ubicada en los diferentes cuadrantes durante el ciclo AC
17 Bule 1	DP de Delaminación	Delaminación entre el revestimiento y el aislamiento	Con fisuras, y descargas en vacío. Erosión en la superficie del aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
18 Bule 2	DP de Delaminación	Delaminación entre el revestimiento y el aislamiento	Con fisuras, y descargas en vacío. Delaminación entre capas de aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
2 White 1	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío. Erosión en la superficie del aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
3 White 2	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío. Erosión en la superficie del aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
4 White 1	DP de tipo groundwall (pared)	Vacío entre aislamiento y abertura de la ranura	Deterioro térmico entre aislamiento y Cobre, por efecto de carga. Mientras que los pulsos se producen principalmente en el ciclo positivo, como pulsos negativos



4 White 2	DP de Delaminación	Delaminación entre el revestimiento y el aislamiento	Con fisuras, y descargas en vacío. Delaminación entre capas de aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
5, 9 White 1	DP de Delaminación	Delaminación entre el revestimiento y el aislamiento	Con fisuras, y descargas en vacío. Delaminación entre capas de aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
7 White 1 White 2	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Erosión del aislamiento en la superficie ubicada en los diferentes cuadrantes durante el ciclo AC.
8 White 1 White 2	DP de Delaminación	Delaminación entre el revestimiento y el aislamiento	Con fisuras, y descargas en vacío. Delaminación entre capas de aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
10, 11 White 1	DP de tipo groundwall (pared)	Vacío entre aislamiento y abertura de la ranura	Deterioro térmico entre aislamiento y Cobre, por efecto de carga. Mientras que los pulsos se producen principalmente en el ciclo positivo, como pulsos negativos.
15 White 1	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío. Erosión en la superficie del aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.
17 White 2	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Erosión del aislamiento en la superficie ubicada en los diferentes cuadrantes durante el ciclo AC.
13, 14 White 2	DP en vacío	Vacío en aislamiento principal	Con fisuras, y descargas en vacío. Erosión en la superficie del aislamiento, y ubicadas correctamente durante el ciclo AC.

Fuente: Propia