

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE ELECTRICIDAD

DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE GRUPO GENERADOR TRANSFORMADOR BASADO EN PRUEBAS DE CAMPO EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MOLINO UNIDAD 8 (CELEC SUR)

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: DENNIS JUSTINE TENEMASA SANTILLAN HAVI MIGUEL LOZANO MOROCHO

TUTOR: ING. CARLOS ULICER PERALTA LÓPEZ, MGST.

Cuenca – Ecuador

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Dennis Justine Tenemasa Santillan con documento de identificación N° 1501160681 y Havi Miguel Lozano Morocho con documento de identificación N° 1729361863; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 26 de agosto del 2024

Atentamente,

Jean's.T

Dennis Justine Tenemasa Santillan

1501160681

Havi Miguel Lozano Morocho

CERTIFICADO DE CESÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotros, Dennis Justine Tenemasa Santillan con documento de identificación N° 1501160681 y Havi Miguel Lozano Morocho con documento de identificación N° 1729361063, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto técnico: "Diagnóstico del estado de grupo generador transformador basado en pruebas de campo en la Central Hidroeléctrica Molino Unidad 8 (CELEC SUR)", el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 26 de agosto del 2024

Atentamente,

Jenn's.T

Dennis Justine Tenemasa Santillan

1501160681

Havi Miguel Lozano Morocho

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Carlos Ulicer Peralta López con documento de identificación N°0103112561, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE GRUPO GENERADOR TRANSFORMADOR BASADO EN PRUEBAS DE CAMPO EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MOLINO UNIDAD 8 (CELEC SUR), realizado por Dennis Justine Tenemasa Santillan con documento de identificación N° 1501160681 y por Havi Miguel Lozano Morocho con documento de identificación N° 1729361863, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 26 agosto del 2024

Atentamente,

Ing. Carlos Ulicer Peralta López, Mgst.

DEDICATORIA

Dedico este logro a mis queridos padres, Lauro y Mónica, cuyo amor incondicional y apoyo constante han sido mi fuente de inspiración. A mis amados hermanos, Fabricio y Jhonny, quienes han compartido cada paso de este camino conmigo, brindándome aliento y compañía. A mis queridos sobrinos, Mateo y Gabriela, cuya alegría y energía contagiosa iluminan mi vida. Este logro es un tributo a la unidad y al amor que compartimos como familia. Gracias por ser parte fundamental de mi viaje académico y por inspirarme a alcanzar nuevas alturas. Este logro es un reflejo de nuestro lazo familiar inquebrantable.

Dennis Justine Tenemasa Santillan

Con todo mi amor y gratitud, dedico esta tesis a ti Laura, la fuente inagotable de inspiración y fortaleza en mi vida. Tu amor incondicional ha sido mi mayor impulso, guiándome con sabiduría y apoyo en cada paso de este viaje académico. A mis queridos hermanas Cyntia, Patricia y Daniela, agradezco eternamente su compañía y aliento. Juntos hemos superado desafíos, compartido alegrías y construido recuerdos imborrables. Su constante respaldo ha sido fundamental en mi camino hacia la culminación de este proyecto. A mi familia, cada uno de ustedes ha dejado una huella imborrable en este camino. Agradezco profundamente el amor, la paciencia y el aliento que me han brindado. Este logro no sería posible sin el respaldo inquebrantable de cada uno.

Havi Miguel Lozano Morocho

RESUMEN

El presente trabajo de tesis tiene como objetivo principal diagnosticar el estado del grupo generador y transformador de la Unidad 8 en la Hidroeléctrica Molino (CELEC SUR). Esta central hidroeléctrica, ubicada en el corazón de Ecuador, es crucial para la matriz energética del país, aportando significativamente a la estabilidad del suministro eléctrico. La investigación se enfoca en realizar una evaluación exhaustiva del estado actual de los sistemas, identificando signos de envejecimiento y deterioro que podrían comprometer la fiabilidad operativa de los equipos a largo plazo.

El estudio se basa en la aplicación de metodologías avanzadas de diagnóstico, respaldadas por normativas internacionales, incluyendo las normas IEEE y ASTM, que garantizan la validez de las pruebas realizadas. Entre las evaluaciones llevadas a cabo, destacan las pruebas de aislamiento, factor de potencia, resistencia óhmica y rigidez dieléctrica, las cuales proporcionan una visión integral del estado de los sistemas de generación y transformación. Estos análisis permiten identificar componentes críticos que muestran signos de desgaste, recomendando intervenciones específicas para asegurar la continuidad operativa [1], [2], [3], [4], [5], [6].

Adicionalmente, la investigación aborda la necesidad de incorporar tecnologías avanzadas de monitoreo y actualización de componentes clave para prolongar la vida útil de los equipos. Se destacan las recomendaciones para mejorar la gestión de los activos y optimizar las estrategias de intervención, garantizando que la Unidad 8 de la Central Hidroeléctrica Molino continúe operando de manera segura y eficiente, contribuyendo a la estabilidad energética del país en las próximas décadas.

ABSTRACT

The main objective of this thesis is to diagnose the condition of the generator and transformer group of Unit 8 at the Molino Hydroelectric Plant (CELEC SUR). Located in the heart of Ecuador, this hydroelectric plant is critical to the country's energy matrix, significantly contributing to the stability of the electricity supply. The study focuses on a comprehensive assessment of the current state of the systems, identifying aging and deterioration signs that could compromise the long-term operational reliability of the equipment.

The research is grounded in the application of advanced diagnostic methodologies, supported by international standards, including IEEE and ASTM norms, ensuring the validity of the tests conducted. Key evaluations such as insulation tests, power factor measurements, ohmic resistance assessments, and dielectric strength tests provide a thorough understanding of the condition of the generation and transformation systems. These analyses help identify critical components showing signs of wear, recommending specific interventions to ensure continuous operation.

Furthermore, the study addresses the need to integrate advanced monitoring technologies and update key components to extend the equipment's lifespan. Recommendations are provided to improve asset management and optimize intervention strategies, ensuring that Unit 8 of the Molino Hydroelectric Plant continues to operate safely and efficiently, contributing to the country's energy stability in the coming decades.

ÍNDICE GENERAL

CEF	RTI	FICA	DO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL	
Г	ΓR	ABAJ	O DE TITULACIÓN	I
CES	SIÓ	N DE	DERECHOS DE AUTOR	II
CEF	RTI CIÓ	FICA	DO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULA-	III
DEI	DIC	CATO	RIA	IV
RES	SUI	MEN		\mathbf{v}
ÍND	DIC	E DE	FIGURAS	XII
ÍND	DIC	E DE	TABLAS	XVI
INT	RC	DUC	CIÓN	1
OB.	JEI	FIVOS	3	2
1 N	ЛA	RCO	TEÓRICO Y NORMATIVAS APLICADAS EN LA	
C	CEI	NTRA	L HIDROELÉCTRICA MOLINO	3
1	.1	Intro	lucción	. 3
1	.2	¿Que	es una Central Hidroeléctrica?	. 3
1	.3	Centr	al Hidroeléctrica Paute-Molino.	. 4
		1.3.1	Presa y Embalse Amaluza	. 4
		1.3.2	Túnel de Carga	. 5
		1.3.3	Chimenea de Equilibrio.	. 5
		1.3.4	Tubería de Presión y Múltiple Distribuidor.	. 6
		1.3.5	Túnel de Descarga.	. 6
		1.3.6	Casa de Máquinas.	. 6
		1.3.7	Turbina.	. 6
1	.4	Máqu	ina Síncronica.	. 7
		1.4.1	Generadores Síncronos	. 7

	1.4.2	Principio de Funcionamiento de un Generador Síncrono.	8
		1.4.2.1 Funcionamiento en Vacío.	8
		1.4.2.2 Funcionamiento en carga.	9
		1.4.2.3 Funcionamiento en Estado Estable	11
		1.4.2.4 Funcionamiento en Paralelo	14
1.5	Trans	formador de Potencia.	15
1.6	Tipos	de Aislamientos.	16
1.7	Téoria	a de Pruebas Eléctricas.	17
	1.7.1	Aislamiento	18
	1.7.2	Resistencia de Aislamiento (IR), Índice de Polarización (PI)	
		y Relación de Absorción Dieléctrica (DAR).	18
	1.7.3	Resistencia de Devanados.	19
	1.7.4	Factor de Potencia.	20
1.8	Norma	ativas Vigentes Aplicadas a la Central Hidroelectrica Molino	20
	1.8.1	62.2-2004 - IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Elec-	
		tric Power Apparatus - Electrical Machinery.	21
		1.8.1.1 Resistencia Óhmica de los Devanados del Estator y	
		Rotor.	21
	1.8.2	C57.12.90-1993 - IEEE Standard Test Code for Liquid-	
		Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers	
		and IEEE Guide for Short-Circuit Testing of Distribution and	
		Power Transformers.	23
		1.8.2.1 Pruebas de Resistencia de Aislamiento	23
		1.8.2.2 Notas	23
		1.8.2.3 Preparación para las Pruebas	24
		1.8.2.4 Instrumentación. \ldots	24
		1.8.2.5 Voltaje a Aplicar	24
		1.8.2.6 Pruebas de Voltaje Aplicado.	25
		1.8.2.7 Procedimiento	25
	1.8.3	286-2000 - IEEE Recommended Practice for Measurement of	
		Power Factor Tip-Up of Electric Machinery Stator Coil Insu-	
		lation.	26
		1.8.3.1 Pruebas de Bobinados Completos	27
		1.8.3.2 Equipos Requeridos	28
	1.8.4	D181612 (Reapproved 2019) Standard Test Method for Die-	
		lectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using VDE	
		Electrodes	30
		1.8.4.1 Equipos Eléctricos	31

		1.8.4.2	Ajuste y Mantenimiento de Electrodos y Célula de	
			Prueba.	34
		1.8.4.3	Procedimiento de Prueba.	36
		1.8.4.4	Configuración de Espacio de Grieta y Reporte.	37
		1.8.4.5	Reporte	38
	1.8.5	C57.106-	-2015 - IEEE Guide for Acceptance and Maintenance	
		of Insula	ting Mineral Oil in Electrical Equipment.	38
		1.8.5.1	Evaluación del Aceite Mineral Aislante.	38
		1.8.5.2	Propiedades del Aceite Mineral Nuevo—Aceite Re-	
			cibido en Equipos Nuevos con un Voltaje Nominal	
			Inferior a 230 kV.	38
	1.8.6	IEEE St	d 43-2000(R2006)-Recommended Practice for Testing	
		Insulatio	on Resistance of Electric Machinery.	40
		1.8.6.1	Lecturas de Resistencia de Aislamiento.	41
		1.8.6.2	Lecturas del Índice de Polarización	42
		1.8.6.3	Interpretación de los Resultados de las Pruebas de	
			Resistencia de Aislamiento e Índice de Polarización	43
		1.8.6.4	Monitoreo de la Condición del Aislamiento.	43
		1.8.6.5	Limitaciones de la Prueba de Resistencia de Aisla-	
			miento.	43
		1.8.6.6	Valor Mínimo Recomendado del Índice de Polariza-	
			ción y Resistencia de Aislamiento.	44
		1.8.6.7	Aplicabilidad del Índice de Polarización en Bobina-	
			dos de Campo.	45
		1.8.6.8	Aplicabilidad del Índice de Polarización Cuando IR1	
			es Mayor de 5000 M Ω	45
		1.8.6.9	Resistencia de Aislamiento.	46
		1.8.6.10	Consideraciones Importantes	46
	CDI	οστόνι σ	CONSTRUCTIVA V DRUEDAS DE CAMPO	40
DE		tog Const	watiyos	40
2.1	Aspec	Coperad	or Unided "8"	40
	2.1.1	Transfor	or Official 8	49 50
იი	Z.1.Z	lología do	Pruchas Electricas al Concreder y Transformeder de	50
2.2	Deter		Truebas Electricas al Generador y Transformador de	50
	roten 221	Coporad	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	50
	2.2.1	9.9.1.1	Pruebe de Fester de Potencia	50
		2.2.1.1	Prueba de Pacistoneia Obmica de los Devenados del	υ
		2.2.1.2	Fatator y del Potor	K 9
				-05

IX

		2.2.2	Estator.	. 56
			2.2.2.1 Prueba de Resistencia de Aislamiento (IR) e Índice	
			de Polarización (PI).	. 56
		2.2.3	Rotor	. 59
			2.2.3.1 Rotor - Prueba de Resistencia de Aislamiento (IR)	
			y Índice de Absorción Dieléctrica(DAR).	. 59
			2.2.3.2 Prueba de Caída de Tensión en los Polos	. 60
		2.2.4	Transformador de Potencia.	62
			2.2.4.1 Prueba de Resistencia de Aislamiento	. 62
			2.2.4.2 Prueba de Rigidez Dieléctrica	. 64
3	AN	ÁLISI	S ESTADÍSTICO DE LAS PRUEBAS DE CAMPO	
	CO	NTRA	LAS NORMATIVAS VIGENTES APLICADAS EN	
	LA	CENT	TRAL MOLINO	67
	3.1	Gener	ador	. 68
		3.1.1	Prueba de Factor de Potencia	. 68
		3.1.2	Prueba de Resistencia ohmica de los devanados del estator y	
			Rotor	. 71
			3.1.2.1 Estator	. 73
			3.1.2.2 Rotor	. 74
		3.1.3	Estator - Prueba de Resistencia de Aislamiento (IR) e Índice	
			de Polarización (PI)	. 75
		3.1.4	Prueba de Caída de Tensión en los Polos	. 87
		3.1.5	Rotor - Prueba de Resistencia de Aislamiento (IR) y Índice	
			de Absorción Dieléctrica (DAR).	. 93
	3.2	Trans	formador de Potencia.	. 99
		3.2.1	Prueba de Resistencia de Aislamiento.	. 99
		3.2.2	Prueba de Rigidez Dieléctrica	. 104
		3.2.3	Análisis del Estado del Generador y Transformador de Potenci	ia.107
		3.2.4	Generador.	. 107
		3.2.5	Transformador de Potencia.	. 108
4	CO	NCLU	SIONES Y RECOMENDACIONES	109
	4.1	Concl	usiones	. 109
	4.2	Recon	nendaciones	. 110
A	NEX	OS		112
A	Pru	iebas d	le Campo a las Unidades 8 en la Central Hidroelectrica	

Molino

В	Certificados de Calibración de los Equipos para las Pruebas Elec-				
	tricas	1	.19		
	B.0.1	MEGGER DELTA 2000	119		
	B.0.2	MEGGER OTS 60PB	123		
	B.0.3	FLUKE 289	125		
	B.0.4	MEGGER DLRO10HD	129		
B	IBLIOGRA	FÍA 1	135		

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Ubicación geográfica 2°35' 39" S, 78° 34' 00" O de la central [7]	4
1.2	Disposición del embalse [8].	5
1.3	Partes de la turbina Pelton [Fente:Autor].	7
1.4	Curva característica en vacío [9]	8
1.5	Reacción del inducido con carga resistiva. $[9]$	10
1.6	Reacción del inducido con carga inductiva [9]. \ldots \ldots \ldots \ldots	11
1.7	Reacción del inducido con carga capacitiva [9]	12
1.8	Representación vectorial de los voltajes de generador con diferentes	
	tipos de carga [10]. \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots	12
1.9	Representación de las impedancias de un generador trifásico y su	
	${\rm carga\ conectada\ [11]}. \ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ $	13
1.10	Circuito equivalente por fase de un generador síncrono [10]	13
1.11	Generador conectado en paralelo en un sistema de potencia en ope-	
	ración [10]	14
1.12	Transformador de potencia unidad 8 de la Central Hidroelectrica Mo-	
	lino [Fuente: Autor].	15
1.13	Representación del transformador elevador [12]	16
1.14	Representación del transformador reductor [12]. \ldots \ldots \ldots	16
1.15	Diagrama de Prueba con Puente de Kelvin [1]	22
1.16	Circuito en paralelo y diagrama vectorial [3]	26
1.17	Circuito en serie y diagrama vectorial $[3]$	27
1.18	Disposicion típica del circuito para medir el factor de potencia de	
	bobinado del estator ensamblado [3]. \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots	28
1.19	Electrodo VDE [4]	33
1.20	Tipos de corrientes para un aislamiento de epoxi-mica con una co-	
	rriente de fuga superficial relativamente baja y sin corriente de con-	
	ductancia [6]	41
1.21	Mediciones típicas de resistencia de aislamiento para tres máquinas	
	diferentes [6]	42
2.1	Generador de la central Molino Unidad "8" [Fuente: Autor]	50
2.2	MEGGER DELTA2000 [Fuente: Autor]	51

2.3	Inductor de resonancia para factor de potencia [Fuente: Autor]	52
2.4	Comparación de resultados buenos y malos de la prueba [13]	53
2.5	MEGGER DLRO10HD [Fuente: Autor].	54
2.6	Diagrama de conexión para prueba resistencia de los devanados Fase	
	A [14]	55
2.7	Diagrama de conexión para prueba resistencia de los devanados del	
	rotor [14]	56
2.8	Diagrama de conexión para prueba IR y PI para Fase A [14]	57
2.9	Diagrama de conexión para prueba IR y DAR (anillo +) [14]. \ldots	59
2.10	Diagrama de conexión para prueba caída de tensión polo 1 [14]	61
2.11	Transformador de potencia de la central Molino Unidad "8" [Fuente:	
	Autor]	62
2.12	Conexiones de los devanados del primario y secundario [12]	63
2.13	MEGGER OTS 60BP [Fuente: Google]	64
2.14	Valvula de drenaje [Fuente: Autor]	65
21	Tip Up por Año y por Esse de la prueba de Eseter de Potencia del	
0.1	Conorador [Fuente: Autor]	60
29	Easter de petercia a 2 kV y a 8 kV [Fuente: Autor]	09 70
0.4 2.2	Resistoncia Óbmica del Estator [Fuente: Autor]	70
3.5 3.4	Resistencia Óhmica del Botor [Fuente: Autor]	71
3.5	Aislamiento Fase A-Tierra [Fuente: Autor]	79
3.6	In Fase A-Tierra [Fuente: Autor]	79
3.7	Aislamiento Fase B-Tierra [Fuente: Autor]	80
3.8	In Fase B-Tierra [Fuente: Autor]	80
3.0	Aislamiento Fase C-Tierra [Fuente: Autor]	82
3.10	In Fase C-Tierra [Fuente: Autor]	82
3 11	Aislamiento Fase A-B [Fuente: Autor]	83
3.12	In Fase A-B [Fuente: Autor]	84
3.13	Aislamiento Fase B-C [Fuente: Autor]	85
3.14	Ip Fase B-C [Fuente: Autor].	85
3 15	Aislamiento Fase C-A [Fuente: Autor]	86
3.16	Ip Fase C-A [Fuente: Autor].	86
3.17	Caída de Tensión en los Polos 1-5 [Fuente: Autor].	89
3.18	Caída de Tensión en los Polos 6-10 [Fuente: Autor].	89
3.19	Caída de Tensión en los Polos 11-15 [Fuente: Autor].	90
3.20	Caída de Tensión en los Polos 16-20 [Fuente: Autor].	91
3.21	Comportamiento de la Impedancia [Fuente: Autor].	91
3.22	Resistencia de Aislamiento (IR) a 1000VDC [Fuente: Autor]	95
		. •

3.23	Índice de Absorción Dieléctrica (DAR) a 1000VDC [Fuente: Autor]	95
3.24	Comportamiento del Aislamiento a 1000 VDC Antes y Despues de la	
	Limpieza [Fuente: Autor].	96
3.25	Aislamiento BT-Tierra [Fuente: Autor]	100
3.26	DAR (Relación de Absorción Dieléctrica) [Fuente: Autor]	101
3.27	IP (Índice de Polarización) [Fuente: Autor].	101
3.28	Prueba de Rigidez Dieléctrica [Fuente: Autor]	105
A.1	Escobillas del Generador Unidad "8" [Fuente: Autor]	113
A.2	$Turbina \ Pelton \ [Fuente: Autor]. \ . \ . \ . \ . \ . \ . \ . \ . \ . \$	113
A.3	Inspeccion Visual [Fuente: Autor]	114
A.4	Retiro de la armadura del Generador [Fuente: Autor]	114
A.5	Prueba al Estator - Prueba de Resistencia de Aislamiento e índice de	
	polarización [Fuente: Autor]	114
A.6	Prueba al Rotor - Prueba de Resistencia de Aislamiento y Índice de	
	Absorción Dieléctrica (DAR) [Fuente: Autor].	114
A.7	Prueba de Caída de Tensión en los Polos [Fuente: Autor]	115
A.8	Estación móvil de pruebas eléctricas utilizada para pruebas de trans-	
	formadores [Fuente: Autor].	115
A.9	Conexión de los terminales fase a, b y c [Fuente: Autor]	116
A.10	Prueba de resistencia de aislamiento transformador de potencia [Fuen- te: Autor]	116
A 11	Inspección visual del sistema de refrigeración [Fuente: Autor]	116
A 12	Mediccion utilizadno el fluke [Fuente: Autor]	116
A 13	Ajuste de los terminales [Fuente: Autor]	117
A 14	Equipos de Medición [Fuente: Autor]	117
A.15	Conexión establecidas para las pruebas en el transformador de poten-	111
	cia [Fuente: Autor].	117
A.16	Bushings fase a, b y c [Fuente: Autor].	117
A.17	Celdas [Fuente: Autor]	118
A.18	Análisis de la rigidez dieléctrica [Fuente: Autor]	118
B.1	Certificado de contrastación MEGGER DELTA 2000 [Fuente: CE-	
	LEC EP]	119
B.2	Certificado de contrastación MEGGER DELTA 2000 Pag2 [Fuente:	
	CELEC EP]	120
B.3	Certificado de contrastación MEGGER DELTA 2000 Pag3 [Fuente:	
	CELEC EP]	121
B.4	Certificado de contrastación MEGGER DELTA 2000 Pag4 [Fuente:	
	CELEC EP]	122

ÍNDICE DE FIGURAS

B.5	Certificado de calibración MEGGER OTS 60 PB [Fuente: CELEC EP]. 123 $$
B.6	Certificado de calibración MEGGER OTS 60PB Pag2 [Fuente: CE-
	LEC EP]
B.7	Certificado de calibración multimetro FLUKE 289 [Fuente: CELEC
	EP]
B.8	Certificado de calibración multimetro FLUKE 289 Pag2 [Fuente: CE-
	LEC EP]
B.9	Certificado de calibración multimetro FLUKE 289 Pag3 [Fuente: CE-
	LEC EP]
B.10	Certificado de calibración multimetro FLUKE 289 Pag4 [Fuente: CE-
	LEC EP]
B.11	Certificado de calibración MEGGER DLRO10HD [Fuente: CELEC
	EP]
B.12	Certificado de calibración MEGGER DLRO10HD Pag2 [Fuente: CE-
	LEC EP]
B.13	Certificado de calibración MEGGER DLRO10HD Pag3 [Fuente: CE-
	LEC EP]

ÍNDICE DE TABLAS

1.1	Clases de aislamiento eléctricos [3]	17
1.2	Límites de Resistencia Ohmica a 75 °C a una tensión nominal de 13.8	
	kV (Por Fabricante) [Fuente: Autor].	23
1.3	Comparación de Factores de Potencia y Factores de Disipación [3]	27
1.4	Voltaje de prueba recomendado [3]	29
1.5	Métodos de prueba y valores para clases de tensión Límites de prueba	
	para el aceite mineral nuevo recibido en equipos nuevos o después del	
	llenado, antes de la energización [5]	40
1.6	Tabla de tensiones nominales y tensiones continuas aplicadas para	
	resistencia de aislamiento [6]. \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots	42
1.7	Mínimos valores recomendados para prueba de PI [6]	45
1.8	Resistencia mínima de aislamiento para diferentes especímenes de	
	prueba a 40°C [6]	46
1.9	Mínimos valores recomendados para prueba DAR [15]. \ldots	47
2.1	Características de los generadores de la central PAUTE - MOLINO [16].	49
2.2	Tabla de características de los transformadores principales $[16]$	50
2.3	Datos para la prueba de caida de tensión en los polos del rotor $[17].$	61
3.1	Variación del factor de potencia (TIP UP) [Fuente: CELEC EP]	68
3.2	Factor de potencia obtenido en las pruebas [Fuente: CELEC EP]	68
3.3	Medición de la resistencia óhmica del estátor y rotor del generador	
	[Fuente: CELEC EP]	72
3.4	Resultados de la prueba de resistencia de aislamiento e índice de po-	
	larización del estator Parte 1 [Fuente: CELEC EP].	76
3.5	Resultados de la prueba de resistencia de aislamiento e índice de po-	
	larización del estator Parte 2 [Fuente: CELEC EP]	77
3.6	Resultados de la medición de la caída de tensión en los polos del rotor	
	para distintos años [Fuente: CELEC EP]	88
3.7	Resultados de las mediciones de resistencia de aislamiento del rotor	
	[Fuente: CELEC EP]	94
3.8	Resultados de las mediciones de resistencia de aislamiento del trans-	
	formador [Fuente: CELEC EP]	99

3.9	Resultados de la prueba de rigidez dieléctrica del aceite del transfor-	
	mador de potencia [Fuente: CELEC EP]	104

INTRODUCCIÓN

En el dinámico escenario energético mundial, las centrales hidroeléctricas juegan un papel fundamental en la generación de energía limpia y sostenible. La Hidroeléctrica Molino, situada en el corazón de Ecuador, se destaca como un componente esencial en la matriz energética del país, aportando significativamente a la estabilidad del suministro eléctrico [18]. En este contexto, mantener la eficiencia y confiabilidad de los generadores y transformadores se convierte en una prioridad para asegurar el rendimiento óptimo de la central [7]. El estudio se centra en el diagnóstico del estado de los generadores y transformadores en la Hidroeléctrica Molino, examinando aspectos críticos que afectan directamente la operatividad y longevidad de estos equipos. Para evaluar de manera exhaustiva el estado actual de los sistemas y anticipar posibles desafíos futuros, se aplican metodologías avanzadas de diagnóstico respaldadas por normativas internacionales como IEEE y ASTM. Estas normativas garantizan la validez y precisión de las pruebas realizadas, asegurando la consistencia y fiabilidad de los resultados obtenidos.

La relevancia de esta investigación reside en la necesidad de mantener altos estándares de eficiencia y seguridad en infraestructuras energéticas críticas como la Hidroeléctrica Molino. Mediante la identificación temprana de anomalías y la implementación de estrategias de mantenimiento proactivo, se busca asegurar la continuidad operativa y promover la sostenibilidad ambiental mediante prácticas de gestión eficientes y responsables.

El análisis detallado de los generadores y transformadores en la central hidroeléctrica Molino ofrece una visión precisa de su estado actual y proporciona lecciones valiosas aplicables a otras instalaciones similares en la región. Las conclusiones y recomendaciones de esta investigación están destinadas a servir como guía práctica para los profesionales de la industria y contribuir al avance en las prácticas de mantenimiento y gestión de activos en el sector hidroeléctrico.

OBJETIVOS

Objetivo General

Evaluar el estado del generador y transformador en la Central Hidroeléctrica Molino (CELEC SUR) mediante pruebas de campo Unidad 8.

Objetivos Específicos

- Recopilar información detallada sobre el estado del generador y transformador unidad 8 de los años posteriores de la Hidroeléctrica Molino (CELEC SUR).
- Evaluar el estado actual del generador y transformador mediante pruebas de campo, utilizando una metodología estructurada que incluye la ejecución de pruebas y la recolección de datos, siguiendo las normativas aplicables para asegurar la fiabilidad de los resultados obtenidos.
- Comparar los resultados de las pruebas de campo con las normativas vigentes, para evaluar el cumplimiento de los estándares de calidad y seguridad.
- Realizar una comparación detallada entre los registros históricos y los datos actuales con el propósito de evaluar de manera precisa el estado actual de los equipos.

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO Y NORMATIVAS APLICADAS EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MOLINO

1.1. Introducción.

La supervisión del estado de generadores y transformadores es de suma importancia en entornos industriales y eléctricos por varias razones. Desde una perspectiva de seguridad, un generador o transformador en mal estado puede presentar riesgos significativos, como la posibilidad de incendios, explosiones o fallas eléctricas. La eficiencia operativa está estrechamente relacionada con el estado de estos equipos. Un generador o transformador en buen estado opera de manera más eficiente, lo que se traduce en un menor consumo de energía y una prolongación de la vida útil, ahorrando recursos y dinero a largo plazo.

En términos de confiabilidad del suministro eléctrico, un mal funcionamiento puede resultar en cortes de energía costosos. Mantenerlos en buen estado garantiza un suministro eléctrico continuo y confiable. El cumplimiento de regulaciones es esencial, ya que existen normativas rigurosas; por lo tanto, el monitoreo del estado de generadores y transformadores es crucial para cumplir con estas regulaciones.

1.2. ¿Que es una Central Hidroeléctrica?

Una central hidroeléctrica es una instalación de generación de energía eléctrica que utiliza la energía potencial y cinética del agua en movimiento para producir electricidad. Este tipo de central convierte la energía hidráulica en energía eléctrica a través de varios componentes y procesos técnicos.

1.3. Central Hidroeléctrica Paute-Molino.

El Complejo Hidroeléctrico Paute se sitúa a una distancia de 125 kilómetros al noreste de la ciudad de Cuenca, abarcando territorio en las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago. Este complejo está compuesto por varias centrales, incluyendo Mazar, Molino y Sopladora, que se encuentran distribuidas a lo largo de la cuenca del río Paute, como se ilustra en la Figura 1.1. En esta ubicación geográfica, también se encuentran los embalses Mazar, Amaluza y Marcayacu [7]. De todas las centrales, destaca la Central Paute-Molino, que tiene una capacidad de 1100 MW y es considerada la más relevante de Ecuador, ya que aporta aproximadamente el 35 por ciento de la energía requerida en el país.



Figura 1.1: Ubicación geográfica 2°35' 39" S, 78° 34' 00" O de la central [7].

1.3.1. Presa y Embalse Amaluza.

La presa de Amaluza se construyó como parte de las obras de las fases A y B, es del tipo arco-gravedad, tiene una longitud de coronación de 420 m y una altura de 170 m [8]. La construcción de la presa dio lugar al embalse Amaluza, que tiene una capacidad de almacenamiento de 120 hectómetros cúbicos, con un volumen aprovechable de 100 hectómetros cúbicos. Los nive- les de agua varían entre 1991



metros sobre el nivel del mar como máximo y 1935 metros sobre el nivel del mar como mínimo . Puedes observar la presa y el embalse en la Figura 1.2.

Figura 1.2: Disposición del embalse [8].

1.3.2. Túnel de Carga.

Los túneles de carga del tipo sección circular se encuentran revestido de concreto y tienen una altura de 5 metros para la fase AB y 6,9 metros para la Fase C. La longitud del túnel para la fase AB es de 6070 m y de 6024 m para la fase C. El túnel de la fase C está ubicado de forma paralela al túnel de carga de la fase AB y a una distancia media de 80 m [8]. Se planificaron estos túneles con la finalidad de transportar un flujo máximo de 100 metros cúbicos por segundo en la fase AB y 105 metros cúbicos por segundo en la fase C, desde el embalse hasta el punto de inicio de la tubería de presión en la Chimenea de equilibrio.

1.3.3. Chimenea de Equilibrio.

Cuenta con chimeneas de equilibrio del tipo orificio restringido con una altura de 170 m para la fase AB y 130 m para la C, y de un diámetro de 7 m. Están localizadas totalmente en la unión del túnel de carga con la tubería de presión [7]. Su función es la de amortiguar las sobrepresiones producidas por las maniobras de operación, reduciendo de esta forma el efecto del golpe de ariete que se produce en las tuberías y galerías [19].

1.3.4. Tubería de Presión y Múltiple Distribuidor.

Las tuberías de presión junto con los distribuidores se encuentran en el último tramo de la conducción. Están conectados con cada una de las turbinas. La longitud de la tubería es de 850 m y 3,75 m de diámetro interno para la fase AB y de 950,58 m de longitud y 4,2 m de diámetro interno para el tramo inferior de la Fase C [20].

1.3.5. Túnel de Descarga.

El agua turbinada en la Central Molino es devuelta al río Paute mediante túneles de descarga de una altura igual a 8 m y 400 m de longitud para la fase AB y 405 m para la fase C. El túnel de descarga está revestido de hormigón y está diseñado para una descarga máxima de 100 m/s. para la fase AB y 105 m/s. para la C [8].

1.3.6. Casa de Máquinas.

La casa de máquinas de la Central Molino, ubicada en Guarumales, entre las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago, es una caverna subterránea de 23,4 metros de ancho, 184 metros de largo y 42,5 metros de alto. En su interior se alojan los grupos turbina-generador y los transformadores de las fases AB y C. Las unidades 1 a 5, en la fase AB, tienen una capacidad de 100 MW y están conectadas a 138 kV mediante transformadores de 114 MVA, 13,8/138 kV, con una impedancia del 12,23%. Las unidades 6 a 10, en la fase C, de 115 MW cada una, se conectan a 230 kV a través de transformadores de 134 MVA, 13,8/230 kV, con una impedancia del 13% [7].

1.3.7. Turbina.

Las turbinas de acción, también conocidas como turbinas de impulso, funcionan a presión atmosférica y aprovechan la velocidad del agua en él momento en que interact úa con la turbina. Debido a esta velocidad, la mayor parte de la energía generada por el agua se convierte en energía cinética [21]. Dentro de las turbinas de este tipo, las turbinas Pelton se utilizan en condiciones con saltos de gran altura. Estas turbinas son reconocidas por su excelente fiabilidad, alta eficiencia y costos de mantenimiento reducidos. Estas turbinas están compuestas por una o varias boquillas estacionarias a través de las cuales el agua es expulsada en forma de un chorro. Cuando este chorro impacta contra las palas móviles del rotor, se convierte en energía cinética.



Figura 1.3: Partes de la turbina Pelton [Fente:Autor].

1.4. Máquina Síncronica.

La máquina síncrona respeta el principio de reciprocidad electromagnética, al igual que los demás convertidores de energía electromecánica, y puede operar como generador y motor eléctrico. No obstante, es más comúnmente empleada en centrales eléctricas como generador de corriente alterna, a partir de fuentes primarias de energía térmica, hidráulica o nuclear. La frecuencia industrial de los voltajes generados oscila entre 50 Hz en Europa y 60 Hz en la mayor parte de América Latina [9].

1.4.1. Generadores Síncronos.

Un generador síncrono es un tipo de máquina eléctrica rotativa que converte la energía mecánica en energia electrica. La característica distintiva de este tipo de generador es que la velocidad de rotación del rotor y la frecuencia de la corriente

alterna producida tiene que mantener una sincronización precisa. En aplicaciones donde la estabilidad de la frecuencia eléctrica es crucial, como las redes eléctricas nacionales y una variedad de aplicaciones industriales.

El principio de funcionamiento del generador síncrono se basa en la ley de Faraday de la inducción electromagnética, que establece que una corriente eléctrica se induce en un conductor cuando hay un cambio en el flujo magnético a través de él. En un generador síncrono, el rotor, que puede estar equipado con imanes permanentes o con bobinas alimentadas por corriente continua para generar un campo magnético, gira a una velocidad constante. Este movimiento rotacional del campo magnético del rotor induce una corriente alterna en las bobinas del estator, que es la parte estacionaria del generador. La frecuencia de la corriente alterna generada está directamente relacionada con la velocidad de rotación del rotor y el número de polos magnéticos del generador, lo que permite una generación de energía eléctrica a una frecuencia fija y predecible [22].

1.4.2. Principio de Funcionamiento de un Generador Síncrono.

1.4.2.1. Funcionamiento en Vacío.

El funcionamiento en vacío describe la condición operativa en la que el generador está encendido y funcionando a la velocidad sincrónica sin suministrar energía a ninguna carga externa. Una característica clave de este modo de operación en una



Figura 1.4: Curva característica en vacío [9].

máquina síncrona es la relación entre el voltaje inducido en el estator y la corriente de excitación, como se ilustra en la Figura 1.4. Para determinar esta relación

9

experimentalmente, se hace funcionar la máquina a velocidad sincrónica y se varía gradualmente la corriente de excitación Ie desde cero hasta un valor máximo que corresponde a la saturación del núcleo magnético. La curva resultante muestra dos regiones: una lineal para valores bajos de Ie y otra de saturación para niveles altos de excitación. En la región de saturación, el núcleo del generador se satura, provocando incrementos mínimos en Eo a pesar de grandes aumentos en Ie [9].

1.4.2.2. Funcionamiento en carga.

Cuando un alternador opera en vacío con una corriente de excitación específica y se conecta una carga a sus terminales, la tensión V en los bornes de la máquina disminuye en comparación con la tensión en vacío Eo. Esta disminución se debe a la aparición de una corriente en el inducido, que provoca una caída de tensión en el circuito y genera una fuerza magnetomotriz (f.m.m.) que interactúa con la del inductor, alterando el flujo en el entrehierro de la máquina. La resistencia R del bobinado también contribuye a una caída de tensión, aunque generalmente se considera despreciable. Al omitir los armónicos, las distribuciones de la fuerza magnetomotriz se pueden considerar senoidales. A continuación, se examina cómo se componen las f.m.m. del inductor y del inducido en función de si la carga es resistiva, inductiva o capacitiva.

1.4.2.2.1. Carga resistiva.

Cuando la carga es completamente resistiva, el factor de potencia (f.d.p.) es igual a uno, y si se ignora la impedancia del inducido, no hay desfase entre la fuerza electromotriz (f.e.m.) y la corriente. Las f.e.m. alcanzan su valor máximo cuando los lados de las espiras están alineados con los centros de los polos, como se muestra en la Figura 1.5a. Dado que no existe desfase entre la f.e.m. y la corriente, este instante también coincide con los valores máximos de la intensidad, que se dirigen hacia el interior del plano de la figura para los conductores ubicados frente a un polo N en ese momento.

En la Figura 1.5b muestra la composición de las f.m.m. de ambos circuitos. Para una carga resistiva, la reacción de inducido es transversal, es decir, está desplazada 90° respecto a la f.m.m. del inductor, lo que provoca una distribución asimétrica de la f.m.m. resultante bajo los polos, afectando la inducción.



Figura 1.5: Reacción del inducido con carga resistiva [9].

que aparece debajo de la arista posterior de la zapata polar aumenta, mientras que disminuye en la parte anterior [9].

1.4.2.2.2. Carga Inductiva.

Con una carga inductiva, existe un desfase de 90° entre la f.e.m. y la corriente. En esta condición, el punto máximo de las corrientes se desplaza 90° en el espacio, en dirección contraria al giro del rotor. Dado que las f.e.m. alcanzan su valor máximo cuando los lados de las espiras están alineados con el centro de los polos, las corrientes llegan a su punto máximo en el momento ilustrado en la Figura 1.6a.

En la Figura 1.6b muestra la composición de las f.m.m., donde se observa que la f.m.m. de reacción del inducido se contrapone a la f.m.m. del inductor. Esto indica que una carga puramente inductiva genera una reacción desmagnetizante, lo que reduce la f.m.m. resultante. Como consecuencia, el flujo en el entrehierro disminuye, lo que provoca una reducción de la f.e.m. inducida [9].



1.4.2.2.3. Carga Capacitiva.

Figura 1.6: Reacción del inducido con carga inductiva [9].

Con una carga puramente capacitiva, la corriente del estator alcanza su máximo 90° eléctricos antes de que el polo se alinee con los conductores de las espiras del inducido, es decir, antes de que la f.e.m. alcance su valor máximo. Esta situación es opuesta a la del caso anterior. Como se ilustra en la Figura 1.7, en este caso, la f.m.m. del inductor se ve reforzada, lo que indica que las cargas capacitivas fortalecen el campo de los polos, produciendo un efecto magnetizante.

Dado que los voltajes en un generador síncrono son de corriente alterna (ca), suelen representarse como fasores. Los fasores tienen tanto magnitud como ángulo, por lo que la relación entre ellos debe expresarse en una gráfica bidimensional. Al realizar una representación vectorial de lo mencionado, se obtienen los diagramas que se muestran en la Figura 1.8.

1.4.2.3. Funcionamiento en Estado Estable.

Considere un generador síncrono trifásico con terminales A, B y C, que alimen-ta una carga trifásica equilibrada y está excitado por una corriente directa Ix. La m áquina y su carga están conectadas en configuración Y, formando el circuito mostrado en la Figura 1.9 [11].



Figura 1.7: Reacción del inducido con carga capacitiva [9].



Figura 1.8: Representación vectorial de los voltajes de generador con diferentes tipos de carga [10].

Los efectos de la reacción del inducido y la autoinductancia de la máquina se representan comúnmente mediante reactancias. Estas reactancias suelen combinarse en una única medida conocida como la reactancia síncrona de la máquina:

$$X_S = X + X_A \tag{1.1}$$

Se considera que la reactancia síncrona Xs es típicamente de 10 a 100 veces mayor a la magnitud de la resistencia R, por consiguiente, siempre podemos omitir la resistencia. Normalmente, el hecho de que las tres fases de un generador síncrono sean idénticas en todos aspectos menos en el ángulo de fase lleva a utilizar de un



Figura 1.9: Representación de las impedancias de un generador trifásico y su carga conectada [11].

circuito equivalente por fase. El circuito equivalente por fase de esta máquina se puede apreciar en la Figura 1.10 [11].

Es crucial considerar un factor importante al utilizar un circuito equivalente por fase: las tres fases presentan los mismos voltajes y corrientes únicamente cuando las cargas conectadas a ellas están equilibradas.



Figura 1.10: Circuito equivalente por fase de un generador síncrono [10].

Durante la operación en estado estable, los rotores de todos los generadores síncronos conectados al sistema giran a la misma velocidad de sincronismo. La potencia entregada por el generador corresponde a la potencia mecánica suministrada por la turbina, sin considerar las pérdidas. En este estado, el ángulo se utiliza para describir la capacidad del sistema interconectado de mantener la sincronización de sus generadores y restablecer el sincronismo después de una perturbación. Es fundamental equilibrar el torque magnético y el torque mecánico para asegurar la estabilidad del sistema. [14].

El torque mecánico, proporcionado por la turbina, actúa como el par de entrada al generador, mientras que el torque magnético, generado por la carga y producido

por las corrientes en los devanados del estator, se opone a la rotación del rotor. Durante el funcionamiento estable, el campo del rotor y el campo giratorio del estator rotan a la misma velocidad. Para mantener la estabilidad del sistema, ambos componentes de torque deben estar presentes y equilibrados.

1.4.2.4. Funcionamiento en Paralelo.

En el mundo actual las aplicaciones de generadores sincronos requieren más de uno, que opera en paralelo para suministrar la potencia que requieren las cargas.La Figura 1.11 muestra un generador síncrono G1 que suministra potencia a una carga con otro generador G2 a punto de conectarse en paralelo con G1 por medio del cierre del interruptor S1 [10].

Cerrar el interruptor en un momento inadecuado puede causar daños significativos a los generadores y provocar una pérdida de potencia en la carga. Para prevenir estas situaciones, es fundamental cumplir con ciertas condiciones:

- Los voltajes de línea RMS de los generadores deben ser iguales.

- Los generadores deben tener la misma secuencia de fases.

- La frecuencia del generador nuevo, denominado generador en aproximación, debe ser ligeramente mayor que la frecuencia del sistema en operación.

- Los ángulos de fase de las fases A deben coincidir.



Figura 1.11: Generador conectado en paralelo en un sistema de potencia en operación [10].

1.5. Transformador de Potencia.



Figura 1.12: Transformador de potencia unidad 8 de la Central Hidroelectrica Molino [Fuente: Autor].

Conforme aumenta la demanda de energía y se incrementa el número de centrales de generación, la utilización de unidades de transformación de energía sigue en aumento. Los transformadores de potencia desempeñan un papel fundamental en los sistemas eléctricos. Estos dispositivos intermedios son responsables de transferir energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los puntos de distribución, siguiendo las especificaciones de la normativa ecuatoriana NTE INEN 2110:2013. [23]

Los transformadores de potencia se definen como aquellos con una potencia aparente superior a 500 kVA (0,5 MVA) y una tensión superior a 34,5 kV. En caso de que un transformador experimente una falla y requiera intervención, esto podría generar considerables pérdidas económicas [24], [25]. Además, los transformadores de potencia se utilizan en aplicaciones de elevación y reducción de voltaje.

$$\frac{N_P}{N_S} = \frac{V_P}{V_S} \tag{1.2}$$

Donde:

 $-N_P$: Numero de espiras del primario

- $-N_S$: Numero de espiras del secundario
- $\mathchar`-V_P$: Voltaje de entrada
- $-V_S$: Voltaje de salida

Los transformadores que funcionan como elevadores están diseñados para proporcionar un voltaje de salida superior al voltaje de entrada. Según la ecuación (1.2), es necesario aplicar esta fórmula para verificar que el voltaje secundario sea efectivamente mayor que el voltaje de entrada.



Figura 1.13: Representación del transformador elevador [12].

Los transformadores que actúan como reductores están diseñados para disminuir el voltaje en la salida. Esto se compara con el voltaje de entrada, y el número de espiras en el bobinado secundario es menor que en el bobinado primario.



Figura 1.14: Representación del transformador reductor [12].

Los transformadores de potencia pueden ser trifásicos o monofásicos. Los transformadores trifásicos se componen de múltiples bancos monofásicos que comparten un circuito magnético entre sus bobinas. La simetría de estos transformadores varía según sus configuraciones de conexión.

En la ingeniería eléctrica, el índice horario se emplea como referencia estándar para los transformadores trifásicos en la literatura técnica. En la nomenclatura de los grupos de conexión, la primera letra denota el tipo de conexión primaria, como estrella (Y), delta (Δ), o zigzag (Z). La segunda letra indica la configuración secundaria, y el número representa el desfase o el ángulo de fase del transformador [24].

1.6. Tipos de Aislamientos.

El aislamiento eléctrico es crucial en las centrales hidroeléctricas, donde generadores y transformadores son esenciales para el sistema eléctrico. Estos equipos enfrentan desafíos como humedad, variaciones extremas de temperatura y altas cargas eléctricas. Para garantizar su fiabilidad y vida útil, se seleccionan aislamientos de acuerdo con normas internacionales como las clases A, B, F, y H, establecidas por la IEC, IEEE y ASTM [26]. Estas normativas definen propiedades dieléctricas y métodos de prueba para asegurar la seguridad y eficiencia de los equipos. La elección adecuada del aislamiento es fundamental para mantener una operación segura y continua en estas instalaciones críticas.

Clase de aisla-	Material aislante	Impregnante o barniz	Aplicaciones
miento			
A (105 °C)	Algodón, seda,	Barnices naturales y sintéti-	Recubrimiento con-
	rayón. Poliamida,	COS.	ductor, ranuras, tu-
	acetato de celulosa.		bos flexibles, esmal-
			tes de poliéster.
B (130 °C)	Tejidos de fibra de	Barnices y resinas: Epóxi-	Aislamiento de ra-
	vidrio y amianto.	cos, melamina, poliéster re-	nuras y bobinas, se-
	Mica, con soporte	ticulado.	paradores de del-
	de papel.		gas, esmaltes de po-
			liuretano y polivini-
			los, cintas de fibra
			de vidrio y mica.
F (155 °C)	Tejidos de fibra de	Barnices y resinas: Po-	Recubrimientos de
	vidrio barnizado.	liéster, poliuretano, epoxi.	conductores,
	Papeles de mica y		mangueras, tubos
	amianto.		flexibles, fijación de
			armaduras, y
			esmaltes y barnices de
			poliéster modificado
			polietileno,
			poliuretano, poliamida
			y resinas epoxi.
H (180 °C)	Tejidos de fibra de	Recubrimiento de conducto-	Esmaltes de silico-
	vidrio, amianto,	res, ranuras, tubos flexibles,	na, poliéster, po-
	mica, impregnados	fibras de vidrio y caucho si-	liuretano, polieste-
	con silicona. Resi-	licona.	rimida.
	nas de silicona.		

Tabla 1.1: Clases de aislamiento eléctricos [3].

1.7. Téoria de Pruebas Eléctricas.

El sistema de aislamiento eléctrico es el aspecto más crítico en generadores síncronos y transformadores de potencia. Por lo tanto, es esencial entender la importancia y el significado de las pruebas eléctricas antes de a bordar la teoría. Estas pruebas incluyen procedimientos y metodologías para evaluar y asegurar el correcto funcionamiento e integridad de estos equipos fundamentales en los sistemas eléctricos. A continuación, se presenta un resumen de los aspectos clave:

1.7.1. Aislamiento.

Los generadores síncronos y los transformadores de potencia utilizan materiales aislantes en sus conductores y componentes estructurales, esenciales para su funcionamiento y vida útil. Se recomienda realizar inspecciones visuales, limpiezas y pruebas eléctricas regulares en los componentes críticos, como los devanados del rotor y estator del generador, y los devanados primario y secundario del transformador. El envejecimiento térmico y los efectos de la expansión diferencial pueden afectar el rendimiento y la confiabilidad de estos componentes [27].

1.7.2. Resistencia de Aislamiento (IR), Índice de Polarización (PI) y Relación de Absorción Dieléctrica (DAR).

La resistencia de aislamiento (IR) de un devanado en una máquina rotativa está intrínsecamente ligada al tipo y la condición de los materiales aislantes utilizados [6]. Esta prueba se considera esencial para detectar problemas graves en el sistema de aislamiento:

1.7.2.0.1. Detección de contaminaciones y humedad.

La prueba de IR es un método óptimo para identificar devanados contaminados o húmedos, así como para detectar fallas importantes como aislamiento agrietado. Estas condiciones pueden comprometer significativamente el rendimiento y la seguridad del equipo.

1.7.2.0.2. Verificación de integridad física y eléctrica.

La prueba determina la presencia o ausencia de contacto físico y eléctrico entre componentes que no deberían estar en contacto. Este procedimiento es crucial para prevenir cortocircuitos y otros fallos eléctricos graves.

1.7.2.0.3. Monitoreo de tendencias a largo plazo.

Contribuye a establecer cambios en las condiciones o características del aislamiento a lo largo del tiempo. Los datos comparativos de pruebas realizadas en
diferentes momentos permiten identificar la degradación progresiva del aislamiento. Esto señala la necesidad de mejorar las condiciones de mantenimiento, como la limpieza y el secado de los devanados.

1.7.2.0.4. Verificación post-pruebas de sobretensión.

Proporciona la verificación de que las características del aislamiento a tierra no hayan cambiado durante la aplicación de pruebas de sobretensión, especialmente después de pruebas de tensión alterna. Esto asegura que el aislamiento no se ha comprometido durante pruebas de alta tensión [14].

$$R_t = \frac{V}{I_t} \tag{1.3}$$

Donde:

-V: es la tensión continua aplicada desde el equipo de prueba.

 $-I_t$: es la corriente total medida después de t
 minutos.

-CC: Tensión en corriente continua

En la prueba de resistencia de aislamiento (IR), se aplica una tensión continua entre el cobre del devanado y el núcleo del estator. Se registra la corriente en el circuito para calcular la resistencia de aislamiento en función del tiempo t. La resistencia se mide en megohmios ($M\Omega$) y es inversamente proporcional a la corriente de fuga. Un valor alto de resistencia de aislamiento indica un estado óptimo, mientras que un valor bajo sugiere problemas que necesitan atención. El monitoreo continuo de la resistencia permite evaluar el impacto de factores ambientales y operativos, como la temperatura y la humedad, en el aislamiento. Tendencias negativas pueden indicar la necesidad de medidas preventivas para evitar fallos catastróficos en el equipo [6].

1.7.3. Resistencia de Devanados.

La prueba de resistencia de devanados consiste en medir la resistencia de cada devanado del transformador o generador utilizando un puente de Kelvin o un medidor de resistencia de alta precisión. Esta prueba es fundamental para identificar cortocircuitos internos, conexiones defectuosas o daños en los devanados debido a condiciones de operación adversas [1].

1.7.4. Factor de Potencia.

El factor de potencia es una medida de la eficiencia del aislamiento y se evalúa aplicando un voltaje alterno a través del aislamiento del generador o transformador, midiendo la corriente y el ángulo de fase resultantes. Un factor de potencia bajo puede indicar la presencia de humedad, contaminación o deterioro del aislamiento, lo que podría requerir acciones correctivas o un monitoreo más frecuente [3].

1.8. Normativas Vigentes Aplicadas a la Central Hidroelectrica Molino.

La implementación de las normas IEEE y ASTM en la Central Hidroeléctrica Molino optimiza la fiabilidad y eficiencia operativa, además de asegurar la protección del personal y la integridad de la infraestructura. En las pruebas realizadas en el generador, la norma IEEE Std 43-2000 (R2006) es fundamental para mantener la integridad del aislamiento eléctrico, previniendo fallas y mejorando la seguridad operativa. La medición del factor de potencia, la resistencia óhmica del estator y del rotor, así como la resistencia de aislamiento del rotor, se realizan conforme a las mejores prácticas establecidas en la norma IEEE Std 286-2000, lo que garantiza un diagnóstico preciso y un mantenimiento eficaz del generador. Adicionalmente, la medición de la caída de tensión en los polos del rotor y la evaluación del aislamiento eléctrico del estator siguen procedimientos estandarizados que aseguran un rendimiento óptimo. En lo que respecta al transformador, la norma IEEE Std C57.12.90-1993 proporciona directrices clave para evaluar la calidad del aislamiento y la rigidez dieléctrica del aceite, asegurando la confiabilidad operativa del equipo. La norma IEEE Std C57.106-2015 es esencial para el mantenimiento y aceptación del aceite mineral aislante, garantizando que cumpla con los estándares necesarios para un rendimiento seguro. La prueba de rigidez dieléctrica del aceite se ejecuta según el método ASTM-D1816-12, asegurando que el líquido aislante conserve su capacidad de soportar altas tensiones. Finalmente, la norma IEEE 62.2-2004 se aplica para la evaluación y diagnóstico de los sistemas de aislamiento en generadores y transformadores, proporcionando pautas adicionales para asegurar la integridad y durabilidad del equipo en operación. [1], [2], [3], [4], [5], [6].

La integración de estas normas en las pruebas realizadas en el generador y el transformador permite que la Central Hidroeléctrica Molino opere de manera segura, eficiente y confiable. Estas prácticas optimizan las operaciones y garantizan la continuidad del suministro eléctrico, protegiendo tanto la infraestructura como al personal involucrado.

1.8.1. 62.2-2004 - IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus - Electrical Machinery.

1.8.1.1. Resistencia Óhmica de los Devanados del Estator y Rotor.

La prueba de resistencia en los devanados del estator tiene como objetivo evaluar la integridad de los conductores de cobre y las conexiones soldadas. Esta prueba permite identificar grietas, rupturas y deterioro en las conexiones, así como detectar cortocircuitos entre espiras. Se basa en la medición precisa de las resistencias de los devanados durante los programas de mantenimiento preventivo, comparando los valores actuales con los de fábrica para identificar posibles cambios que indiquen el desarrollo de conexiones de alta resistencia o la ruptura de conductores de cobre internos.

La medición se realiza aplicando una corriente continua (CC) a través del devanado y midiendo la tensión resultante. La resistencia se calcula dividiendo la tensión por la corriente. La corriente continua se utiliza para evitar la influencia de la reactancia inductiva que afectaría una medición con corriente alterna (CA). Si los conductores están dañados, la resistencia entre los terminales del devanado aumentará debido a la reducción de la sección transversal del cobre [1].

Las causas del incremento en la resistencia del devanado pueden incluir:

- La vibración del devanado final del estator que puede fatigar los conductores de cobre.

- Eventos operativos como sincronización fuera de fase que aplican fuerzas magnéticas elevadas sobre el devanado, provocando rupturas o grietas en el cobre.

- Conexiones de cobre mal soldadas que generan calentamiento local, oxidación y aumento de la resistencia.

En las pruebas de campo de equipos eléctricos, no se suelen medir valores de resistencia precisos superiores a 10 ohmios, por lo que tales mediciones no están incluidas en el alcance de este documento. Los conductores típicamente sometidos a las técnicas descritas son los devanados de estator y campo de máquinas. Es fundamental detectar la presencia de juntas de alta resistencia, corrosión, fracturas o reducciones en la sección transversal de los conductores. Con el tiempo, la vibración mecánica durante la operación puede provocar fallos o fallos parciales en los conductores. La vibración en una unión puede aplicar fuerzas cíclicas elevadas en puntos de alta concentración de estrés mecánico o en áreas con cambios abruptos en la dureza del conductor, condiciones que pueden llevar a la fractura del conductor. Los bloques aislantes también pueden vibrar y desgastar parte de la sección transversal de los conductores de cobre. La precisión en la medición de resistencia ofrecida por un puente de Kelvin (ver Figura 1.15) permite detectar los cambios sutiles en la resistencia del conductor causados por estos daños. Estos instrumentos cubren un rango de resistencia que abarca los valores de la mayoría de los devanados y conductores de cobre utilizados en equipos eléctricos, y proporcionan mediciones con hasta 5 dígitos significativos y una precisión del 0.25 %.



Figura 1.15: Diagrama de Prueba con Puente de Kelvin [1].

Según la normativa , la resistencia medida R_T debe corregirse por temperatura, ya que la resistencia del cobre aumenta con la temperatura del devanado. La corrección se realiza utilizando la siguiente Ecuación 1.4 para ajustar la resistencia medida a 75°C:

$$R_{75} = R_T \cdot \left(\frac{234,5+75}{234,5+T_t}\right) \tag{1.4}$$

La prueba de resistencia óhmica en los devanados del rotor tiene como objetivo detectar cambios en la resistencia, cortocircuitos entre espiras, circuitos abiertos, así como identificar grietas o rupturas en los conductores de cobre y en las conexiones entre los polos. Para determinar la resistencia total del cobre en el rotor, se mide la resistencia del devanado de campo en serie. Al igual que en los devanados del estator, los resultados de esta prueba deben corregirse a una temperatura estándar de 75 °C [1].

Componente	Límite Máximo	Límite Mínimo
Rotor	$210.24 \ (m\Omega)$	190.22 (m Ω)
Estator	2961.00 $(\mu\Omega)$	$2538.00 \ (\mu\Omega)$

Tabla 1.2: Límites de Resistencia Ohmica a 75 °C a una tensión nominal de 13.8 kV (Por Fabricante) [Fuente: Autor].

1.8.2. C57.12.90-1993 - IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers and IEEE Guide for Short-Circuit Testing of Distribution and Power Transformers.

1.8.2.1. Pruebas de Resistencia de Aislamiento.

Las pruebas de resistencia de aislamiento se realizan conforme a las especificaciones establecidas. Estas pruebas determinan la resistencia de aislamiento entre devanados individuales y tierra o entre devanados individuales. La resistencia de aislamiento se mide comúnmente en megaohmios o se calcula a partir de las mediciones del voltaje aplicado y la corriente de fuga [2].

1.8.2.2. Notas.

1. La resistencia de aislamiento de los equipos eléctricos tiene una relevancia menor en comparación con la resistencia dieléctrica. Esta resistencia puede variar significativamente debido al diseño, temperatura, secado y limpieza de los componentes. Cuando la resistencia de aislamiento cae por debajo de los valores especificados, en la mayoría de los casos de diseño adecuado y sin defectos, puede restablecerse al nivel requerido mediante la limpieza y el secado del equipo. Por lo tanto, la resistencia de aislamiento proporciona una indicación útil sobre si el equipo está en condiciones adecuadas para realizar pruebas dieléctricas [2].

- 2. La interpretación de los valores de resistencia de aislamiento generalmente depende del diseño, así como del estado de sequedad y limpieza del aislamiento. Se recomienda que los valores de resistencia de aislamiento se midan periódicamente durante el mantenimiento y se grafiquen. Las variaciones significativas en los valores de resistencia de aislamiento graficados deben investigarse para identificar la causa [2].
- 3. La resistencia de aislamiento puede variar con el voltaje aplicado; por lo tanto, cualquier comparación debe realizarse con mediciones al mismo voltaje [2].
- 4. No se deben realizar pruebas mientras el transformador está bajo vacío.

1.8.2.3. Preparación para las Pruebas.

La muestra de prueba debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Todos los devanados deben estar sumergidos en líquido aislante.

- Todos los devanados deben estar en cortocircuito.

- Todas las terminales deben estar en su lugar.

- La temperatura de los devanados y del líquido aislante debe estar cercana a la temperatura de referencia de 20 °C.

1.8.2.4. Instrumentación.

La resistencia de aislamiento se mide con el siguiente equipo:

- Una fuente de alimentación de corriente continua con voltaje variable, equipada con medios para medir voltaje y corriente (generalmente en microamperios o miliamperios).

- Un megóhmetro.

Nota: Los megóhmetros están disponibles comúnmente con voltajes nominales de 500 V, 1000 V y 2500 V. El equipo de prueba de corriente continua está disponible a voltajes superiores [2].

1.8.2.5. Voltaje a Aplicar.

El voltaje de corriente continua aplicado para medir la resistencia de aislamiento a tierra no debe superar el valor igual al voltaje rms de baja frecuencia permitido.

1.8.2.6. Pruebas de Voltaje Aplicado.

Se realiza una prueba de voltaje aplicado a 60 Hz durante 1 minuto. El devanado en prueba se conecta al terminal de línea del transformador de prueba, mientras que los demás terminales y componentes se conectan a tierra y al terminal opuesto del transformador. Se permite un espacio de alivio ajustado a un voltaje 10 % superior al de prueba. El voltaje se incrementa gradualmente a valor completo en 15 segundos, se mantiene el tiempo especificado y se reduce en 5 segundos antes de abrir el circuito. Se vigilan señales de fallo como humo, burbujas en el aceite, sonidos audibles y aumentos en la corriente del circuito de prueba. Cualquier indicio de fallo se investiga mediante observación, repetición de la prueba u otras pruebas [2].

Notas

- Las descargas parciales no deben estar presentes durante las pruebas de resistencia de aislamiento, ya que pueden causar daño al transformador y resultar en valores incorrectos de resistencia de aislamiento.

- Cuando se utilicen voltajes de corriente continua superiores al voltaje rms de operación del devanado (o 1000 V para un devanado Y a tierra firme), se debe emplear un espacio de alivio para proteger el aislamiento.

1.8.2.7. Procedimiento.

Las pruebas de resistencia de aislamiento deben realizarse con todos los circuitos de igual voltaje sobre tierra conectados entre sí. Los circuitos o grupos de circuitos de diferentes voltajes sobre tierra deben probarse por separado.

Ejemplos:

- Prueba del alto voltaje a bajo voltaje y tierra, y del bajo voltaje a alto voltaje y tierra.

- El voltaje debe incrementarse en pasos, típicamente de un kilovoltio a cinco kilovoltios, y mantenerse durante un minuto mientras se registra la corriente.

- La prueba debe interrumpirse inmediatamente si la corriente empieza a aumentar sin estabilizarse.

- Tras completar la prueba, todos los terminales deben conectarse a tierra durante un período suficiente para permitir que las cargas atrapadas se disipen a un valor despreciable [2].

1.8.3. 286-2000 - IEEE Recommended Practice for Measurement of Power Factor Tip-Up of Electric Machinery Stator Coil Insulation.

El circuito equivalente eléctrico de un sistema de aislamiento con pérdida dieléctrica se representa mediante una disposición en paralelo (Figura 1.16) o en serie de componentes pasivos (Figura 1.17). El aislamiento se modela con un capacitor sin pérdidas y una resistencia que representa la pérdida dieléctrica.

Se mantienen los términos factor de potencia y aumento del factor de potencia para asegurar consistencia, permitiendo su uso indistinto con factor de disipación y delta tangente, respectivamente. Las definiciones específicas de estos términos se detallan en la sección correspondiente.

En la tabla 1.3 compara el factor de potencia (ver Ecuación 1.5) y el factor de disipación (ver Ecuación 1.6) para ángulos de fase y ángulos de pérdida complementarios, mostrando que las mediciones son casi idénticas para muestras con un factor de 0.1000 o menor [3]. Se proporcionan ecuaciones para convertir entre estos factores:

$$PF = \frac{DF}{\sqrt{1 + DF^2}} \tag{1.5}$$

$$DF = \frac{PF}{\sqrt{1 - PF^2}}$$
(1.6)



Figura 1.16: Circuito en paralelo y diagrama vectorial [3].

Donde:

- C_p : Capacitancia en paralelo.

- G: Conductancia alterna equivalente.
- R_p : Resistencia en paralelo alterna equivalente.
- X_p : Reactancia en paralelo.
- ω : $2\pi f$ (para una onda sinusoidal).
- θ : Ángulo de fase.
- δ : Ángulo de pérdida.



Figura 1.17: Circuito en serie y diagrama vectorial [3].

Donde:

- C_s : Capacitancia en serie.
- R_s : Resistencia en serie alterna equivalente.
- X_s : Reactancia en serie.
- ω : $2\pi f$ (para una onda sinusoidal).
- θ : Ángulo de fase.
- δ : Ángulo de pérdida.

Factor de Potencia,	Ángulo de Fase,	Ángulo de Pérdida	Factor de Disipación,	Diferencia
$\cos \theta$	θ , grado	Complementario, δ , grado	$ an \delta$	Partes en 10^6
0.000000	90.000000	0.000000	0.000000	0 Partes en 10^6
0.005000	89.713520	0.286480	0.005000	$<\pm$ 1 Partes en 10^6
0.010000	89.427033	0.572967	0.010000	$<\pm$ 1 Partes en 10^6
0.020000	88.854008	1.145992	0.020004	\pm 4 Partes en 10^6
0.050000	87.134016	2.865984	0.050063	\pm 63 Partes en 10^6
0.100000	84.260830	5.739170	0.100504	\pm 504 Partes en 10^6
1.000000	0.000000	90.000000	∞	

Tabla 1.3: Comparación de Factores de Potencia y Factores de Disipación [3].

1.8.3.1. Pruebas de Bobinados Completos.

En muchas aplicaciones industriales y de servicios públicos, las conexiones a tierra de motores y generadores no se pueden retirar fácilmente. Por lo tanto, el factor de potencia debe medirse con el objeto de prueba sólidamente aterrizado. Algunos tipos de puentes de factor de potencia no están diseñados para realizar mediciones en muestras aterrizadas. En estos casos, una medición correcta del factor de potencia requiere que el puente y la fuente de alimentación operen sin conexión a tierra [3]. Solo el personal altamente capacitado y con experiencia debe intentar una medición con esta configuración debido al peligro inherente al operar equipos sin conexión a tierra. El montaje típico de la prueba se muestra en la Figura 1.18.



Measure Wording to Ground Insulation of T1 - T4 Wording.

Figura 1.18: Disposicion típica del circuito para medir el factor de potencia de bobinado del estator ensamblado [3].

1.8.3.2. Equipos Requeridos.

1.8.3.2.1. Fuente de voltaje de prueba.

Se requiere una fuente de voltaje a frecuencia de red con una capacidad en kVA adecuada al tamaño de la muestra en prueba. Puede incluir un circuito resonante en serie o paralelo [3]. La forma de onda del voltaje debe cumplir con las normativas industriales establecidas.

1.8.3.2.2. Medición del voltaje de prueba.

Se utiliza un sistema de medición de voltaje AC con una precisión del 3% para asegurar la exactitud del valor eficaz (RMS) de la forma de onda de prueba [3].

1.8.3.2.3. Puente de factor de potencia.

Se debe emplear un puente de capacitancia manual o automático o un instrumento de factor de potencia. Este equipo debe medir la capacitancia y el factor de potencia (delta tangente) de la muestra con una precisión en capacitancia que no supere el 2 % y en factor de potencia que no exceda 0.001 (0.1%) o el 5 % del valor medido, el que sea mayor [3].

1.8.3.2.4. Blindaje.

El equipo de medición, incluyendo los cables de conexión a la muestra, debe estar debidamente blindado para asegurar que la medición se limite exclusivamente al aislamiento de la muestra de prueba [3].

1.8.3.2.5. Calibración.

La calibración del equipo de medición debe ser trazable a una agencia nacional, como el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología en EE. UU. Se puede usar un condensador de alto voltaje de baja pérdida para la calibración. Los condensadores de gas o polipropileno de baja pérdida son apropiados. La capacitancia de estos condensadores típicamente varía entre 100 y 1000 pF, con una tolerancia de -5.0 %. El condensador debe tener una clasificación de voltaje aproximadamente un 20 % mayor que el voltaje de prueba esperado y debe estar libre de descarga [3].

Clasificación de Voltaje de Máquina (kV)	Voltaje de Prueba (kV)
2.4	1.4
4.16	0.5, 2.4
7.2	1, 4
12.47	2, 4, 6, 7.2
13.8	2, 4, 6, 8
14.4	2, 4, 6, 8, 8.3
18	2, 4, 6, 8, 10.4
20	2, 4, 6, 8, 10, 11.5

Tabla 1.4: Voltaje de prueba recomendado [3].

1.8.3.2.6. Voltaje de prueba.

Se mide la característica de voltaje del factor de potencia y capacitancia. El voltaje de prueba mínimo debe ser considerablemente inferior al voltaje de fase a tierra en operación, $\frac{U_n}{\sqrt{3}}$, del bobinado, generalmente de 1 o 2 kV rms. El voltaje de prueba máximo puede igualar o superar el voltaje de fase a tierra en operación, $\frac{U_n}{\sqrt{3}}$, del bobinado [3]. Los ejemplos de tensiones seleccionadas para medir la capacitancia del bobinado y el factor de potencia incluyen:

- Medir el factor de potencia al 25 % y al 100 % de la tensión de fase a tierra operativa, $\frac{U_n}{\sqrt{3}}$, del bobinado.

- Para bobinados de 13.8 kV, se mide el factor de potencia a 2 kV rms y 8 kV rms. - Se mide el factor de potencia a 2 kV rms y a la tensión de fase a tierra operativa, $\frac{U_n}{\sqrt{3}}$, del bobinado.

- El factor de potencia se mide en incrementos de 2 kV rms, desde 2 kV rms hasta la tensión de fase a tierra operativa, $\frac{U_n}{\sqrt{3}}$, del bobinado, y posiblemente más alto.

1.8.3.2.7. Aumento del factor de potencia.

El aumento del factor de potencia se calcula restando el factor de potencia medido a 2 kV RMS del medido a la tensión de fase a tierra operativa, $\frac{U_n}{\sqrt{3}}$, del bobinado [3].

1.8.4. D181612 (Reapproved 2019) Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using VDE Electrodes.

El voltaje de ruptura dieléctrica de un líquido aislante es una medida clave de su capacidad para soportar estrés eléctrico sin fallar. Indica la presencia de contaminantes como agua, suciedad, fibras celulósicas o partículas conductoras en el líquido. Un bajo voltaje de ruptura puede señalar concentraciones significativas de estos contaminantes, mientras que un alto voltaje no garantiza la ausencia total de contaminantes, sino que puede indicar que las concentraciones presentes no afectan de manera significativa el voltaje de ruptura promedio en las condiciones de prueba. Este método de prueba se emplea tanto en el laboratorio como en el campo. Para que los resultados obtenidos en campo sean comparables con los de laboratorio, deben cumplirse todos los criterios, incluida la temperatura ambiente de 20 a 30 °C [4].

1.8.4.1. Equipos Eléctricos.

Para equipos eléctricos, se definen los requisitos para realizar mediciones de prueba y mantener límites de error con voltajes alternos. Los procedimientos de calibración deben seguir este estándar y ser trazables a estándares nacionales, con verificaciones anuales o más frecuentes para asegurar la precisión [4]. Durante la fabricación y calibración de los aparatos de prueba.

1.8.4.1.1. Generalidades.

El estándar establece los requisitos para realizar mediciones de prueba y mantener los límites de error con voltajes alternos. Los procedimientos de calibración deben seguir este estándar y ser trazables a estándares nacionales, con verificaciones anuales o más frecuentes para asegurar la precisión [4].

1.8.4.1.2. Voltaje de Prueba.

El voltaje de prueba debe ser alterno, con una frecuencia de 45 a 65 Hz, y debe tener una forma de onda sinusoidal, con ambos semiperíodos similares. La relación entre los valores de pico y RMS debe ser la raíz cuadrada de 2, con una tolerancia del $\pm 5\%$ [4].

1.8.4.1.3. Generación del Voltaje de Prueba.

Generalmente, se utiliza un transformador o un circuito resonante para suministrar el voltaje de prueba. El voltaje debe ser estable y no verse afectado significativamente por corrientes variables en rutas capacitivas y resistivas. Las descargas no disruptivas no deben reducir el voltaje de prueba de manera significativa. La corriente de cortocircuito del transformador debe mantener el voltaje dentro del 3 % durante transitorios o descargas, y una corriente de 0.1 A es adecuada [4].

1.8.4.1.4. Medición del Voltaje Disruptivo.

El circuito de medición debe registrar el voltaje máximo antes de la ruptura disruptiva con un error máximo del 3%.

1.8.4.1.5. Equipo de Interrupción de Circuito.

El circuito debe interrumpir la descarga disruptiva cuando el voltaje sea menor a 100 V. El diseño debe limitar la duración y magnitud de la corriente disruptiva para minimizar daños a los electrodos y formación de materiales no solubles, sin exceder 1 mA/kV de voltaje aplicado [4].

1.8.4.1.6. Equipo de Control de Voltaje.

La tasa de aumento de voltaje debe ser de 0.5 kV/s con una tolerancia del 5% para equipos nuevos fabricados después del año 2000. Se recomienda utilizar equipos automáticos para controlar esta tasa, produciendo una curva de voltaje-tiempo lineal. Los controles automáticos deben calibrarse y etiquetarse adecuadamente [4].

1.8.4.1.7. Sistemas de Medición. El voltaje debe medirse de acuerdo con el Estándar establecido, proporcionando valores RMS [4].

1.8.4.1.8. Conexión de Electrodos.

Los electrodos deben conectarse de manera que el voltaje medido desde cada uno respecto a tierra sea igual dentro del 5%.

1.8.4.1.9. Precisión.

La precisión combinada del voltímetro y del divisor de voltaje debe asegurar que el error de medición no exceda el 3 % a la tasa de aumento de voltaje especificada [4]. Para equipos fabricados antes de 1995, el error máximo permitido es del 5 %.

1.8.4.1.10. Electrodos.

Los electrodos deben ser de latón pulido, con una cápsula esférica y del tipo VDE, con dimensiones específicas como se muestra en la Figura 1.19. Estos deben estar montados con ejes horizontales, alineados con una tolerancia de $\pm 1mm$.

1.8.4.1.11. Celda de Prueba.

La celda de prueba está diseñada para permitir una fácil remoción de los electrodos para su limpieza y pulido. Se verifica que la forma de la celda esté dentro de las tolerancias especificadas y se facilita el ajuste del espacio entre electrodos. La suma vectorial de la corriente resistiva y capacitiva del vaso, cuando esté lleno de aceite que cumpla con los requisitos de la Especificación D3487, debe ser inferior a 200 µA a 20 kV, a frecuencia de potencia. Los electrodos se montan rígidamente desde lados opuestos, con el espacio axialmente centrado dentro de ±1 mm. El despeje desde los electrodos a todos los lados, fondo, cubierta o deflector, y cualquier parte del dispositivo de agitación debe ser de al menos 12.7 mm (^{1/2} in.) [4].

La celda de prueba incluye un impulsor de dos palas, accionado por motor y un eje de transmisión, construido con material de alta resistencia dieléctrica. El impulsor tiene un tamaño de 35 mm $(1^{3/8} \text{ in.}) \pm 5$ mm entre los extremos de las palas, un paso de 40 mm $(1.57 \text{ in.}) \pm 5$ y un ángulo de pala de veinte grados $(20^{\circ}) \pm 5$, operando a una velocidad de 200 a 300 rpm [4]. El impulsor, ubicado debajo del borde inferior de los electrodos, rota en una dirección que dirige el flujo del líquido hacia abajo contra el fondo de la celda. La celda de prueba se construye con material de alta resistencia dieléctrica, que no es soluble en ni atacado por los líquidos de limpieza o prueba utilizados, y que no es absorbente de humedad. Se prefieren materiales transparentes para observar la ruptura, aunque no son esenciales. Para evitar la agitación del aire con la muestra, la celda debe tener una cubierta o deflector que prevenga efectivamente el contacto del aire con el líquido en circulación.



Figura 1.19: Electrodo VDE [4].

1.8.4.2. Ajuste y Mantenimiento de Electrodos y Célula de Prueba.

1.8.4.2.1. Espaciado de Electrodos.

Con los electrodos firmemente fijados, verificar el espaciado de los electrodos utilizando una plantilla redonda estándar de 2 ± 0.03 mm . Si no ocurre una ruptura dieléctrica durante cualquiera de las pruebas consecutivas utilizando el espaciado de 2 mm o si la muestra no es adecuada para la célula de prueba de 2 mm, se debe utilizar un espaciado de 1 ± 0.03 mm (0.039 in.) para determinar el voltaje de ruptura y reportar el espaciado. Se pueden usar plantillas planas de pasar y de no pasar con espesores del valor especificado ± 0.03 mm para el espaciado de electrodos de 1 o 2mm [4]. Si es necesario reajustar los electrodos, fijar los electrodos firmemente en su lugar y verificar el espaciado. Para pruebas de referencia o pruebas que se utilizarán para comparaciones precisas, los laboratorios deben acordar previamente el espaciado de para las pruebas y asegurar que se cumplan todos los demás requisitos de este método de prueba. El espaciado acordado debe medirse con la plantilla que corresponda exactamente al espaciado seleccionado dentro de la tolerancia especificada para la plantilla.

1.8.4.2.2. Limpieza.

Limpiar los electrodos y la célula con papel tisú seco y libre de pelusa, o con un paño chamois seco y limpio. Es importante evitar tocar los electrodos o la plantilla limpia con los dedos o con partes del papel tisú o chamois que hayan estado en contacto con las manos. Después del ajuste del espaciado, enjuagar la célula con un solvente hidrocarbónico seco, como queroseno o solventes. No usar un solvente de punto de ebullición bajo, ya que su rápida evaporación puede enfriar la célula, provocando condensación de humedad. Si esto ocurre, antes de usar, calentar la célula para evaporar la humedad. Evitar tocar los electrodos o el interior de la célula después de la limpieza. Tras una limpieza exhaustiva, enjuagar la célula con un nuevo líquido aislante del tipo a probar que haya sido filtrado a través de un filtro de 5 micras o menor y que contenga menos de 25 ppm (partes por millón) de humedad. Realizar una prueba de ruptura dieléctrica con una muestra de este líquido aislante de acuerdo con el método de prueba especificado [4]. Si el voltaje de ruptura está en el rango esperado para este líquido aislante acondicionado, la célula se considera debidamente preparada para probar otras muestras. Un valor más bajo de lo esperado se considera evidencia de contaminación de la célula; en tal caso, repetir la limpieza y la prueba de ruptura con líquido aislante limpio y seco.

1.8.4.2.3. Uso Diario.

Al inicio de cada jornada de pruebas, examinar los electrodos para detectar picaduras y acumulación de carbono, y verificar el espaciado. Si la prueba de alguna muestra está por debajo del valor de ruptura utilizado por el operador como valor mínimo satisfactorio, drenar la célula y enjuagarla con un nuevo líquido aislante del tipo a probar que haya sido filtrado a través de un filtro de 5 micras y que contenga menos de 25 ppm de humedad antes de probar la siguiente muestra [4]. Alternativamente, la célula puede almacenarse vacía en un gabinete libre de polvo.

1.8.4.2.4. Pulido de Electrodos.

Cuando los electrodos muestren grabado, rayado, picaduras o acumulación de carbono, deben retirarse de la taza de prueba y pulirse con pulimento de joyero utilizando un paño suave o una rueda de pulido suave. El residuo del pulido debe ser eliminado mediante limpieza repetida con papel tisú libre de pelusa saturado con un solvente adecuado, seguido de enjuague con solvente o limpieza ultrasónica [4]. Tras una inspección cuidadosa, los electrodos de los que no se pueda eliminar las picaduras con pulido ligero deben desecharse, ya que un mayor refinado destruiría el contorno y las dimensiones del electrodo.

1.8.4.2.5. Muestreo.

Para obtener una muestra del líquido aislante a probar, se debe utilizar el equipo de muestreo ASTM adecuado. Los procedimientos específicos para el muestreo de líquidos aislantes están descritos en la Práctica D923, con especial énfasis en las precauciones generales de este método de prueba. La muestra debe recogerse en una botella seca, limpia e impermeable, sellarse herméticamente y protegerse de la luz hasta que esté lista para ser analizada. Es importante destacar que las botellas de plástico son permeables, lo que puede alterar el contenido de humedad de la muestra, generando diferencias medibles en comparación con muestras tomadas en recipientes no permeables. Antes de realizar la prueba, es necesario inspeccionar la muestra en busca de humedad, sedimentos, partículas metálicas u otros contaminantes. Si se detecta la presencia de agua libre en la muestra, se debe omitir la prueba de ruptura dieléctrica y reportar la muestra como insatisfactoria.

1.8.4.3. Procedimiento de Prueba.

- Permitir que la muestra y la taza de prueba se equilibren a la temperatura ambiente. Las pruebas de laboratorio y de referencia deben realizarse a temperatura ambiente (20 a 30 °C) [4].

En un plazo de 30 segundos tras el enjuague, la célula debe llenarse lentamente con la porción restante de la muestra. La célula se considera llena cuando al cerrar la tapa o para evitar que el aire entre en contacto con el líquido aislante, se utiliza un deflector. Se debe esperar un tiempo mínimo de 3 minutos, pero no más de 5 minutos, entre el llenado de la taza y la aplicación del voltaje para la primera ruptura. Para aceites aislantes eléctricos con alto punto de inflamación, ésteres naturales y ésteres sintéticos, este tiempo de espera debe ser de al menos 30 minutos.

- El voltaje debe aplicarse de forma progresiva, aumentando desde cero a una tasa de $0.5 \text{ kV/s} \pm 5 \%$ hasta que se produzca la ruptura, lo cual se indica por la activación del equipo interruptor de circuito. Es crucial registrar el valor de voltaje RMS más alto alcanzado inmediatamente antes de cada ruptura. Las descargas momentáneas ocasionales que no activan el equipo interruptor deben ser ignoradas hasta que el voltaje en la muestra caiga por debajo de 100 V.

- Se deben realizar cuatro rupturas adicionales, esperando entre 60 y 90 segundos antes de aplicar el voltaje para cada ruptura sucesiva. Durante estos intervalos y al momento de aplicar el voltaje, el propulsor debe mantener el líquido aislante en circulación. Teniendo en cuenta la ecuación 1.7.

$$\bar{X} = \frac{1}{5} \sum_{i=1}^{5} X_i \tag{1.7}$$

donde:

 $-\bar{X}$ = media de los cinco valores individuales. $-X_i$ = voltaje de ruptura en la *i*-ésima medición.

1.8.4.3.1. Determinación del Rango.

Utilizando los valores de voltaje de ruptura determinados en la sección anterior, se debe verificar que el rango de los cinco voltajes de ruptura no exceda los valores indicados a continuación con la ecuación 1.8:

$$Rango = X_{Highest} - X_{Lowest}$$
(1.8)

donde:

 $X_{\text{Highest}} = \text{el voltaje de ruptura más alto de las cinco lecturas.}$ $X_{\text{Lowest}} = \text{el voltaje de ruptura más bajo de las cinco lecturas.}$

1.8.4.4. Configuración de Espacio de Grieta y Reporte.

1.8.4.4.1. Configuración del Espacio de Grieta.

Para la configuración del espacio de grieta, se deben cumplir los siguientes requisitos de rango en función del voltaje de ruptura promedio de cinco mediciones [4]: - Configuración de 1 mm: El rango debe ser menor al 120 % de la media de los cinco voltajes de ruptura [4].

- Configuración de 2 mm: El rango debe ser menor al 92% de la media de los cinco voltajes de ruptura [4].

Si el rango excede estos valores y hay suficiente volumen de muestra de prueba, repita el análisis con un nuevo llenado de muestra. Si el volumen de muestra es insuficiente, el resultado de la prueba puede reportarse con un comentario adicional indicando que el rango de los voltajes de ruptura excede el rango permitido.

1.8.4.4.2. Determinación de la Resistencia Dieléctrica.

Cuando se desea determinar si la resistencia dieléctrica está por encima o por debajo de un nivel especificado, se requieren cinco mediciones de ruptura, siempre que todos los cinco valores estén por encima o por debajo de este nivel especificado. De lo contrario, siga el procedimiento descrito en las secciones.

1.8.4.5. Reporte.

1.8.4.5.1. Contenido del Reporte.

Incluya en el reporte la siguiente información:

- Método de prueba utilizado.

- Voltios (valor RMS) en cada ruptura, y la media de todas las rupturas reportadas con dos dígitos significativos.

- Temperatura aproximada del líquido aislante en el momento de la prueba.

- Espaciado de electrodos.

1.8.5. C57.106-2015 - IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment.

1.8.5.1. Evaluación del Aceite Mineral Aislante.

Los aceites recién suministrados presentan diversas características determinadas por su estructura química y molecular, las cuales se miden mediante pruebas específicas como la viscosidad, puntos de inflamación y combustión, punto de fluidez, punto de anilina, densidad relativa (gravedad específica), estabilidad a la oxidación, tendencia a la generación de gases y voltaje de ruptura dieléctrica. Se evalúan varias propiedades que, aunque no estén directamente relacionadas con el rendimiento funcional de los aceites minerales aislantes, son sensibles a la presencia de contaminantes nocivos. Algunas de estas propiedades incluyen la tensión interfacial, el factor de disipación (factor de potencia), el voltaje de ruptura dieléctrica, el color y el número de neutralización (acidez). Estas características son esenciales para detectar contaminantes y garantizar la calidad del aceite mineral aislante en aplicaciones eléctricas [5].

1.8.5.2. Propiedades del Aceite Mineral Nuevo—Aceite Recibido en Equipos Nuevos con un Voltaje Nominal Inferior a 230 kV.

El aceite mineral presente en equipos nuevos, una vez enviado desde la planta de fabricación, puede ser evaluado tomando una muestra directamente del equipo en el sitio de instalación. Los límites de prueba recomendados para este aceite mineral son

recibidos en equipos nuevos, antes de su energización, se detallan en la Tabla 1.5. Propiedades tales como la tensión interfacial (IFT), el voltaje de ruptura dieléctrica y el factor de disipación, que son sensibles a contaminantes disueltos o particulados, reflejan la exposición a los materiales de construcción típicos del equipo [5].

Para un transformador de 230 kV, la rigidez dieléctrica del aceite aislante es crucial para garantizar su funcionamiento seguro bajo alta tensión. Según la normativa , los valores mínimos recomendados de rigidez dieléctrica son:

- 30 kV para aceite nuevo (utilizando el método de esfera a esfera con una separación de 1 mm, ASTM D1816 (ver Seccion 1.8.4)). Estos valores aseguran que el aceite aislante pueda soportar las condiciones operativas exigidas sin descomponerse. Es fundamental que el equipo de mantenimiento realice pruebas regulares de la rigidez dieléctrica y mantenga el aceite en óptimas condiciones para garantizar el rendimiento y la seguridad del transformador.

	Valor para clase de tensión				
Prueba y Método	$\leq 69 \text{ kV}$	$>69-<230~{\rm kV}$	$\geq 230 \text{ kV}$		
Tensión de ruptura dieléctrica	25	30	35		
ASTM D1816	45	55	60		
kV mínimo					
Separación de 1 mm					
Separación de 2 mm					
Factor de disipación (factor de	0.05	0.05	0.05		
potencia)	0.05	0.05	0.05		
ASTM D924	0.40	0.40	0.30		
25 °C, % máximo					
100 °C, % máximo					
Tensión interfacial	20	20	20		
ASTM D971	38	38	38		
mN/mmínimo					
Color	1.0	1.0	0.5		
ASTM D1500	1.0	1.0	0.5		
Unidades ASTM máximo					
Examen visual	Brillante	Brillante	Brillante		
ASTM D1524	У	У	у		
	claro	claro	claro		
Número de neutralización (aci-					
dez)	0.03	0.03	0.03		
ASTM D974					
mg KOH/g máximo					
Contenido de agua	20	10	10		
ASTM D1533	20	10	10		
mg/kg máximo					
Contenido de inhibidor de oxida-	0.08	0.08	0.08		
ción (cuando se especifique)	0.08	0.08	0.08		
ASTM D2668	0.5	0.5	0.5		
Aceite mineral tipo I, $\%$ máximo					
Aceite mineral tipo II, $\%$ máximo					
Gas disuelto total	N/A	N / A	0.5% o		
ASTM D3612	IN/A	N/A	los requisitos		
			del fabricante b,c		
Azufre corrosivo	No	No	No		
ASTM D1275	corrosivo	corrosivo	corrosivo		

Tabla 1.5: Métodos de prueba y valores para clases de tensiónLímites de prueba para el aceite mineral nuevo recibido en equipos nuevos o después del llenado, antes de la energización [5].

1.8.6. IEEE Std 43-2000(R2006)-Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Electric Machinery.

La resistencia de aislamiento de un devanado de máquina rotativa depende del tipo y la condición de los materiales aislantes utilizados, así como de la técnica de

40

aislamiento varía de m

41

aplicación empleada. Generalmente, la resistencia de aislamiento varía de manera proporcional con el grosor del aislamiento e inversamente con el área de la superfi-cie del conductor. La interpretación de las mediciones de resistencia de aislamiento de los devanados de máquinas y los valores mínimos recomendados del índice de polarizaci ón y resistencia de aislamiento se describen en las Cláusulas 11 y 12, res-pectivamente [6].

1.8.6.1. Lecturas de Resistencia de Aislamiento.

La medición de la resistencia de aislamiento es una prueba de voltaje en corriente continua que se ajusta al nivel de tensión nominal del devanado y a la condición básica del aislamiento. Este procedimiento es especialmente importante en máquinas pequeñas de baja tensión o en devanados que presentan humedad. Si el voltaje de prueba es demasiado alto, puede sobrecargar el aislamiento y provocar su falla. Por lo general, estas pruebas se llevan a cabo utilizando voltajes continuos constantes que varían entre 500 y 10,000 V, con polaridad negativa, preferida debido al fenómeno de electroendosmosis [6]. Las directrices para los voltajes de prueba se detallan en la Tabla 1.6, y las lecturas de resistencia de aislamiento se toman tras 1 minuto de aplicación del voltaje de prueba.



Figura 1.20: Tipos de corrientes para un aislamiento de epoxi-mica con una corriente de fuga superficial relativamente baja y sin corriente de conductancia [6].

Tensión nominal del bobinado [V]	Tensión continua aplicada para resistencia de aislamiento [V]		
< 1000	500		
1000-2500	500-1000		
2501-5000	1000-2500		
5001-12000	2500-5000		
> 12000	5000-10000		

Tabla 1.6: Tabla de tensiones nominales y tensiones continuas aplicadas para resistencia de aislamiento [6].

1.8.6.2. Lecturas del Índice de Polarización.

La resistencia de aislamiento medida aumenta rápidamente al aplicar el voltaje inicialmente y luego se estabiliza gradualmente con el tiempo (ver Figura 1.21). Los devanados secos en buen estado pueden seguir aumentando durante horas con una tensión de prueba constante, mientras que los tipos más antiguos de aislamiento suelen estabilizarse en 10-15 minutos [6]. Los materiales modernos, como el alambre recubierto con película o los devanados de estator con aislamiento epoxi-mica o poliéster-mica, alcanzan un valor constante en 4 minutos o menos. En devanados húmedos o sucios, se observa un valor bajo y constante generalmente 1 o 2 minutos después de aplicar la tensión de prueba [6].

El índice de polarización, definido como la relación entre la resistencia a 10 minutos (IR_{10}) y a 1 minuto (IR_1), indica la condición del aislamiento. Este índice refleja la pendiente de la curva característica y se utiliza para evaluar el estado del aislamiento. Para mayor precisión, además de la lectura a 1 minuto, se suelen tomar lecturas adicionales en intervalos de tiempo como 15 s, 30 s, 45 s, 1 min, 1.5 min, 2 min, 3 min, 4 min, ..., y 10 min.



Figura 1.21: Mediciones típicas de resistencia de aislamiento para tres máquinas diferentes [6].

1.8.6.3. Interpretación de los Resultados de las Pruebas de Resistencia de Aislamiento e Índice de Polarización.

Las pruebas pueden utilizarse para dos propósitos: a) El historial de la prueba de resistencia de aislamiento de una máquina, realizada bajo condiciones uniformes en cuanto a las variables controlables, es una herramienta útil para monitorear la tendencia de ciertos aspectos del estado del aislamiento a lo largo del tiempo. b) La idoneidad de una máquina para la aplicación de pruebas de sobrevoltaje o para su operación puede evaluarse mediante la comparación de los valores actuales y previos del índice de polarización P.I. y/o de la resistencia de aislamiento IR₁.

1.8.6.4. Monitoreo de la Condición del Aislamiento.

La historia de resistencia de aislamiento de una máquina permite comparar el re-sultado de pruebas actuales con anteriores para evaluar la condición del aislamiento. Es crucial que las pruebas se realicen bajo condiciones uniformes, y los resultados deben ajustarse a una temperatura estándar si se realizan a diferentes temperaturas.

Una disminución brusca en IR1 o en el índice de polarización (P.I.) puede indicar contaminación, humedad o daños graves. Un P.I. bajo a altas temperaturas requie-re una medición adicional a temperaturas más bajas para confirmar la condición del aislamiento. Un aumento constante en IR₁ puede señalar la descomposición de materiales de unión, especialmente en aislamientos termoplásticos [6].

1.8.6.5. Limitaciones de la Prueba de Resistencia de Aislamiento.

Los datos de la prueba de resistencia de aislamiento son útiles para identificar problemas como contaminación, humedad absorbida o grietas severas en el aislamiento, pero presentan limitaciones:

 La resistencia de aislamiento no refleja directamente la resistencia dieléctrica del bobinado. No es posible determinar el valor exacto de resistencia a partir del cual el sistema de aislamiento fallará, a menos que el defecto esté concentrado.

- 2. En bobinados con superficies extremas grandes, máquinas grandes o de baja velocidad, o máquinas con conmutadores, los valores de resistencia de aislamiento pueden ser inferiores a los recomendados. En estos casos, la tendencia histórica de IR1 es crucial para evaluar la condición del aislamiento.
- 3. Una medición única de resistencia de aislamiento a un voltaje específico no revela si la materia extraña está concentrada o distribuida en el bobinado.
- 4. Las pruebas de voltaje directo, como IR y P.I , pueden no detectar vacíos internos en el aislamiento debido a impregnación inadecuada, deterioro térmico o ciclos térmicos en bobinas de estator.
- 5. Las pruebas de resistencia de aislamiento, realizadas con la máquina detenida, no detectan problemas asociados con la rotación, como bobinados sueltos o vibraciones que provocan movimiento en los extremos del bobinado.

1.8.6.6. Valor Mínimo Recomendado del Índice de Polarización y Resistencia de Aislamiento.

1.8.6.6.1. Valores Mínimos.

Los valores mínimos recomendados del índice de polarización (P.I.) y de IR_1 para bobinados de máquinas rotativas de corriente alterna (AC) o continua (CC) representan los valores más bajos a los que se aconseja realizar una prueba de sobrevoltaje o proceder con la operación. En ciertos casos, materiales de aislamiento o diseños especiales pueden permitir valores más bajos. Los valores mínimos para estos diseños deben basarse en una comparación con los valores históricos de prueba [6].

1.8.6.6.2. Índice de Polarización.

Los valores mínimos recomendados de P.I. para máquinas rotativas de ac y de se especifican en la Tabla 1.7. Esta tabla se basa en la clase térmica de los materiales de aislamiento y, salvo los bobinados de campo no aislados, es aplicable a todos los materiales de aislamiento, independientemente de la aplicación.

Clase térmica de aislamiento	Mínimo PI
Clase A	1.5
Clase B	2.0
Clase F	2.0
Clase H	2.0

Tabla 1.7: Mínimos valores recomendados para prueba de PI [6].

1.8.6.7. Aplicabilidad del Índice de Polarización en Bobinados de Campo.

Las pruebas de resistencia de aislamiento y del índice de polarización determinan la adecuación de un sistema de aislamiento para operación o pruebas de sobrevoltaje. En bobinados de rotores de maquinaria de inducción que no están aislados del cuerpo del rotor, no se puede realizar la prueba de índice de polarización. Si el bobinado está aislado, como en rotores bobinados o máquinas de polos salientes, se puede aplicar el índice de polarización. Los bobinados de campo en generadores de turbinas grandes, con cobre expuesto y no encapsulado, no muestran una corriente de absorción significativa, alterando la curva de IR y haciendo que el P.I. no sea aplicable [6]. En contraste, los bobinados de campo con conductores encapsulados en aislamiento presentan una corriente de absorción característica, por lo que el P.I. es útil para evaluar su condición.

1.8.6.8. Aplicabilidad del Índice de Polarización Cuando IR1 es Mayor de 5000 M Ω .

Cuando la lectura de IR1 es superior a 5000 M Ω , la corriente total medida puede estar en el rango de submicroamperios. La sensibilidad requerida del instrumento de prueba hace que pequeños cambios en el voltaje, la humedad y otras condiciones afecten significativamente la corriente medida durante el intervalo de 1 a 10 minutos para el P.I [6]. En estos casos, el P.I. puede no reflejar correctamente la condición del aislamiento y no se recomienda como herramienta de evaluación.

1.8.6.9. Resistencia de Aislamiento.

La resistencia mínima de aislamiento después de 1 minuto IR_{1min} para pruebas de sobrevoltaje u operación de bobinados de estator y rotor en máquinas de AC y DC se encuentra en la Tabla 1.8. La resistencia de aislamiento real, corregida a 40 °C, se obtiene aplicando un voltaje directo constante al bobinado durante 1 minuto. Para un bobinado de armadura trifásico, la resistencia mínima de una fase con las otras dos fases a tierra debe ser aproximadamente el doble que la resistencia del bobinado completo [6]. Si se prueba cada fase por separado y se usan circuitos de protección en las fases no probadas, la resistencia mínima observada debe ser tres veces la del bobinado completo.

Resistenciamínimadeaislamiento $IR1_{min}$ $[M\Omega]$	Especificación del espécimen de prueba
IB1 + -kV + 1	Para la mayoría de los devanados realizados antes de
$IIII_{\min} = hV + 1$	1970, todos los devanados de campo, y otros no descritos
IB1 = -100	Para la mayoría de los devanados preformados de CA
$I \Lambda I_{\min} = 100$	construidos después de 1970
	Para la mayoría de las máquinas de bobinado aleatorio
$IR1_{\min} = 5$	y preformado con una capacidad nominal inferior a 1 kV
	y armaduras de CC

Tabla 1.8: Resistencia mínima de aislamiento para diferentes especímenes de prueba a 40°C [6].

1.8.6.10. Consideraciones Importantes.

Como se indica en la Ecuación 1.9, la Relación de Absorción Dieléctrica (DAR) se define como el cociente entre la resistencia de aislamiento a 60 segundos y la resistencia de aislamiento a 30 segundos [6].

$$DAR = \frac{R_{aislamiento \ a \ 60s}}{R_{aislamiento \ a \ 30s}}$$
(1.9)

donde: $R_{\text{aislamiento}}$ es la resistencia de aislamiento.

Condición de aislamiento	DAR
Dudoso	1.0 - 2.5
Bueno	1.4 - 1.6
Excelente	> 1.6

Tabla 1.9: Mínimos valores recomendados para prueba DAR [15].

Por otro lado, para el cálculo del Índice de Polarización (IP) se calcula mediante la Ecuación 1.10 la que se interpreta como el cociente entre la resistencia de aislamiento medida a los 10 minutos y la resistencia de aislamiento medida a 1 minuto [6].

$$IP = \frac{R_{aislamiento a 10min}}{R_{aislamiento a 1min}}$$
(1.10)

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN CONSTRUCTIVA Y PRUEBAS DE CAMPO

Este capítulo se centra en el análisis detallado de los aspectos constructivos del generador y del transformador principal de la central. Se describen las características técnicas de estos equipos, abarcando especificaciones como potencia nominal, tipo de aislamiento, y configuración de devanados, entre otros aspectos críticos. Además, se incluyen las metodologías empleadas para realizar las pruebas de campo correspondientes, junto con la interpretación de los resultados obtenidos, conforme a las normativas vigentes aplicables a la Central Molino.

2.1. Aspectos Constructivos.

En la ingeniería eléctrica, los aspectos constructivos de transformadores de potencia y generador son clave para su eficiencia y fiabilidad. La Central Hidroeléctrica Paute Molino, en Ecuador, ejemplifica la aplicación de estas tecnologías con una capacidad total de 1.100 MW. Construida en dos fases, la Fase AB (1976-1983) incluye las unidades 1 a 5, de 105 MW cada una, mientras que la Fase C (1985-1991) añade las unidades 6 a 10, de 115 MW cada una. La central ha sido fundamental en la generación de energía en Ecuador desde 1991.

2.1.1. Generador Unidad "8".

GENERADORES					
CENTRAL			PAUTE - MOLINO		
UNIDAD			FASE AB	FASE C	
Marca			SIEMENS	Ansaldo/Marlli	
Clase de aislamiento			В	F	
Tipo de rotor			Polos salientes	Polos salientes	
Potencia Nominal		MVA	111	127.7	
Capacidad Efectiva		MW	100	115	
Potencia Reactiva		MVAR	45	50	
		MVAR	-45	-55	
Factor de potencia			0.9	0.9	
Voltaje nominal		kV	13.8	13.8	
Conexión			Yn	Yn	
Resistencia de puesta a tierra	Re	ohm	0.31	0.077	
Reactancia de puesta a tierra	Xe				
Relación de cortocircuito	SCR		1.02	1.05	
Resistencia de armadura	Ra	p.u.	0.00284	0.0023	
Reactancia de Potier	Хр	 p.u.	0.24	0.218	
~ .	R0	p.u.			
Secuencia cero	X0	p.u.	0.11	0.15	
~	R1	p.u.	0.00042	0.008	
Secuencia negativa	X1	p.u.	0.195	0.211	
	Xd	p.u.	1.09	1.0225	
Reactancias Sincrónicas	Xq	p.u.	0.74	0.6334	
	Xd'	.u.	0.35	0.2805	
Reactancias Transitorias	Xq'	p.u.		0.6334	
	Xd"	p.u.	0.0975	0.1992	
Reactancias Subtransitorias	Xq"	p.u.	0.0975	0.2404	
	Td'	s	7.03	7.05	
Constantes transitorias c.c.	Tq'	s			
	Td"	s	0.046	0.046	
Constantes Subtransitorias c.c.	Tq"	s	0.14	0.038	
	Tdo'	s	7.03	6.95	
Constantes transitorias c.c.	Tqo'	s			
Geneterter Seltereriterie	Tdo"	s	0.046	0.045	
Constantes Subtransitorias c.c.	Tqo"	s	0.14		
	Tdo	s	0.046	0.045	
Constante de tiempo de eje directo c.a.		s			
Constante de tiempo de armadura	Ta	s	0.3		
Constante de Inercia	Н	s	3.3	3.3	
Resistencia de Campo	Rf	ohm	0.156	0.379	
Saturacion de la maquina al 100 % de voltaje	SG1.0	p.u.	0.178	0.2	
Saturacion de la maquina al 120% de voltaje	SG1.2	p.u.	0.592	0.612	
Excitación plena carga	Efd	p.u.	2.2	2.22	

 Tabla 2.1: Características de los generadores de la central PAUTE - MOLINO [16].

TRANSFORMADORES PRINCIPALES					
CENTRA	PAUTE - MOLINO				
UNIDAI	FASE AB	FASE C			
Potencia Nominal	otencia Nominal MVA		134		
Numero de dev	anados	2	2		
Capacidad efectiva	Capacidad efectiva MW		115		
Á a anala da	HV	Yn1	Yn11		
Angulo de	LV	D	D		
conexion	Ángulo de fase	30°	30°		
Valtaia nominal	HV	138 kV	230 kV		
vonaje nominar	LV	$13.8 \mathrm{kV}$	$13.8 \mathrm{kV}$		
Tensión adicional por TAP	Tensión adicional por TAP Lado Alto Voltaje		2.5%		
Pogición dol TAP	Mínima	-2	-2		
FOSICION del TAF	Máxima	+2	+2		
Socuoncia positiva	R1 %	11.4	13.06		
Secuencia positiva	X1 %	11.4	13.06		
Sequencia core	Ro %	11.4	13.06		
Secuencia cero	Хо%	11.4	13.06		

2.1.2. Transformador de Potencia Unidad "8".

Tabla 2.2: Tabla de características de los transformadores principales [16].

2.2. Metodología de Pruebas Electricas al Generador y Transformador de Potencia.

2.2.1. Generador.



Figura 2.1: Generador de la central Molino Unidad "8" [Fuente: Autor].

Para mantener adecuadamente el generador de la Central Molino, se necesita combinar pruebas estandarizadas actuales con una inspección visual. Es importante destacar que solo usar una inspección visual o cualquier prueba estandarizada no basta para entender bien el estado actual del generador. Por eso, se deben utilizar y analizar tanto las inspecciones visuales como las pruebas adecuadas para llegar a una conclusión sólida.

2.2.1.1. Prueba de Factor de Potencia.

2.2.1.1.1. Metodología.

La medición de la prueba de factor de potencia debe realizarse con una conexión sólida a tierra. La configuración típica de esta prueba se presenta en la Figura 1.18.

El equipo utilizado para realizar esta prueba es un megóhmetro AC. En el caso de la Central Molino, se emplea el MEGGER DELTA2000 (ver Figura 2.2).



Figura 2.2: MEGGER DELTA2000 [Fuente: Autor].

Además, es necesario un inductor de resonancia cuya función principal es ampliar el rango de capacitancia del equipo DELTA 2000. Este inductor se conecta en paralelo con la fuente de alimentación interna del DELTA 2000. Mediante una rueda de sintonización manual en el inductor resonante, se ajusta la inductancia para optimizar el circuito paralelo y minimizar la corriente de carga.

La normativa IEEE 286-200 (Sección 1.8.3) determina que la prueba de factor de potencia debe incluir al menos dos niveles de tensión. No obstante, algunas organizaciones como la Central Molino registran el factor de potencia a múltiples niveles



Figura 2.3: Inductor de resonancia para factor de potencia [Fuente: Autor].

de tensión, permitiendo calcular el Tip-up entre estos niveles. Las mediciones se realizan en cada fase, conectando las fases no medidas a tierra, y los datos se analizan estadísticamente. Según la normativa, el factor de potencia de baja tensión (PF_{lv}) se mide aproximadamente al 20 % de la tensión nominal de línea a tierra del estator (2 kV), incrementando luego la tensión en intervalos del 20 % (4 kV, 6 kV) hasta alcanzar el 100 % de la tensión nominal (8 kV) [3]. El Tip-up se calcula como la diferencia entre el factor de potencia de alta y baja tensión:

$$Tip-up = PF_{hv} - PF_{lv} \tag{2.1}$$

Donde:

- PF_{hv} : es el factor de potencia medido a alta tensión.
- PF_{lv} : es el factor de potencia medido a baja tensión.

Esto produce un conjunto de lecturas que forman una curva ascendente. La Figura 2.4 muestra que en las curvas de resultados buenos y malos, el factor de potencia de baja tensión (20% de la tensión nominal de línea a tierra del estator) coincide, lo que indica que el factor de potencia de baja tensión refleja las pérdidas dieléctricas normales del aislamiento y no se ve significativamente afectado por la descarga parcial. Esto indica:

- Las pérdidas dieléctricas inherentes al aislamiento y su estado general.
- La calidad del contacto entre la superficie semiconductora y el núcleo.
- El contenido de humedad y el nivel de limpieza.
- El grado de curado de los materiales.

2.2.1.1.2. Interpretación de Resultados.

Los resultados se analizan de la siguiente manera: en los sistemas de aislamiento modernos, la inclinación debe ser inferior a aproximadamente el 0,3% cuando se encuentra entre el 20% y el 100% de la tensión nominal de línea a tierra [13]. La Figura 2.4 muestra la comparación entre inclinaciones de resultados buenos y malos.



Figura 2.4: Comparación de resultados buenos y malos de la prueba [13].

Un factor de potencia aceptable asegura que las barras se fabrican con materiales de baja pérdida y se procesan adecuadamente. La capacitancia medida, el factor de potencia y la inclinación del factor de potencia deben ser consistentes entre las fases de una máquina. Siempre que el aislamiento se mantenga en condiciones estables, las pruebas periódicas deberían ofrecer resultados similares. Es importante destacar que las máquinas similares también deberían arrojar resultados comparables [3]. Si se observan desviaciones en los resultados, una posible causa puede ser la presencia de una inclinación superior al 1 %, lo que indicaría una gran cantidad de huecos o delaminación en el aislamiento [13].

2.2.1.2. Prueba de Resistencia Ohmica de los Devanados del Estator y del Rotor.

2.2.1.2.1. Metodología Estator.

El equipo utilizado para medir las resistencias de los devanados es un ohmímetro de corriente continua, como el MEGGER DLRO10HD :



Figura 2.5: MEGGER DLRO10HD [Fuente: Autor].

En la Central Molino, se requiere una precisión del 1% para detectar problemas en el devanado. Se recomienda medir el devanado del estator de cada fase individualmente, entre el terminal de fase y el terminal neutral correspondiente. Dado que cada fase tiene cuatro circuitos en paralelo, se realizan 4 mediciones por fase, totalizando 12 mediciones (3 fases). Cada medición se realiza entre el terminal de fase y el terminal neutral del mismo circuito paralelo, como se ilustra en la Figura 2.6.

Como se describe en la sección teórica de la prueba en la normativa IEEE 62.2-2004 (Ver Sección 1.8.1), las lecturas de la resistencia óhmica obtenidas deben co-rregirse a una temperatura de 75°C. A diferencia de la prueba de resistencia de aislamiento (RI), para esta prueba no se debe corregir la temperatura ambiente; en su lugar, se debe utilizar la temperatura media obtenida de las lecturas de las RTD's ubicadas en los devanados del estator, las cuales se visualizan en el sistema SCADA de la sala de control.

2.2.1.2.2. Interpretación de Resultados.

Estos resultados se analizan de la siguiente manera: los valores de resistencia que se desvíen de los valores de prueba de fábrica o anteriores (corregidos a una temperatura constante) deben investigarse de inmediato. Los valores de las mediciones de resistencia se interpretan comparando circuitos en paralelo de las tres fases o mediante la tendencia de la medición en el mismo devanado a lo largo del tiem-


Figura 2.6: Diagrama de conexión para prueba resistencia de los devanados Fase A [14].

po. La comparación entre fases de los devanados del estator debe estar dentro del 2% entre sí [1]. Si se dispone de varias máquinas con devanados del estator y rotor idénticos, se puede comparar la resistencia, la cual debe estar dentro del $\pm 5\%$ entre las máquinas [28].

Si se observan desviaciones en los resultados, las posibles causas podrían ser las siguientes: una resistencia alta en una fase puede indicar una ruptura en una hebra o una conexión deficiente en esa fase. Por otro lado, una disminución en la resistencia óhmica del devanado a lo largo de los años en pruebas sucesivas puede ser indicativa de un cortocircuito entre espiras, conexiones incorrectas o un mal contacto eléctrico debido a soldaduras defectuosas en los cabezales.

2.2.1.2.3. Metodología Rotor.

La única diferencia es que se efectúa una única medición, ya que el devanado de campo consta de 20 polos conectados en serie, considerándose como una sola bobina mostrada en Figura 2.7. Dada la baja resistencia en serie de corriente continua en los bobinados de máquinas grandes, la precisión de la medición requiere al menos cuatro decimales [13].



Figura 2.7: Diagrama de conexión para prueba resistencia de los devanados del rotor [14].

Los resultados de la resistencia de los devanados del rotor, al igual que los del estator, se corrigen a 75 °C.

2.2.1.2.4. Interpretación de Resultados.

Estos resultados se analizan comparándolos con los datos originales de fábrica o anteriores, como en la mayoría de las pruebas eléctricas. Una variación significativa en la resistencia normal del devanado del rotor solo es perceptible en el tercer o cuarto decimal de una medición de resistencia. Si se observan desviaciones en los resultados, se deben revisar las conexiones atornilladas en los circuitos de devanado de campo [1]. Cualquier indicio de roturas, grietas o sobrecalentamiento debe abordarse de inmediato. Una reducción en la resistencia del devanado puede indicar un cortocircuito en los conductores.

2.2.2. Estator.

2.2.2.1. Prueba de Resistencia de Aislamiento (IR) e Índice de Polarización (PI).

Las mediciones de la prueba se realizan aplicando tensión continua a través del cobre del devanado y el núcleo del estator utilizando un megóhmetro de corriente continua. En la Central Molino, se usa el MEGGER MIT1025. Es crucial que el megóhmetro mantenga una tensión regulada; de lo contrario, se genera una corriente de carga capacitiva en estado estable. IEEE Std 43-2000(R2006) (Sección 1.8.6)

establece que cada fase debe aislarse y probarse por separado, permitiendo así comparaciones entre fases. En la Central Molino, cada fase contiene cuatro circuitos en paralelo, por lo que, al probar una fase, las otras dos se conectan a tierra, utilizando la misma tierra que el cuerpo del rotor. El diagrama de conexión de la prueba de resistencia de aislamiento (RI) se muestra en la Figura 2.8.



Figura 2.8: Diagrama de conexión para prueba IR y PI para Fase A [14].

Según la normativa IEEE Std 43-2000(R2006) (Sección 1.8.6), el nivel de tensión continua de prueba se especifica según el rango de tensión de operación del generador, como se recomienda en la Tabla 1.6.

El generador de la Central Molino opera con una tensión nominal de 13.8 kV línea a línea, resultando en una tensión nominal línea-tierra de 7.96 kV. Por lo tanto, se aplica una tensión continua de 5 kV para la prueba de RI. Una vez establecida la tensión adecuada, se aplica tensión directa constante a todo el devanado de una fase. Las lecturas de la prueba de RI se registran a intervalos específicos durante 30 seg, 1 min, 2 min, 3 min, 4 min, 5 min, 6 min, 7 min, 8 min, 9min y 10 min [6]. Las primeras lecturas de RI dependen de la cantidad de aislamiento, contaminación y humedad presente.

Las lecturas de RI se corrigen a una temperatura de 40°C, basándose en un valor promedio de las temperaturas indicadas por los sensores RTD en los devanados del estator, visualizados en el sistema SCADA. Para la prueba del índice de polarización (PI), la lectura se puede obtener del mismo megóhmetro o calcularse mediante la ecuación 1.10. Después de cada prueba de RI, se recomienda conectar a tierra el devanado del estator durante al menos cuatro veces el tiempo aplicado en la prueba.

Dado que el generador cuenta con una tensión nominal de 13.8 kV y un aislamiento de clases F, según la norma IEEE Std 43-2000(R2006), los valores mínimos recomendados para el Índice de Polarización (PI) y la Resistencia de Aislamiento (IR) son los siguientes:

- Índice de Polarización (PI): La norma establece que para aislamiento de clase F, el valor mínimo requerido de IP es 2.0.
- 2. Resistencia de Aislamiento (IR): Según la norma, el valor mínimo recomendado de RI se calcula mediante la ecuación que se encuentra en la Tabla 1.8:

$$IR \ge 100 \times \text{tensión nominal en kV} + 1 \,\text{M}\Omega$$
 (2.2)

Aplicando esta fórmula a una tensión nominal de 13.8 kV, se obtiene:

$$IR \ge 100 \times 13.8 + 1 = 1381 \,\mathrm{M}\Omega \tag{2.3}$$

Por lo tanto, conforme a la normativa establecida, para el generador en cuestión:

- El Índice de Polarización (PI) debe ser al menos 2.0.

- La Resistencia de Aislamiento (IR) debe ser al menos 1381 M Ω .

2.2.2.1.1. Interpretación de Resultados.

Dichos resultados se analizan conforme a la normativa EEE Std 43-2000(R2006) (Sección 1.8.6), que mediante la Tabla 1.8 establece los resultados mínimos aceptables a una temperatura de 40°C.

De acuerdo con la Tabla 1.8, el generador de Sopladora debe tener una resistencia de aislamiento (IR) mínima de 100 M Ω . Un devanado limpio y seco podría tener una resistencia de aislamiento infinita o mayor a 100 G Ω . El personal de mantenimiento debe verificar el tipo o la edad del devanado antes de interpretar los resultados [28]. Si el IR1min está por debajo del mínimo en un devanado moderno, esto sugiere contaminación.

Además, la normativa IEEE Std 43-2000(R2006) recomienda un índice de polarización (PI) mínimo de 2.0 según la Tabla 1.7. Un PI bajo indica posible contaminación o cortocircuito en el aislamiento. Valores de PI menores a 1.5 requieren secado o limpieza del aislamiento. La relación entre las lecturas de resistencia a 10 y 1 minuto ayuda a determinar el procedimiento de limpieza y secado.

2.2.3. Rotor.

2.2.3.1. Rotor - Prueba de Resistencia de Aislamiento (IR) y Índice de Absorción Dieléctrica(DAR).

2.2.3.1.1. Metodología.

Para los devanados del rotor, se realiza la prueba de resistencia de aislamiento (IR) en un anillo colector con respecto a tierra utilizando un megóhmetro de corriente continua, como el MEGGER MIT420 la cual se observa en la Figura 2.9. El voltaje de prueba se determina en función del voltaje de operación y el estado del aislamiento del rotor [13]. Es crucial retirar las escobillas y sus portaescobillas para evitar interferencias en la medición. El devanado debe estar seco para garantizar lecturas precisas. La prueba se lleva a cabo con una tensión de 1000 VDC segun la Tabla 1.6, registrando las lecturas a los 30 segundos y a 1 minuto [13]. Las lecturas de IR deben corregirse a 40°C.



Figura 2.9: Diagrama de conexión para prueba IR y DAR (anillo +) [14].

2.2.3.1.2. Interpretación de Resultados.

Estos resultados se analizan de la siguiente manera: al igual que en la prueba del estator, las mediciones de IR deben estar en el rango de Megaohmios para un aislamiento adecuado. La lectura mínima aceptable para la prueba IR, según la normativa IEEE Std 43-2000(R2006) (Sección 1.8.6), se encuentra en la Tabla 1.8.

Por otro lado, la lectura mínima aceptable para la prueba del DAR se muestra en la Tabla 1.9.

Dado que el generador cuenta con una tensión nominal de 13.8 kV, los valores mínimos recomendados para el Índice de Absorción Dieléctrica (DAR) y la Resistencia de Aislamiento (IR) son los siguientes:

- Índice de Absorción Dieléctrica (DAR): La norma establece que para el (DAR), el valor mínimo requerido es de 1.0.
- Resistencia de Aislamiento (IR): Según la norma, el valor mínimo recomendado de RI se calcula mediante la ecuación que se encuentra en la Tabla 1.8:

$$IR \ge 100 \times \text{tensión nominal en kV} + 1 \,\text{M}\Omega$$
 (2.4)

Aplicando esta ecuación a una tensión nominal de 13.8 kV, se obtiene:

$$IR \ge 100 \times 13.8 + 1 = 1381 \,\mathrm{M}\Omega \tag{2.5}$$

Por lo tanto, conforme a la normativa establecida, para el generador en cuestión: - Índice de Absorción Dieléctrica (DAR) debe ser al menos 1.0.

- La Resistencia de Aislamiento (IR) debe ser al menos 1381 M Ω .

2.2.3.2. Prueba de Caída de Tensión en los Polos.

2.2.3.2.1. Metodología.

El equipo de prueba consta de un Variac de 100/220 V y un medidor de tensión estándar. En el caso de la Central Molino, se utiliza un Variac de 110 V y un medidor de tensión Fluke 289. La tensión de CA aplicada a los 20 polos conectados en serie, como se muestra en la Figura 2.10, es de 30 V, seleccionada de acuerdo con las pruebas de comisionamiento. Una vez aplicada la tensión, se mide con el medidor de tensión a través de los terminales de cada polo.



Figura 2.10: Diagrama de conexión para prueba caída de tensión polo 1 [14].

VOLTAJE APLICADO (V)	CORRIENTE (A)	Impedancia (Ω)	MIN	MAX
56,00	Obtenido mediante medición	$Z = \frac{V}{I}$	2,72	2,88

Tabla 2.3: Datos para la prueba de caida de tensión en los polos del rotor [17].

2.2.3.2.2. Interpretación de Resultados.

La tensión medida en una bobina en cortocircuito es considerablemente menor que la tensión promedio de las demás bobinas. En una bobina intacta adyacente a una en cortocircuito, la tensión también será algo menor que el promedio debido a la reducción del flujo magnético causado por el cortocircuito. Si tres bobinas adyacentes muestran valores anómalos y la bobina central presenta la tensión más baja, es probable que solo esa bobina esté en cortocircuito [1]. Si las tensiones mínimas medidas en las bobinas del devanado de polos son del 9% o menos en comparación con el promedio de las caídas de tensión en todos los polos, es poco probable que existan cortocircuitos entre espiras. Sin embargo, si la tensión mínima medida en una bobina supera el 9% del valor promedio (es decir, más de 0.9 voltios por encima de la caída de tensión promedio en los polos), es probable que haya cortocircuitos [28]. Es importante destacar que estos cortocircuitos entre espiras pueden desaparecer cuando el rotor está en movimiento.

2.2.4. Transformador de Potencia.



Figura 2.11: Transformador de potencia de la central Molino Unidad "8" [Fuente: Autor].

Para garantizar el funcionamiento óptimo de los transformadores de potencia en una central hidroeléctrica, se combina el uso de métodos de diagnóstico avanzados con inspecciones visuales periódicas. Aunque las inspecciones visuales ofrecen información sobre el estado físico, no son suficientes para una evaluación completa. Se realizan pruebas estandarizadas, como análisis de resistencia de aislamiento y pruebas dieléctricas, para obtener una evaluación precisa. Esta combinación permite una comprensión integral del estado del transformador, asegurando un mantenimiento proactivo y una operación eficiente de la central.

2.2.4.1. Prueba de Resistencia de Aislamiento.

El equipo MIT-1025 realiza ensayos de aislamiento cumpliendo con las normativas actualizadas ANSI e IEEE. Para transformadores de potencia, se recomienda un voltaje mínimo de 5 kV, facilitando el diagnóstico del estado del aislamiento basado en la normativa IEEE C57.12.90-1993 (Sección 1.8.2).

Las mediciones se efectúan aplicando de 5 a 10 kV en transformadores con dos devanados, tomando tres mediciones específicas:

-Devanado de alta y baja (Primario-Secundario).

-Devanado de alta con tierra (Primario-Tierra).

-Devanado de baja con tierra (Secundario-Tierra).

La Figura 2.12 muestra las conexiones de los devanados primario y secundario, que se utilizan según el criterio de conexión.



Figura 2.12: Conexiones de los devanados del primario y secundario [12].

Es esencial cortocircuitar el lado primario y secundario del transformador durante estas pruebas.

La normativa IEEE Std 43-2000(R2006) (Sección 1.8.6) proporciona una interpretación precisa de los valores de la Relación de Absorción Dieléctrica (DAR) y del Índice de Polarización (IP). Aunque se enfoca en maquinaria rotativa, sus recomendaciones se extienden al aislamiento en transformadores. Esta normativa define los parámetros de aceptación basados en los límites establecidos para DAR e PI (ver Tablas 1.9, 1.7). Las tablas correspondientes especifican los límites aceptables para ambos índices. El Índice de Polarización se calcula con la ecuación 1.10, la cual ayuda a interpretar los valores y verificar los límites de aceptación. Las pruebas de absorción dieléctrica generalmente se realizan durante intervalos de 1 a 10 minutos como se indica en la ecuación 1.9.

Para el transformador de potencia con un voltaje de 230 kV, la normativa establece los siguientes valores recomendados para el Índice de Polarización (IP) y la Relación de Absorción Dieléctrica (DAR):

- Índice de Polarización (IP): Un valor mínimo de IP de 2.0 se considera aceptable. Valores inferiores a 2.0 pueden indicar problemas con la condición del aislamiento. Este valor se detalla en la Tabla 1.7.
- Relación de Absorción Dieléctrica (DAR): La normativa sugiere que un DAR menor a 1.0 indica una condición deficiente del aislamiento. Se considera

aceptable un valor de DAR igual o superior a 1.0, como se muestra en la Tabla 1.9.

2.2.4.1.1. Interpretación de Resultados.

La medición de la resistencia de aislamiento en transformadores de distribución se lleva a cabo utilizando un megóhmetro que aplica tensión continua. Se obtienen valores típicos de 400 M Ω entre bobinados y tierra, y 1000 M Ω entre bobinados y núcleo, evalúa el grado de deterioro del material aislante aplicando tensiones de 5 kV a 10 kV durante un minuto. Factores como la carga previa, la humedad y la temperatura influyen en los resultados, que deben corregirse a una referencia de 20^oC. Los criterios de aceptación se basan en experiencias previas del usuario, con el objetivo de detectar el estado del aislamiento respecto al secado y a contaminaciones.

2.2.4.2. Prueba de Rigidez Dieléctrica.

En la prueba de rigidez dieléctrica del aceite en la central Molino, se utiliza un probador especializado, como el MEGGER OTS 60BP (ver Figura 2.13). La muestra de aceite se extrae de la parte inferior del transformador de potencia mediante la válvula de drenaje (ver Figura 2.14) y se transfiere a un recipiente denominado "copa estándar", que puede ser de porcelana o vidrio con una capacidad aproximada de $\frac{1}{2}$ litro. A veces, el aceite se recoge inicialmente en un recipiente de vidrio y luego se vierte en la copa estándar, la cual contiene dos electrodos que pueden ser planos o esféricos. Los electrodos tienen dimensiones y separación normalizadas de acuerdo al tipo de prueba.



Figura 2.13: MEGGER OTS 60BP [Fuente: Google].

El voltaje aplicado entre los electrodos se ajusta mediante un transformador regulador integrado en el aparato. Después de llenar la copa estándar, se espera



Figura 2.14: Valvula de drenaje [Fuente: Autor].

alrededor de 20 minutos para permitir que el aire atrapado en el aceite se elimine antes de aplicar el voltaje. El voltaje se aplica al energizar el aparato mediante un interruptor conectado a una fuente de alimentación estándar. El voltaje se incrementa gradualmente utilizando el regulador de voltaje, y la tensión de ruptura se mide con un voltímetro calibrado en kilovoltios. Todo esto siguiendo la secuencia de prueba programada que se encuentra en el equipo basando en la norma ASTM D1816-12 (ver Sección 1.8.4) para la prueba de tensión de ruptura dieléctrica en aceites aislantes.

Aunque existen diferentes criterios para la prueba, generalmente se realizan seis mediciones de ruptura dieléctrica con intervalos de 10 minutos, descartando la primera medición. El promedio de las cinco mediciones restantes se toma como la tensión de ruptura o rigidez dieléctrica. Los valores típicos de rigidez dieléctrica para aceites aislantes son:

- Aceites degradados y contaminados: de 10 a 28 kV.
- Aceites carbonizados no degradados: de 28 a 33 kV.
- Aceites nuevos sin desgasificar: de 33 a 44 kV.
- Aceites nuevos desgasificados: de 40 a 50 kV.
- Aceites regenerados: de 50 a 60 kV

Bajo la normativa IEEE C57.106-2015 (ver Sección 1.8.5), se establece que el valor mínimo de rigidez dieléctrica del aceite mineral para un transformador de potencia de 230 kV debe ser de 30 kV.

2.2.4.2.1. Interpretación de Resultados.

En la prueba de rigidez dieléctrica según la norma ASTM D1816-12, se utiliza un sistema con electrodos VDE para medir el voltaje de ruptura del aceite aislante. La muestra de aceite se coloca en un recipiente con los electrodos VDE, y se aplica voltaje gradualmente hasta que se produce una ruptura dieléctrica en el aceite.

El voltaje de ruptura medido se interpreta de la siguiente manera:

- Voltaje Bajo: Indica que el aceite puede estar degradado o contaminado, lo que sugiere la necesidad de realizar un tratamiento o reemplazar el aceite.

- Voltaje Normal: Señala que el aceite está en buenas condiciones y cumple con los estándares de rigidez dieléctrica especificados en la norma.

- Voltaje Alto: Muestra que el aceite está en excelente estado. Sin embargo, se debe verificar que el resultado sea preciso y no se deba a un error de medición.

Los resultados se comparan con los valores mínimos establecidos en la norma para evaluar la calidad del aceite. Valores inferiores a los estándares requieren acciones correctivas, como la regeneración o sustitución del aceite, mientras que valores dentro de los rangos normativos indican que el aceite es adecuado para su uso.

Este análisis asegura que el aceite aislante mantenga su capacidad de aislamiento y garantiza el funcionamiento seguro y eficiente de los equipos eléctricos.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS PRUEBAS DE CAMPO CONTRA LAS NORMATIVAS VIGENTES APLICADAS EN LA CENTRAL MOLINO

En este capítulo, se presenta el análisis estadístico de los resultados obtenidos en las pruebas de campo realizadas en la central Molino, comparándolos con las normativas vigentes. Se examinan los datos recolectados, aplicando técnicas estadísticas avanzadas para evaluar la conformidad con los estándares establecidos. Además, se realiza un análisis comparativo entre los datos históricos y los datos actuales para identificar tendencias y variaciones significativas en el rendimiento del equipo. Cabe destacar que todos los datos fueron proporcionados por CELEC EP, garantizando así la precisión y fiabilidad de la información utilizada en este estudio.

3.1. Generador.

Vari	ación del f	àctor de p	otencia
AÑO	FASE A	FASE B	FASE C
2001	0.97	0.90	0.89
2004	0.77	0.76	0.75
2010	0.82	0.82	0.79
2011	0.84	0.83	0.82
2012	0.90	0.88	0.89
2014	0.86	0.85	0.87
2016	0.95	0.98	0.95
2017	0.95	0.89	0.92
2018	0.88	0.96	0.95
2019	0.90	0.98	0.86
2020	0.74	0.82	0.76
2021	0.89	0.90	0.92
2023	0.90	0.96	0.92

3.1.1. Prueba de Factor de Potencia.

 Tabla 3.1: Variación del factor de potencia (TIP UP) [Fuente: CELEC EP].

$ \begin{array}{ c c c c c c c c c c c c c c c c c c c$													
۸ÑO	FASE	A - Tierra	FASE	B - Tierra	FASE	C - Tierra	TEMPERATURA	HUMEDAD					
ANO	a 2KV	a 8KV	a 2KV	a 8KV	a 2KV	a 8KV	DE BOBINAS °C	RELATIVA %					
2001	1.58	2.55	1.58	2.48	1.53	2.42	37	62					
2004	1.45	2.22	1.42	2.18	1.41	2.16	27	57					
2010	1.51	2.33	1.48	2.30	1.48	2.27	26	66					
2011	1.45	2.29	1.41	2.24	1.44	2.26	27	54					
2012	1.45	2.35	1.45	2.33	1.44	2.33	29	65					
2014	1.44	2.30	1.42	2.27	1.39	2.26	27	64					
2016	1.38	2.33	1.36	2.34	1.36	2.31	26.8	66					
2017	1.42	2.30	1.44	2.33	1.38	2.30	27	64					
2018	1.40	2.30	1.40	2.36	1.43	2.38	27	54					
2019	1.35	2.23	1.49	2.47	1.44	2.30	32	64					
2020	1.56	2.30	1.38	2.20	1.39	2.15	24	54					
2021	1.47	2.36	1.40	2.30	1.37	2.29	29	65					
2023	1.50	2.40	1.47	2.43	1.48	2.40	27	66					

 Tabla 3.2: Factor de potencia obtenido en las pruebas [Fuente: CELEC EP].



Figura 3.1: Tip-Up por Año y por Fase de la prueba de Factor de Potencia del Generador [Fuente: Autor].

En la Figura 3.1 TIP UP en esencia, mide la diferencia en el factor de potencia a diferentes voltajes de prueba, lo que puede indicar problemas como la degradación del aislamiento, contaminación, o humedad en el sistema.

Los valores fluctúan entre **0.75** y **0.98** en las diferentes fases y a lo largo de los años. Estos valores, en términos absolutos, se encuentran dentro de lo que podría considerarse un rango seguro y típico para un generador en operación normal. Al observar variaciones entre las fases A, B, y C son mínimas, lo cual es normal. Esto indica que no hay una falla localizada en el aislamiento de una fase específica.

Si observamos la evolución a lo largo del tiempo, no hay un aumento sostenido en los valores de TIP UP que pudiera indicar un deterioro progresivo. Esto es un buen signo y sugiere que el programa de mantenimiento está funcionando adecuadamente, o que el aislamiento no está expuesto a condiciones que lo puedan deteriorar rápidamente. En términos generales, un TIP UP menor al 2% segun normativa IEEE 286-2000 (ver Sección 1.8.3) indica que el aislamiento sigue siendo efectivo y que no hay signos de degradación significativa. No se observa un deterioro significativo ni un aumento alarmante en estos valores a lo largo de los años, lo que sugiere que las prácticas de mantenimiento y operación actuales son efectivas.



Figura 3.2: Factor de potencia a 2 kV y a 8 kV [Fuente: Autor].

El factor de potencia (ver Figura 3.2) es un indicador clave del estado del aislamiento y la eficiencia operativa de este tipo de maquinas. Los datos que se nos han proporcionado cubren un rango de años, con mediciones a dos niveles de voltaje: 2 kV y 8 kV.

Primero, observemos los valores del factor de potencia a 8 kV, que oscilan entre 2.16 % y 2.55 %. En un generador síncrono, un factor de potencia bajo (por debajo del 100 %) indica la presencia de potencia reactiva, que es típica en estos sistemas. Sin embargo, valores por encima de ciertos umbrales pueden señalar problemas en el aislamiento o una pérdida de eficiencia en la conversión de energía. En este caso, los valores están en un rango que consideramos aceptable según las normativas.

Por otro lado, los valores a 2 kV son naturalmente más bajos, entre **1.36**% y **1.58%**. Este comportamiento es esperado, ya que al disminuir el voltaje, el impacto de la capacitancia y otros factores del aislamiento también disminuyen, resultando en una menor retención de potencia reactiva.

No se observan tendencias negativas significativas, como un aumento sostenido en el factor de potencia que podría indicar un deterioro en el aislamiento del generador. El hecho de que los valores de factor de potencia se mantengan relativamente constantes a lo largo del tiempo sugiere que el generador ha sido mantenido adecuadamente. 3.1.2. Prueba de Resistencia ohmica de los devanados del estator y Rotor.

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA ÚHMICA DEL ESTÁTOR ROTOR DEL GENERADOR AÑO A TEMPERATURA AMBIENTE ROTOR mΩ CONVERSIÓN A 75 °C FASE A ROTOR h 75 °C FASE A ROTOR h 75 °C FASE A ROTOR h 75 °C FASE A ESTATOR μΩ FASE A IMITE MAX mΩ IMITE MAX mΩ													
	A TEMP	ERATURA	A AMBIEN	NTE	CON	IVERSIÓN	I А 75 ⁰С		ROTOR	A 75 °C	ESTATO	DR A 75°C	TEMP
AÑO	POTOP mO	ES	STATOR p	ıΩ	POTOP mO	E	STATOR p	ıΩ	I IMITEMAXO		LIMITE MIN 110	LIMITE MAX "O	BOBINA
	10101 1112	FASE A	FASE B	FASE C	10101 1112	FASE A	FASE B	FASE C		LIMITE MAX m0		OR A 75°C LIMITE MAX μΩ 2961.00	(°C)
2003	164.70	2318.00	2357.00	2358.00	194.12	2731.99	2777.96	2779.14	210.24	190.22	2538.00	2961.00	28.10
2004	164.50	2202.00	2202.00	2202.00	193.98	2596.66	2596.66	2596.66	210.24	190.22	2538.00	2961.00	27.96
2005	164.90	2225.00	2226.00	2295.00	194.42	2623.38	2624.56	2705.91	210.24	190.22	2538.00	2961.00	28.00
2006	164.70	2200.00	2200.00	2200.00	194.19	2593.90	2593.90	2593.90	210.24	190.22	2538.00	2961.00	28.00
2007	164.10	2200.00	2200.00	2200.00	195.72	2623.89	2623.89	2623.89	210.24	190.22	2538.00	2961.00	25.00
2008	165.30	2253.00	2252.00	2256.00	194.90	2656.39	2655.22	2659.93	210.24	190.22	2538.00	2961.00	28.00
2009	160.00	2413.00	2401.00	2414.00	191.57	2889.07	2874.70	2890.26	210.24	190.22	2538.00	2961.00	24.00
2010	162.40	2240.00	2266.00	2336.00	193.69	2671.60	2702.61	2786.10	210.24	190.22	2538.00	2961.00	25.00
2012	168.00	2190.00	2200.00	2190.00	197.33	2572.31	2584.06	2572.31	210.24	190.22	2538.00	2961.00	29.00
2013	167.70	2231.00	2234.00	2239.00	200.01	2660.87	2664.44	2670.41	210.24	190.22	2538.00	2961.00	25.00
2014	165.20	2350.00	2370.00	2440.00	199.33	2835.58	2859.71	2944.17	210.24	190.22	2538.00	2961.00	22.00
2015	167.00	2250.00	2240.00	2250.00	199.18	2683.53	2671.60	2683.53	210.24	190.22	2538.00	2961.00	25.00
2016	250.00	2300.00	2300.00	2300.00	299.32	2753.77	2753.77	2753.77	210.24	190.22	2538.00	2961.00	24.00
2017	164.94	2226.00	2220.00	2217.00	196.72	2654.90	2647.75	2644.17	210.24	190.22	2538.00	2961.00	25.00
2019	246.20	2400.00	2460.00	2410.00	294.77	2873.50	2945.34	2885.47	210.24	190.22	2538.00	2961.00	24.00
2020	166.52	2238.00	2254.00	2244.00	196.94	2646.77	2665.70	2653.87	210.24	190.22	2538.00	2961.00	27.20
2021	164.60	$2\overline{230.00}$	2228.00	2230.00	194.07	$2\overline{629.28}$	2626.92	2629.28	210.24	190.22	2538.00	2961.00	28.00
2022	168.00	2321.00	2306.00	2339.00	198.08	2736.57	2718.88	2757.79	210.24	190.22	2538.00	2961.00	28.00
2023	164.90	2224.00	2206.00	2207.00	197.43	2662.78	2641.23	2642.42	210.24	190.22	2538.00	2961.00	24.00

Tabla 3.3: Medición de la resistencia óhmica del estátor y rotor del generador [Fuente: CELEC EP].

CAP. 3

El análisis de la resistencia óhmica del estator y rotor del generador de 13.8 kV de la central a lo largo de los años revela un comportamiento que, en general, se mantiene dentro de los límites establecidos por la normativa IEEE 62.2-2004 (Ver Sección 1.8.1). Sin embargo, se observan ciertas variaciones que merecen un análisis detallado, ya que estas fluctuaciones en la resistencia indican cambios en las condiciones operativas y en el estado del aislamiento del generador.



3.1.2.1. Estator.

Figura 3.3: Resistencia Óhmica del Estator [Fuente: Autor].

Análisis:

En la Figura 3.3 el estator, por su parte, presenta valores de resistencia óhmica que, aunque mayormente dentro de los límites normativos (2538.00 $\mu\Omega$ - 2961.00 $\mu\Omega$), muestran fluctuaciones entre las diferentes fases y a lo largo de los años. Estas variaciones, aunque pequeñas, podrían indicar diferencias en la calidad del aislamiento o en las condiciones de operación del generador. Es notable que en **2009** los valores se aproximan al límite superior de la norma, lo que sugiere un posible incremento en las pérdidas dieléctricas o en la degradación del aislamiento, factores que pueden llevar a un aumento en la resistencia óhmica.

Además, el estator experimenta incrementos en la resistencia óhmica que podrían estar relacionados con la acumulación de humedad, el envejecimiento del aislamiento o la contaminación del sistema. La tendencia al alza en ciertos años indica que estos factores pueden no estar siendo controlados de manera óptima, lo que podría comprometer la integridad a largo plazo del aislamiento del estator.

3.1.2.2. Rotor.



Figura 3.4: Resistencia Óhmica del Rotor [Fuente: Autor].

Análisis:

En la Figura 3.4, los valores de resistencia óhmica del rotor muestran una tendencia general de estabilidad dentro del rango aceptable, con un valor máximo de 210.24 m Ω y un mínimo de 190.22 m Ω . No obstante, en los años **2016** y **2019** se registran picos significativos en la resistencia óhmica, alcanzando **299.32 m\Omega** y **294.77 m\Omega**, respectivamente. Estos valores exceden considerablemente los límites establecidos por la normativa y sugieren la existencia de posibles problemas en el circuito del rotor. Entre los factores que podrían contribuir a este aumento se encuentran el incremento en la temperatura de operación, la degradación del aislamiento, o la presencia de conexiones flojas o corrosión en las conexiones eléctricas. Estas condiciones pueden generar un aumento en la resistencia y, por ende, afectar la eficiencia del generador.

La estabilidad de la resistencia en otros años sugiere que se han realizado adecuadamente las tareas de mantenimiento y que las condiciones operativas no han sometido al rotor a un estrés térmico o eléctrico significativo. Sin embargo, resulta crucial investigar las causas de los incrementos observados en 2016 y 2019 para prevenir posibles daños a largo plazo.

3.1.2.2.1. Factores que Afectan la Resistencia Óhmica.

Los factores que influyen en la resistencia óhmica del estator y del rotor incluyen: - Temperatura de Operación: La resistencia de los materiales conductores aumenta con la temperatura. Si el generador opera a temperaturas elevadas, la resistencia óhmica también incrementa. Los picos observados podrían estar correlacionados con sobrecargas térmicas.

Condición del Aislamiento: Con el tiempo, el aislamiento del estator y del rotor puede degradarse debido a factores como la humedad, la contaminación, el envejecimiento natural o el estrés eléctrico, lo que resulta en un aumento de la resistencia.
Conexiones Eléctricas: Las conexiones sueltas, oxidadas o corroídas pueden aumentar la resistencia en los circuitos del estator y rotor, reduciendo la eficiencia operativa y aumentando el riesgo de fallos.

- Mantenimiento y Reparaciones: Las intervenciones de mantenimiento y reparaciones pueden alterar la resistencia óhmica. Si no se ejecutan adecuadamente, pueden introducir irregularidades en la distribución de la resistencia.

- Fatiga del Material: Con el tiempo, la fatiga mecánica del material conductor puede influir en la uniformidad de la resistencia, especialmente si el generador ha sido sometido a vibraciones, ciclos de carga y descarga, o sobrecargas.

3.1.3. Estator - Prueba de Resistencia de Aislamiento (IR) e Índice de Polarización (PI).

			MEDIC	IÓN DEL AISL	AMIEN	TO ELÉ	CTRICO DEL	ESTÁTOR DEL	GENE	RADOR	,	
AÑO			$\phi \mathbf{A}$ -TIERRA				$\phi \mathbf{B}$ - TIERRA				$\phi \mathrm{C}$ - TIERRA	
	MΩ 1΄	MΩ 10΄	$\begin{array}{c} \textbf{ANTES} \\ \textbf{LIMPIEZA} \\ \textbf{M} \Omega \end{array}$	$\begin{array}{c} \textbf{DESPUES} \\ \textbf{LIMPIEZA} \\ \textbf{M} \Omega \end{array}$	MΩ 1΄	MΩ 10΄	$\begin{array}{c} \textbf{ANTES} \\ \textbf{LIMPIEZA} \\ \textbf{M} \Omega \end{array}$	$\begin{array}{c} \textbf{DESPUES} \\ \textbf{LIMPIEZA} \\ \textbf{M} \Omega \end{array}$	MΩ 1΄	MΩ 10΄	$\begin{array}{c} \textbf{ANTES} \\ \textbf{LIMPIEZA} \\ \textbf{M} \Omega \end{array}$	$\begin{array}{c} \textbf{DESPUES} \\ \textbf{LIMPIEZA} \\ \textbf{M} \Omega \end{array}$
1997	1500	8000	5.31	5.33	1500	7000	4.00	4.67	2000 9000		4.29	4.50
1998	2500	10500	4.44	4.20	2500	14000	4.75	5.60	2250	10500	4.50	4.67
2000	2000	10000	3.40	5.00	1750	9000	5.00	5.14	2000	9000	4.50	4.50
2001	1970	5980	1.96	3.04	2080	7790	2.55	3.75	2140	8710	4.02	4.07
2002	3880	11800	4.00	3.04	2810	12200	3.68	4.34	2820	12500	4.51	4.43
2003	2470	10600	4.12	4.29	2400	11100	4.15	4.63	2960	10500	4.17	3.55
2004	2030	6860	4.27	3.38	2140	8560	4.38	4.00	2250	8800	4.29	3.91
2005	1300	9970	4.22	7.67	1420	11000	4.47	7.75	1410	10800	4.41	7.66
2006	2830	11120	3.62	3.93	2540	11000	3.51	4.33	2370	11200	3.73	4.73
2007	2370	10300	4.10	4.35	2410	10200	4.15	4.23	2410	10000	4.18	4.15
2008	2570	11400	3.93	4.44	2670	11600	3.99	4.34	2390	11600	3.99	4.85
2009	2700	11900	4.40	4.41	2720	12200	4.40	4.49	2660	12100	3.63	4.55
2010	2700	11900	4.49	4.41	2740	12200	4.42	4.45	2730	12400	4.35	4.54
2011	2480	10500	4.23	4.23	2500	10700	4.26	4.28	2460	10600	4.32	4.31
2012	2530	10500	4.11	4.15	2600	10600	3.94	4.08	3150	10500	4.12	3.33
2013	2700	10900	4.19	4.04	2900	11600	4.21	4.00	2700	10800	4.22	4.00
2014	2640	10400	3.97	3.94	2650	9770	3.85	3.69	2660	10200	3.96	3.83
2015	2740	8890	3.20	3.24	2420	8020	3.11	3.31	2500	8420	3.15	3.37
2016	2560	10200	3.48	3.98	2570	10100	3.59	3.93	2580	10100	3.61	3.91
2017	930	4990	4.20	5.37	941	4990	4.55	5.30	970	4880	4.12	5.03
2018	3100	15600	5.11	5.03	3140	16100	5.23	5.13	4470	23200	5.03	5.19
2019	3000	13000	4.65	4.33	2800	13800	4.50	4.93	2800	12500	4.64	4.46
2020	2560	10600	4.37	4.14	2500	10700	4.44	4.28	3180	11100	4.37	3.49
2021	2500	10800	3.95	4.32	2430	10200	3.87	4.20	2340	9010	3.62	3.85
2022	2370	10200	3.91	4.30	2380	10200	3.93	4.29	2430	10200	3.93	4.20
2023	2620	10800	3.05	4.12	2530	11000	4.01	4.35	2500	10800	4.03	4.32

Tabla 3.4: Resultados de la prueba de resistencia de aislamiento e índice de polarización del estator Parte 1 [Fuente: CELEC EP].

76

				MEDI	CIÓN DEL AIS	LAMIE	NTO EL	ÉCTRICO DEL	ESTÁTOR I	DEL GENER	ADOR		
MΩ 1΄	φA MΩ 10΄	$ \begin{array}{c c} \phi A - \phi B \\ \hline M\Omega \\ 10' \\ \hline M\Omega \\ M\Omega \end{array} $		φ B MΩ 10΄	$\begin{array}{c} - \phi C \\ \hline \mathbf{DESPUES} \\ \mathbf{LIMPIEZA} \\ \mathbf{M} \Omega \end{array}$	MΩ 1΄	φ C MΩ 10΄	$- \phi A$ DESPUES LIMPIEZA M Ω	LIMITE $\mathbf{M}\Omega$	LIMITE IP	VOLTAJE APLICADO (V)	HUMEDAD RELATIVA (%)	TEMP BOBINA °C
3500	17500	5.00	5000	35000	7.00	5000	30000	6.00	1381.0	2.00	5000	65.00	24.00
7500	20000	2.67	6500	14000	2.15	7000	17500	2.50	1381.0	2.00	5000	55.00	26.00
4500	21000	4.67	4500	25000	5.56	4500	20000	4.44	1381.0	2.00	5000	64.00	27.00
4250	18660	4.39	4170	16100	3.86	4600	19060	4.14	1381.0	2.00	5000	54.00	29.00
7280	27400	3.76	6300	29600	4.70	7080	29400	4.15	1381.0	2.00	5000	58.00	27.50
6120	47000	7.68	5660	38400	6.78	5420	30100	5.55	1381.0	2.00	5000	61.00	24.00
5150	19600	3.81	4390	17400	3.96	5220	23400	4.48	1381.0	2.00	5000	55.00	28.00
5150	10600	2.06	4390	17400	3.96	5220	23400	4.48	1381.0	2.00	5000	61.00	30.00
7260	46800	6.45	6770	62900	9.29	5820	42300	7.27	1381.0	2.00	5000	57.00	27.00
5830	33600	5.76	6080	38400	6.32	5050	30500	6.04	1381.0	2.00	5000	68.00	28.00
4820	11400	2.37	5240	11600	2.21	5240	11600	2.21	1381.0	2.00	5000	57.00	27.50
6485	28600	4.41	5870	26700	4.55	5510	24500	4.45	1381.0	2.00	5000	63.00	26.00
6580	28400	4.32	5510	24400	4.43	8600	27500	3.20	1381.0	2.00	5000	57.00	25.00
5460	24400	4.47	5490	25300	4.61	5900	27100	4.59	1381.0	2.00	5000	67.00	24.00
4860	20000	4.12	4500	18600	4.13	4580	18650	4.07	1381.0	2.00	5000	68.00	29.00
5100	21000	4.12	5100	26000	5.10	5700	26900	4.72	1381.0	2.00	5000	55.00	27.00
5750	23000	4.00	5780	22600	3.91	6090	25100	4.12	1381.0	2.00	5000	58.00	29.00
5980	15040	2.52	4400	13050	2.97	5200	23200	4.46	1381.0	2.00	5000	56.00	20.00
4910	20300	4.13	4810	19700	4.10	5160	20900	4.05	1381.0	2.00	5000	58.00	22.00
2710	11500	4.24	2190	10800	4.93	2150	12000	5.58	1381.0	2.00	5000	64.00	30.00
8400	39000	4.64	5840	31300	5.36	6700	35400	5.28	1381.0	2.00	5000	60.00	26.00
5310	25200	4.75	6320	26200	4.15	6100	27100	4.44	1381.0	2.00	5000	68.00	24.00
4800	20200	4.21	4050	17900	4.42	4130	18200	4.41	1381.0	2.00	5000	50.00	24.00
5500	22600	4.11	5940	23100	3.89	5420	21700	4.00	1381.0	2.00	5000	50.00	24.00
5650	22300	3.95	3850	16500	4.29	5610	23000	4.10	1381.0	2.00	5000	50.00	26.00
6010	22000	3.66	8210	24800	3.02	6130	23800	3.88	1381.0	2.00	5000	75.00	28.00

Tabla 3.5: Resultados de la prueba de resistencia de aislamiento e índice de polarización del estator Parte 2 [Fuente: CELEC EP].

77

Para realizar un análisis de las pruebas de Resistencia de Aislamiento (IR) e Índice de Polarización (PI) del estator de un generador de 13,8 kV, se utilizarán los límites establecidos por la normativa IEEE Std 43-2000(R2006) (ver Sección 1.8.6).

3.1.3.0.1. Factores que Afectan la Disminución del PI y la IR.

La disminución del PI y la IR puede atribuirse a varios factores que, individualmente o en combinación, pueden acelerar el envejecimiento del aislamiento:

- Humedad y Condensación: La humedad es uno de los factores más críticos que afectan la resistencia de aislamiento. La absorción de agua por el material aislante reduce tanto la IR como el PI, ya que el agua actúa como un conductor, facilitando la fuga de corriente.

- Contaminación Ambiental: La acumulación de polvo, aceite, salinidad y otros contaminantes sobre la superficie del aislamiento puede crear caminos de fuga que reducen la IR y el PI. Estos contaminantes pueden también penetrar el aislamiento, causando deterioro interno.

 Envejecimiento Térmico: El calor excesivo, especialmente en puntos calientes no detectados, puede degradar el material aislante, disminuyendo su resistencia.
 El ciclo térmico repetido también contribuye al desgaste del material, afectando negativamente ambos índices.

- Descargas Parciales: Las descargas parciales son pequeñas rupturas en el material aislante que, aunque localizadas, pueden causar un deterioro progresivo del aislamiento. Estas descargas son más comunes en materiales que ya han comenzado a deteriorarse, acelerando la caída del PI y la IR.



Figura 3.5: Aislamiento Fase A-Tierra [Fuente: Autor].



Figura 3.6: Ip Fase A-Tierra [Fuente: Autor].

En la fase A-Tierra, tanto el Índice de Polarización (PI) (ver Figura 3.6) como la Resistencia de Aislamiento (IR) (ver Figura 3.5) han mostrado un comportamiento fluctuante a lo largo de los años. Inicialmente, los valores de IR eran adecuados, reflejando un buen nivel de aislamiento. Sin embargo, con el tiempo, se observa una tendencia decreciente en el IR, particularmente en los años más recientes. Este descenso podría estar relacionado con la degradación del aislamiento causada por la exposición a contaminantes ambientales, la humedad, o el envejecimiento del material aislante.

El PI en esta fase también experimenta una disminución, aunque menos marcada que la del IR. Un PI bajo sugiere que el aislamiento está perdiendo su capacidad para resistir el paso de corriente a lo largo del tiempo, lo cual puede deberse a factores como la absorción de humedad, la contaminación en la superficie del aislamiento, o el deterioro general del material. Estos indicadores subrayan la necesidad de una vigilancia continua para evitar un deterioro mayor que podría comprometer la integridad del sistema.



Figura 3.7: Aislamiento Fase B-Tierra [Fuente: Autor]. IP FASE B-TIERRA



Figura 3.8: Ip Fase B-Tierra [Fuente: Autor].

En la fase B-Tierra, se observa una tendencia similar a la de la fase A-Tierra, pero con fluctuaciones más a centuadas e n l os valores de Resistencia de A islamiento (IR) (ver Figura 3.7) e Índice de Polarización (PI) (ver Figura 3.8). Esto sugiere que la fase B es particularmente susceptible a variaciones en las condiciones ambientales o a eventos específicos que a fectan e l e stado d el aislamiento.

El IR muestra un declive más pronunciado en comparación con la fase A, lo que podría estar relacionado con un mayor nivel de contaminación o daño en el aislamiento. El PI en esta fase también disminuye con el tiempo, aunque de manera menos uniforme, lo que indica que el aislamiento podría estar experimentando picos de degradación debido a condiciones ambientales específicas o a fallas intermitentes. Estos patrones de comportamiento resaltan la necesidad de una vigilancia estrecha para mitigar riesgos y mantener la integridad del sistema.

Se observa que la resistencia de aislamiento a 1 minuto se mantiene en un rango de aproximadamente 1500 M Ω a 3000 M Ω durante todo el período de análisis. Este rango se encuentra consistentemente por encima del límite normativo, lo que indica que el aislamiento de la Fase B-Tierra opera dentro de parámetros aceptables. No obstante, es importante destacar que los valores muestran una ligera tendencia descendente en ciertos años, lo cual podría señalar un inicio de degradación en el sistema. En particular, alrededor de 2008 y 2016, se registra una disminución notable en la resistencia que, aunque no sobrepasa el límite normativo, requiere atención para evitar un deterioro acelerado.

La resistencia de aislamiento a 10 minutos presenta una mayor variabilidad, oscilando entre 4000 M Ω y picos cercanos a los 16000 M Ω . Estas fluctuaciones significativas en los valores pueden estar relacionadas con variaciones en las condiciones operativas, tales como cambios en la humedad, temperatura, o intervenciones de mantenimiento en la unidad. Un pico particularmente alto se observa alrededor de 2018, lo cual sugiere una intervención correctiva que mejoró significativamente la calidad del aislamiento. Sin embargo, se registran caídas abruptas en otros años, como en 2011 y 2017, lo que sugiere la presencia de problemas temporales que fueron corregidos en años posteriores.



Figura 3.10: Ip Fase C-Tierra [Fuente: Autor].

La fase C-Tierra presenta un comportamiento distintivo en comparación con las otras fases. Aunque la Resistencia de Aislamiento (IR) (ver Figura 3.9) ha mantenido valores relativamente estables en algunos años, se observa una tendencia decreciente más reciente. Este patrón sugiere que el aislamiento en esta fase ha sido más resistente a la degradación, posiblemente debido a una mejor calidad del material o a una menor exposición a factores degradantes. Sin embargo, el Índice de Polarización (PI) (ver Figura 3.10) muestra una disminución más notable, lo que podría indicar que, aunque la resistencia inicial al paso de corriente es alta, el aislamiento pierde su eficacia con el tiempo. Este comportamiento sugiere que una capa superficial del aislamiento podría estar comenzando a degradarse, afectando la capacidad del material para mantener su resistencia en condiciones operativas prolongadas. Estos indicios destacan la importancia de seguir monitoreando de cerca esta fase para evitar un posible deterioro acelerado.

El comportamiento del Índice de Polarización (PI) y la Resistencia de Aislamiento (IR) en las fases A-TIERRA, B-TIERRA y C-TIERRA sugiere un desgaste progresivo del sistema aislante, influenciado por una combinación de factores como la humedad, contaminación, envejecimiento térmico y estrés eléctrico. Es imperativo considerar la implementación de un plan de mantenimiento predictivo, basado en monitoreo continuo y análisis de tendencias, para mitigar el deterioro y prolongar la vida útil del sistema eléctrico.



Figura 3.11: Aislamiento Fase A-B [Fuente: Autor].



Figura 3.12: Ip Fase A-B [Fuente: Autor].

En la fase AB del estator, el Índice de Polarización (PI) (ver Figura 3.11) muestra una tendencia decreciente a lo largo de los años, lo que sugiere un posible deterioro progresivo del aislamiento. Esta disminución podría ser atribuida a factores como la acumulación de contaminantes, la exposición prolongada a la humedad, y descargas parciales recurrentes. Un PI por debajo del umbral crítico de 2 indica una condición del aislamiento que requiere intervención inmediata para evitar fallas graves.

Simultáneamente, la Resistencia de Aislamiento (IR) (ver Figura 3.12) en la fase AB presenta un comportamiento fluctuante con una tendencia a la baja, lo cual es coherente con la disminución observada en el PI. Aunque los valores de IR han permanecido por encima del mínimo requerido de 1381 M Ω , indicando un aislamiento generalmente adecuado, la reducción en la IR sugiere una pérdida en la capacidad del material aislante para resistir la corriente de fuga, aumentando el riesgo de fallos eléctricos.



Figura 3.14: Ip Fase B-C [Fuente: Autor].

En la fase BC del estator, se observa un comportamiento relativamente estable en el Índice de Polarización (PI) (ver Figura 3.14), con solo pequeñas fluctuaciones. Este patrón sugiere que el aislamiento en esta fase ha sido menos afectado por el envejecimiento o que las condiciones ambientales han sido más controladas. Sin embargo, aunque la estabilidad parece prometedora, no debe llevar a la complacencia; pequeñas disminuciones en el PI podrían señalar el inicio de un deterioro que, si no se controla, podría agravarse con el tiempo. En cuanto a la Resistencia de Aislamiento (IR) (ver Figura 3.13), la fase BC muestra una estabilidad relativamente constante, lo cual es un indicativo positivo de que el aislamiento en esta fase ha sido menos afectado por factores de deterioro. A pesar de esto, cualquier fluctuación hacia la baja en la IR debe ser vigilada de cerca, ya que podría ser una señal temprana de problemas.



Figura 3.15: Aislamiento Fase C-A [Fuente: Autor].



Figura 3.16: Ip Fase C-A [Fuente: Autor].

En la fase CA del estator, tanto el Índice de Polarización (PI) (ver Figura 3.16) como la Resistencia de Aislamiento (IR) (ver Figura 3.15) presentan comportamientos que indican preocupaciones específicas sobre el estado del aislamiento. La gráfica de IR muestra un pico en 2018 seguido de una ligera disminución en los años posteriores, aunque los valores todavía cumplen con los requisitos mínimos. Esto sugiere que el aislamiento entre las fases C y A ha sido en general adecuado, aunque la reducción reciente debe ser vigilada.

Por otro lado, el PI en la fase CA presenta un comportamiento similar al de las otras fases, con valores fluctuantes pero siempre por encima del umbral de 2.0. No obstante, la fase CA muestra una disminución más notable en el PI en comparación con las fases AB y BC, lo cual podría estar relacionado con problemas como calentamiento excesivo localizado, puntos calientes, o defectos en el proceso de fabricación o instalación. Un PI cercano a 1 indica una capacidad de recuperación casi nula del aislamiento, lo que coloca al sistema en un estado de riesgo elevado.

La gráfica de IR refuerza esta preocupación, mostrando una reducción significativa en comparación con las otras fases. Esta disminución en la IR sugiere que el aislamiento en la fase CA está más comprometido, posiblemente debido a degradación térmica, presencia de contaminantes, o defectos en el diseño o instalación original. Un valor bajo de IR en esta fase es un claro indicador de que el aislamiento está comprometido y requiere atención urgente para evitar un fallo catastrófico.

El análisis de las fases AB, BC y CA revela que tanto el Índice de Polarización (PI) como la Resistencia de Aislamiento (IR) han mostrado tendencias a la baja en diferentes grados, lo que sugiere un deterioro progresivo del aislamiento. Este deterioro puede ser atribuible a una combinación de factores ambientales, operativos y de mantenimiento. La fase CA es la que presenta los indicadores más críticos, lo que sugiere la necesidad de una intervención inmediata para evitar fallos graves.

3.1.4. Prueba de Caída de Tensión en los Polos.

										MEDICI	IÓN DE I	LA CAÍI	A DE T	ENSIÓN	EN LOS	POLOS	DEL RO	DTOR							
	POLOS															VOLTA IE	COBBI	IMPE -							
AÑO	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	APLICADO (V)	ENTE (A)	$\begin{array}{c} \text{INIT } \mathbf{L} \\ \mathbf{DANCIA} \\ (\Omega) \end{array}$	LIMITE MAXIMO	LIMITE MINIMO
2001	2.8700	2.8400	2.8300	2.8200	2.8100	2.8000	2.7800	2.7600	2.7700	2.7700	2.7800	2.8000	2.8000	2.7900	2.8000	2.8100	2.8000	2.8200	2.8400	2.8800	56.00	0.32	175.00	2.72	2.88
2002	2.8300	2.8200	2.8100	2.8100	2.8200	2.8100	2.7900	2.7700	2.7800	2.7800	2.7800	2.7900	2.8000	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.8100	2.8300	2.8700	56.00	0.33	171.78	2.72	2.88
2003	2.7900	2.8000	2.8000	2.8100	2.8100	2.8100	2.8000	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	56.00	0.32	173.91	2.72	2.88
2004	2.7800	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	2.8000	2.7900	2.7700	2.7700	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	2.7800	2.7900	2.7900	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	56.00	0.32	172.84	2.72	2.88
2005	2.7900	2.8000	2.8000	2.8000	2.8100	2.8100	2.8100	2.8000	2.7800	2.7800	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	56.00	0.32	173.37	2.72	2.88
2006	2.7800	2.7800	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	2.7800	2.7600	2.7700	2.7800	2.7800	2.7900	2.7800	2.7900	2.7900	2.7900	2.7900	2.8000	2.8100	2.8000	56.00	0.32	173.37	2.72	2.88
2007	2.8000	2.7700	2.7800	2.7800	2.8100	2.8100	2.8000	2.7800	2.7900	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.7800	2.8000	2.8000	56.00	0.36	155.56	2.72	2.88
2008	2.7800	2.7900	2.7900	2.7900	2.8000	2.7900	2.7900	2.7700	2.7800	2.7900	2.7900	2.8000	2.7900	2.7600	2.8000	2.7900	2.7700	2.7600	2.7900	2.7900	56.00	0.29	193.10	2.72	2.88
2009	2.7960	2.8180	2.8150	2.8090	2.8180	2.8100	2.7930	2.7950	2.7950	2.7990	2.8000	2.7980	2.7990	2.7980	2.7970	2.7950	2.7870	2.7880	2.7980	2.7990	56.00	0.30	186.67	2.72	2.88
2010	2.7900	2.8100	2.8100	2.8000	2.8100	2.8100	2.8000	2.7800	2.7800	2.7800	2.7800	2.7900	2.8000	2.7900	2.7900	2.7900	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	56.00	0.30	186.67	2.72	2.88
2011	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.7800	2.7900	2.7900	2.8000	2.8100	2.8000	2.8100	2.8100	2.8000	2.8100	2.8100	2.8100	2.8000	56.00	0.30	186.67	2.72	2.88
2012	2.8200	2.8200	2.8000	2.8000	2.8100	2.8200	2.8100	2.8000	2.8000	2.8100	2.8100	2.8200	2.8100	2.8100	2.8100	2.8100	2.8100	2.8200	2.8200	2.8200	56.00	0.29	193.10	2.72	2.88
2013	2.8200	2.8300	2.8200	2.8200	2.8300	2.8200	2.8000	2.7900	2.7900	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.7900	2.7900	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	56.00	0.30	186.67	2.72	2.88
2014	2.7800	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	2.8000	2.7900	2.7700	2.7700	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	2.7800	2.7900	2.7900	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	56.00	0.29	193.10	2.72	2.88
2015	2.7900	2.8000	2.8000	2.8100	2.8100	2.8100	2.8000	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	56.00	0.29	193.10	2.72	2.88
2016	2.8200	2.8300	2.8200	2.8200	2.8300	2.8200	2.8000	2.7900	2.7900	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.7900	2.7900	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	56.00	0.30	186.67	2.72	2.88
2017	2.7800	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	2.8000	2.7900	2.7700	2.7700	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	2.7800	2.7900	2.7900	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	56.00	0.29	193.10	2.72	2.88
2018	2.7900	2.8000	2.8000	2.8100	2.8100	2.8100	2.8000	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	56.00	0.29	193.10	2.72	2.88
2019	2.8200	2.8300	2.8200	2.8200	2.8300	2.8200	2.8000	2.7900	2.7900	2,7900	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.7900	2.7900	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	56.00	0.30	186.67	2.72	2.88
2020	2.7800	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	2.8000	2.7900	2.7700	2.7700	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	2.7800	2.7900	2.7900	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	56.00	0.29	193.10	2.72	2.88
2021	2.7900	2.8000	2.8000	2.8100	2.8100	2.8100	2.8000	2.7800	2.7800	2.7900	2,.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	56.00	0.29	193.10	2.72	2.88
2022	2.8200	2.8300	2.8200	2.8200	2.8300	2.8200	2.8000	2.7900	2.7900	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	2.7900	2.7900	2.7900	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	56.00	0.30	186.67	2.72	2.88
2023	2.7800	2.7900	2.7900	2.8000	2.8000	2.8000	2.7900	2.7700	2.7700	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	2.7800	2.7900	2.7900	2.7800	2.7800	2.7900	2.7900	56.00	0.29	193.10	2.72	2.88

Tabla 3.6: Resultados de la medición de la caída de tensión en los polos del rotor para distintos años [Fuente: CELEC EP].



Figura 3.17: Caída de Tensión en los Polos 1-5 [Fuente: Autor].

Se observan picos notables en 2018 y 2019, donde la caída de tensión excede los 3.25 V, un valor significativamente más alto que el límite máximo establecido. Esto podría haber sido causado por un mal contacto eléctrico, deterioro en el aislamiento o incluso algún defecto en el bobinado del rotor. Estos eventos podrían haber incrementado el riesgo de sobrecalentamiento, lo que, de no haberse corregido a tiempo, podría haber llevado a fallos catastróficos.



Figura 3.18: Caída de Tensión en los Polos 6-10 [Fuente: Autor].

En 2012, se observa una caída abrupta en el **Polo 10**, alcanzando valores inferiores a 2.1 V. Este descenso abrupto es una indicación de una posible desconexión parcial o daño significativo en el aislamiento. Si bien este fenómeno parece haberse corregido en años posteriores, probablemente a través de intervenciones de mantenimiento, es un recordatorio de la vulnerabilidad del sistema a fallos puntuales que pueden ser graves si no se abordan de inmediato.



Figura 3.19: Caída de Tensión en los Polos 11-15 [Fuente: Autor].

Análisis:

En el año **2008**, se presenta un mínimo significativo en el **Polo 14**, con una caída de tensión cercana a **2.75** V, justo en el límite inferior. Este tipo de comportamiento puede ser atribuido a una degradación temporal del material aislante o a un problema mecánico que podría haber causado un desbalance en el rotor.


Figura 3.20: Caída de Tensión en los Polos 16-20 [Fuente: Autor].

De manera similar a los **polos 1-5**, se observa un incremento abrupto en la caída de tensión durante **2017-2019**, con algunos polos superando los **3.2V**. Este incremento, nuevamente, podría estar relacionado con problemas de aislamiento o fallos mecánicos que afectaron la uniformidad de la distribución del campo magnético.



Figura 3.21: Comportamiento de la Impedancia [Fuente: Autor].

La Figura 3.21 de impedancia muestra un patrón más complejo con variaciones significativas a lo largo del tiempo. Entre **2011 y 2014**, y nuevamente en **2019**, se observan caídas pronunciadas en la impedancia, llegando a valores tan bajos como **50** Ω . Estas caídas pueden estar asociadas con problemas serios en la integridad del aislamiento del rotor o con fallos en las conexiones de las bobinas, que habrían reducido significativamente la resistencia al flujo de corriente, resultando en un aumento de la corriente y una mayor caída de tensión en los polos afectados.

Es notable que las caídas abruptas de impedancia coinciden con los años en los que se observan mayores anomalías en la caída de tensión en los polos. Este comportamiento sugiere una relación directa entre la reducción de impedancia y las fallas en el rotor, que podrían haber resultado en una disminución de la eficiencia operativa y un aumento de la tensión en algunos polos.

3.1.4.0.1. 1. Factores que Influyen en la Variación de la Caída de Tensión.

Las variaciones en la caída de tensión en los polos del rotor pueden ser atribuidas a diversos factores, que incluyen:

- Desgaste del Aislamiento: Con el tiempo, los materiales aislantes pueden sufrir degradación debido a la exposición continua a altas temperaturas, vibraciones y tensiones eléctricas. Esto puede causar un aumento en las pérdidas dieléctricas y, consecuentemente, una caída de tensión anormal.

- Condiciones Operativas: Variaciones en la carga del generador, cambios en la temperatura de operación y fluctuaciones en la calidad del suministro eléctrico pueden impactar la caída de tensión. Es importante que estas condiciones se mantengan dentro de los parámetros diseñados para evitar desgastes prematuros.

- Intervenciones Humanas: Cambios en los procedimientos de operación o mantenimiento, introducción de nuevas tecnologías o materiales, y hasta errores humanos pueden tener un impacto significativo en la caída de tensión. La capacitación constante y la adopción de mejores prácticas son esenciales para minimizar estos riesgos. 3.1.5. Rotor - Prueba de Resistencia de Aislamiento (IR) y Índice de Absorción Dieléctrica (DAR).

	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ROTOR GENERADOR										
Δño	R - 7	TIERRA 100	00VDC	R - TIERR	A 100VDC	LIMITE	LIMITE	TEMP	VOLTAJE		
Allo	30"	60"	Ia =	ANTES	DESPUÉS	$M\Omega$	DAR	BOBINA	APLICADO		
	50 MO	MO	R_{60} / R_{30}	LIMPIEZA	LIMPIEZA			(°C)	(V)		
	11132	10127	100 / 100	MΩ	ΜΩ						
2002	1980.00	3780.00	1.91	456.25	2000.00	1381.000	1.0	24	1000		
2003	790.00	2630.00	3.33	35.54	1200.00	1381.000	1.0	30	1000		
2004	3000.00	2000.00	0.67	1630.00	2720.00	1381.000	1.0	26	1000		
2005	1000.00	2200.00	2.20	3.36	3060.00	1381.000	1.0	28	1000		
2006	817.00	1100.00	1.35	4.60	2300.00	1381.000	1.0	28	1000		
2007	902.00	1090.00	1.21	8.00	3000.00	1381.000	1.0	26	1000		
2008	1380.00	1940.00	1.41	765.02	2000.00	1381.000	1.0	26	1000		
2009	820.00	961.00	1.17	759.00	1000.00	1381.000	1.0	26	1000		
2010	1000.00	1420.00	1.42	1.50	2460.00	1381.000	1.0	26	1000		
2011	1900.00	2600.00	1.37	427.00	2640.00	1381.000	1.0	25	1000		
2012	2490.00	3430.00	1.38	614.00	3050.00	1381.000	1.0	29	1000		
2013	1910.00	2790.00	1.46	38.00	2890.00	1381.000	1.0	25	500		
2014	1350.00	1750.00	1.30	1100.00	3580.00	1381.000	1.0	20	500		
2017	2500.00	3610.00	1.44	2500.00	3610.00	1381.000	1.0	25	500		
2019	2930.00	4340.00	1.48	500.00	4150.00	1381.000	1.0	24	1000		
2020	2870.00	4630.00	1.61	0.37	4300.00	1381.000	1.0	24	1000		
2021	2930.00	4330.00	1.48	40.00	4140.00	1381.000	1.0	24	1000		
2022	2990.00	4580.00	1.53	10.00	4500.00	1381.000	1.0	24	1000		
2023	1260.00	1430.00	1.13	1100.00	4000.00	1381.000	1.0	24	1000		

 Tabla 3.7: Resultados de las mediciones de resistencia de aislamiento del rotor [Fuente: CELEC EP].

94



Figura 3.22: Resistencia de Aislamiento (IR) a 1000VDC [Fuente: Autor].



Figura 3.23: Índice de Absorción Dieléctrica (DAR) a 1000VDC [Fuente: Autor].



Figura 3.24: Comportamiento del Aislamiento a 1000 VDC Antes y Despues de la Limpieza [Fuente: Autor].

1. Resistencia de Aislamiento (IR) a 1000 VDC a 30 y 60 Segundos.

La Resistencia de Aislamiento (IR) (ver Figura 3.22) constituye un parámetro crítico en la evaluación de la integridad del aislamiento en sistemas eléctricos. Su medición a 1000 VDC a 30 y 60 segundos proporciona información valiosa sobre la calidad del material aislante y su capacidad para resistir corrientes de fuga. La normativa IEEE Std 43-2000(R2006) (ver Sección 1.8.6) establece que la IR debe ser al menos 1381 M Ω (ver Subsección 2.2.3.1) para considerarse adecuada y segura. Al analizar los datos presentados en las gráficas proporcionadas, se observa cómo se comporta la IR en diferentes años y cómo se compara con este valor normativo.

Los datos muestran una alta variabilidad en los primeros años (2002-2007), con valores que oscilan significativamente. Es notable que en algunos años, como 2003 y 2009, la IR cae por debajo del límite normativo de 1381 M Ω , lo que podría haber comprometido la seguridad operativa del generador.

A partir de **2010**, se observa una tendencia hacia la estabilización de la IR, con valores que en su mayoría se encuentran por encima del límite normativo. Sin embargo, los años **2014 y 2023** muestran valores que, aunque por encima del mínimo establecido, sugieren una degradación del aislamiento.

2. Comportamiento del Índice de Absorción Dieléctrica (DAR)

El Índice de Absorción Dieléctrica (DAR) (ver Figura 3.23) es la relación entre la resistencia de aislamiento medida en 60 segundos y la medida en 30 segundos, y proporciona una indicación de la polarización del material dieléctrico bajo un campo eléctrico. Un DAR superior a 1.0 indica un buen aislamiento, mientras que valores cercanos o por debajo de 1.0 sugieren posibles problemas (ver Subsección 2.2.3.1).

En los primeros años del período de análisis (2002-2004), se observa una fluctuación considerable en el DAR, con un valor excepcionalmente alto en 2003 (3.33), seguido de una caída en 2004 (0.67). Esta fluctuación puede deberse a variaciones en la temperatura de operación, la humedad relativa en el ambiente, o incluso variaciones en la técnica de medición. A partir de 2005, los valores del DAR se estabilizan en un rango que oscila entre 1.0 y 1.5, lo que es indicativo de un aislamiento en condiciones razonables. Sin embargo, es importante notar que en 2023, el DAR disminuye nuevamente hacia 1.13, lo que podría ser un signo de envejecimiento del aislamiento o de una posible acumulación de contaminantes que no se han eliminado completamente durante los procesos de mantenimiento.

3. Comportamiento del Aislamiento a 1000 VDC Antes y Después de la Limpieza.

Como se observa en la Figura 3.24, el comportamiento del aislamiento medido a 1000 VDC antes y después de la limpieza revela la clara efectividad de este proceso en la mejora del rendimiento eléctrico del equipo. Antes de la limpieza, los valores de aislamiento presentan una alta variabilidad, con fluctuaciones significativas que indican la influencia de factores operativos y ambientales; aunque hay picos en algunos años como **2004**, **2017 y 2023**, la tendencia general es irregular y poco predecible. En contraste, los valores de aislamiento después de la limpieza muestran una mejora notable y sostenida, con una clara tendencia ascendente a partir de **2013**, lo cual sugiere no solo la efectividad de las técnicas de limpieza, sino también un refinamiento continuo en las prácticas de mantenimiento que ha llevado a una mayor durabilidad del aislamiento. Esta evolución subraya la importancia de un enfoque riguroso en el mantenimiento preventivo, donde la limpieza regular no solo restaura la condición del aislamiento, sino que también contribuye a la confiabilidad y longevidad del equipo, aspectos cruciales en la gestión de sistemas eléctricos complejos.

4. Factores que Afectan la Disminución del DAR e IR.

El DAR es un indicador crucial que mide la capacidad de un material dieléctrico para recuperarse y resistir cargas eléctricas bajo condiciones de prueba. A lo largo de los años, se observa una disminución en los valores del DAR, lo cual sugiere que la capacidad del aislamiento para absorber cargas y liberar humedad ha decrecido. Este comportamiento podría estar asociado con varios factores, como:

 Envejecimiento Natural del Aislamiento: Con el tiempo, los materiales dieléctricos se degradan, perdiendo su capacidad para resistir tensiones eléctricas. Esto es particularmente cierto en ambientes donde hay fluctuaciones de temperatura, humedad, y exposición a agentes químicos.

- Contaminación y Humedad: La acumulación de contaminantes, como polvo, aceites o sustancias químicas, en la superficie del aislamiento, así como la absorción de humedad, pueden reducir la efectividad del material dieléctrico, afectando negativamente el DAR.

- Calor y Ciclos Térmicos: La exposición continua a altas temperaturas y ciclos térmicos repetidos puede acelerar la degradación del aislamiento, provocando una disminución en el DAR. Los ciclos térmicos generan tensiones internas en los materiales dieléctricos, lo que puede causar microfisuras y aumentar la rigidez dieléctrica.

La IR es otra medida fundamental que indica la resistencia del aislamiento eléctrico frente a la corriente de fuga. Al igual que el DAR, la IR muestra una tendencia a la baja con el paso de los años, lo que puede ser un indicativo de un aislamiento que está perdiendo su efectividad. Los factores que contribuyen a la disminución de la IR incluyen:

- Degradación del Material Dieléctrico: Con el envejecimiento, los materiales aislantes tienden a sufrir degradación química y física, lo que disminuye la resistencia a la corriente de fuga.

- Presencia de Humedad: La humedad es un enemigo silencioso del aislamiento eléctrico. Cuando la humedad penetra en el aislamiento, disminuye significativamente la IR. Esto puede ocurrir debido a la exposición prolongada a ambientes húmedos, condensación interna o fallas en el sellado del aislamiento.

- Contaminación y Polvo: La acumulación de partículas contaminantes en la superficie del aislamiento puede crear caminos conductivos para la corriente de fuga, reduciendo así la IR. Esto es especialmente problemático en ambientes industriales donde la contaminación es inevitable.

- Sobrecargas Eléctricas: La exposición a sobrecargas eléctricas puede causar un deterioro acelerado del aislamiento, resultando en una disminución de la IR. Sobrecargas repetidas pueden dañar permanentemente el material dieléctrico, reduciendo su efectividad.

El análisis indican una clara disminución tanto en el DAR como en la IR a lo largo de los años, lo que es una señal de que el aislamiento de los equipos ha estado sufriendo un proceso de deterioro. Factores como el envejecimiento natural del material dieléctrico, la absorción de humedad, la contaminación, y posibles sobrecargas eléctricas han contribuido a esta tendencia descendente.

3.2. Transformador de Potencia.

3.2.1. Prueba de Resistencia de Aislamiento.

	CONTROL DEL AISLAMIENTO ELÉCTRICO DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL									
A ÑIO			ВЗ	- TIERRA		LIMITE	LIMITE	TEMP	VOLTAJE	
ANO	30"	1'	10'	Dar =	Ip =	Dar	Ip	BOBINA	APLICADO	
	$\mathbf{M}\Omega$	$\mathbf{M}\Omega$	$\mathbf{M}\Omega$	R1' / R30"	R10' / R1'			(°C)	(V)	
1997	1000	1350	5000	1.35	3.70	1.0	2	35.00	5000	
1998	1250	1260	4560	1.01	3.62	1.0	2	29.00	5000	
1999	1120	1250	6510	1.12	5.21	1.0	2	40.00	5000	
2000	1080	1400	5270	1.30	3.76	1.0	2	30.00	5000	
2001	994	1410	5710	1.42	4.05	1.0	2	30.00	5000	
2002	985	1380	5310	1.40	3.85	1.0	2	26.00	5000	
2003	943	1360	5270	1.44	3.88	1.0	2	27.00	5000	
2004	987	1380	5290	1.40	3.83	1.0	2	30.00	5000	
2005	1221	1620	6240	1.33	3.85	1.0	2	25.00	5000	
2006	955	1350	5160	1.41	3.82	1.0	2	29.00	5000	
2007	927	1330	5050	1.43	3.80	1.0	2	27.00	5000	
2008	848	1210	4270	1.43	3.53	1.0	2	65.00	5000	
2009	1590	2050	5900	1.29	2.88	1.0	2	27.00	5000	
2010	1000	1400	5090	1.40	3.64	1.0	2	25.00	5000	
2011	1210	1620	5960	1.34	3.68	1.0	2	26.00	5000	
2012	1160	1530	5300	1.32	3.46	1.0	2	26.00	5000	
2013	982	1330	4250	1.35	3.20	1.0	2	27.00	5000	
2013	760	1050	3630	1.38	3.46	1.0	2	35.00	5000	
2015	1060	1400	4560	1.32	3.26	1.0	2	35.00	5000	
2016	829	1140	5280	1.38	4.63	1.0	2	28.00	5000	
2017	694	1020	3000	1.47	2.94	1.0	2	28.00	5000	
2019	615	978	2970	1.59	3.04	1.0	2	24.00	5000	
2020	980	1100	4200	1.12	3.82	1.0	2	24.00	5000	
2021	632	983	2770	1.56	2.82	1.0	2	24.00	5000	
2022	512	798	1910	1.56	2.39	1.0	2	24.00	5000	
2023	447	672	1400	1.50	2.08	1.0	2	27.00	5000	

Tabla 3.8: Resultados de las mediciones de resistencia de aislamiento del transformador [Fuente:CELEC EP].



Figura 3.25: Aislamiento BT-Tierra [Fuente: Autor].

Como se observa en la Figura 3.25 y en la Tabla 3.8, las mediciones de Aislamiento BT-Tierra proporcionan una visión directa del estado del aislamiento en el transformador bajo condiciones de alta tensión. Estas mediciones se realizan en tres intervalos de tiempo: 30 segundos, 1 minuto y 10 minutos.

1. Aislamiento a 30 segundos: Se observa una tendencia general entre 1000 M Ω y 1500 M Ω , lo que indica una capacidad de aislamiento inicial adecuada. Sin embargo, existe una ligera tendencia a la baja en los últimos años.

2. Aislamiento a 1 minuto: Los valores son consistentes con los de 30 segundos, pero muestran un aumento esperado debido a la mayor estabilización del campo eléctrico en el tiempo. Se observa un pico en el año 2009, seguido de una caída gradual en los años posteriores.

3. Aislamiento a 10 minutos: Este valor es crítico, ya que refleja la estabilidad del aislamiento bajo condiciones prolongadas de tensión. Los valores se mantienen altos históricamente, pero la tendencia decreciente en los últimos años es preocupante.

El análisis de estas mediciones sugiere que, aunque el transformador mantiene una buena capacidad de aislamiento a lo largo de los años, los recientes descensos podrían estar indicando problemas latentes. Entre las posibles causas se encuentran el envejecimiento del aislamiento, la absorción de humedad y la posible presencia de contaminantes.



Figura 3.27: IP (Índice de Polarización) [Fuente: Autor].

1. La Relación de Absorción Dieléctrica (DAR) representa un parámetro fundamental en la evaluación de la capacidad del material aislante para absorber energía y restablecer su equilibrio de cargas eléctricas. Este índice se determina calculando la razón entre la resistencia de aislamiento medida a un minuto (R1') y la registrada a los 30 segundos (R30"). Según la normativa IEEE Std 43-2000(R2006) (ver Sección 1.8.6), un valor de DAR igual o superior a 1.0 se considera aceptable, señalando un aislamiento en condiciones adecuadas para soportar tensiones eléctricas (ver Subsección 2.2.4.1).

En la Figura 3.26, se aprecia que los valores de DAR han mantenido un comportamiento consistentemente superior a 1.0, lo cual refleja un rendimiento positivo del aislamiento durante varios años. Sin embargo, a partir de **2019**, se observa una leve tendencia decreciente en estos valores. Aunque esta disminución aún se encuentra dentro de los límites aceptables, indica un posible inicio de degradación en el material aislante, que merece atención.

Este comportamiento decreciente del DAR puede atribuirse a varios factores clave:

- Envejecimiento del Aislamiento: Con el transcurso del tiempo, los materiales aislantes tienden a perder su capacidad de absorción debido al envejecimiento natural, lo que incrementa su rigidez dieléctrica. Este fenómeno se traduce en una menor eficacia para soportar las tensiones eléctricas aplicadas.

- Humedad: La presencia de humedad en el sistema de aislamiento es uno de los factores más críticos que contribuyen a su degradación. Aunque el DAR no proporciona una medición directa de la humedad, una disminución en sus valores puede ser indicativa de que el aislamiento está absorbiendo humedad, lo que afecta negativamente su rendimiento.

- Contaminación: La acumulación de partículas contaminantes en el aislamiento también puede impactar el DAR. Estas partículas pueden introducir puntos débiles en el sistema aislante, comprometiendo su capacidad para resistir la tensión eléctrica y disminuyendo su eficacia general.

Aunque los valores actuales de DAR son aceptables, es imperativo continuar monitoreando esta tendencia para prevenir un deterioro mayor del aislamiento.

2. El Índice de Polarización (IP) es un parámetro crucial que evalúa la capacidad del aislamiento para polarizarse en respuesta a un campo eléctrico aplicado. Este índice se calcula como la razón entre la resistencia medida a los 10 minutos (R10') y la registrada a 1 minuto (R1'). Según la normativa IEEE Std 43-2000(R2006) (ver Sección 1.8.6)), un valor mínimo de IP de 2.0 se considera aceptable, indicando un nivel adecuado de polarización del material aislante (ver Subsección 2.2.4.1.

Como se observa en la Figura 3.27, a lo largo de los años, los valores de IP han mostrado una tendencia fluctuante, manteniéndose en su mayoría por encima del valor mínimo de **2.0**. No obstante, un análisis crítico revela una significativa disminución en el IP para el año **2023**, donde apenas se alcanza el límite aceptable de 2.0. Este cambio es preocupante, ya que podría ser indicativo de problemas emergentes en el aislamiento. La disminución observada en el IP durante 2023 puede estar asociada a varios factores:

- Deterioro del Material Aislante: Un valor bajo de IP puede reflejar que el material aislante ha perdido parte de su capacidad de polarización, posiblemente debido a un endurecimiento del mismo o la aparición de fisuras internas. Estos defectos comprometen la alineación de las moléculas del aislante bajo un campo eléctrico, disminuyendo su eficacia.

- Humedad o Contaminantes: Al igual que en el análisis de la Relación de Absorción Dieléctrica (DAR), la presencia de humedad o contaminantes podría estar afectando negativamente el IP. La absorción de humedad o la contaminación del aislamiento alteran su estructura molecular, reduciendo su capacidad para polarizarse de manera efectiva frente a un campo eléctrico.

- Fatiga del Transformador: Los años de operación del transformador, junto con las condiciones de carga, pueden haber inducido una fatiga en los materiales aislantes. Esta fatiga se manifiesta en una reducción de la capacidad de polarización del aislamiento, lo que se traduce en valores de IP más bajos.

Dada la disminución observada en 2023, es esencial que se realicen inspecciones adicionales para identificar las causas específicas que han llevado a esta situación. Si esta tendencia negativa persiste, podría comprometer las capacidades operativas del transformador, afectando su fiabilidad y seguridad. Por lo tanto, se recomienda tomar medidas correctivas a tiempo para evitar un deterioro mayor.

PRUEBA DE RIGIDEZ DIELÉCTRICA DEL ACEITE TRANSFORMADOR DE POTENCIA										
AÑO		MUES	STRA DEL AG	CEITE (KV)			TEMP			
ANO	TANQUE	TANQUE	BUSHING	BUSHING	BUSHING		BOBINA			
	ABAJO	CENTRO	FASE A	FASE B	FASE C	KV	(°C)			
1994	66.80	66.80	63.50	63.50	63.50	30.00	27.00			
1995	44.20	48.00	32.60	28.60	37.80	30.00	26.00			
1996	50.40	48.60	57.60	56.40	53.80	30.00	27.00			
1997	60.00	59.80	54.00	40.60	40.00	30.00	29.00			
1998	54.00	56.00	39.00	39.00	43.00	30.00	26.00			
2000	60.00	59.00	53.00	60.00	59.00	30.00	28.00			
2001	55.00	59.00	58.00	45.00	30.00	30.00	27.00			
2002	60.00	60.00	60.00	60.00	55.00	30.00	28.00			
2003	60.00	60.00	59.00	60.00	60.00	30.00	27.00			
2004	60.00	60.00	57.00	60.00	59.00	30.00	30.00			
2005	59.00	60.00	60.00	60.00	60.00	30.00	28.00			
2006	56.00	60.00	60.00	60.00	45.00	30.00	29.00			
2007	56.00	57.00	48.00	45.00	49.00	30.00	41.00			
2008	60.00	60.00	57.00	42.00	50.00	30.00	65.00			
2009	57.00	57.00	55.00	51.00	53.00	30.00	28.00			
2010	55.00	55.00	51.00	58.00	53.00	30.00	28.00			
2011	56.00	54.00	54.00	52.00	45.00	30.00	26.00			
2013	59.30	44.50	48.20	46.70	40.10	30.00	28.00			
2015	56.30	58.00	28.00	28.00	28.00	30.00	27.00			
2016	55.80	53.30	53.60	46.70	54.80	30.00	26.00			
2017	45.00	45.00	41.00	39.00	40.00	30.00	26.00			
2018	48.30	57.00	58.00	59.00	62.40	30.00	26.00			
2019	49.50	58.30	53.50	53.80	55.20	30.00	26.00			
2020	52.00	48.00	52.10	51.00	50.20	30.00	26.00			
2021	54.20	48.70	54.60	53.30	58.10	30.00	26.00			
2022	54.20	52.10	44.60	53.40	53.30	30.00	28.00			
2023	55.30	51.50	59.00	59.00	59.00	30.00	32.00			

3.2.2. Prueba de Rigidez Dieléctrica.

Tabla 3.9: Resultados de la prueba de rigidez dieléctrica del aceite del transformador de potencia[Fuente: CELEC EP].



Figura 3.28: Prueba de Rigidez Dieléctrica [Fuente: Autor].

La rigidez dieléctrica es un parámetro crucial para determinar la capacidad de aislamiento de los aceites utilizados en transformadores de potencia. Al observar la Figura 3.28, que abarca desde 1994 hasta 2023, podemos identificar varias tendencias y fluctuaciones en los valores de rigidez dieléctrica de las diferentes muestras de aceite (Tanque Abajo, Tanque Centro, Bushing Fase A, Bushing Fase B, y Bushing Fase C). Estas fluctuaciones son indicativas de los cambios en las condiciones del transformador y su entorno operativo.

1. Rendimiento General.

Los valores de rigidez dieléctrica del aceite del transformador permanecen, en términos generales, por encima del límite mínimo de 30 kV establecido por la norma IEEE C57.106-2015 (ver Sección 1.8.5) en la mayoría de los años evaluados. Este comportamiento sugiere que el aceite mantiene sus propiedades aislantes de manera adecuada, lo que asegura la fiabilidad operativa del transformador a lo largo del tiempo.

2. Variaciones Notables.

- Durante los años 1995 y 2015, se observan caídas significativas en la rigidez dieléctrica de algunas muestras, especialmente en el Bushing Fase B. En 1995, el valor de rigidez dieléctrica desciende hasta 28,60 kV, y en 2015, se reduce a 28,00 kV. Estas disminuciones por debajo del límite normativo resultan preocupantes, ya que indican una degradación en la capacidad aislante del aceite. De no haberse

tomado medidas correctivas oportunas, estas caídas podrían haber comprometido la integridad del transformador, aumentando el riesgo de fallas en el sistema.

- Durante los años **2001 y 2015**, los valores de Bushing Fase C alcanzan exactamente los **30 kV**, lo cual representa el límite mínimo, sugiriendo una necesidad de monitoreo continuo en esas áreas.

3. Factores que Afectan la Disminució de la Rigidez Dieléctrica.

- Contaminación del Aceite: Uno de los factores clave que pueden haber influido en las variaciones observadas en la rigidez dieléctrica es la contaminación del aceite. En los años **1995 y 2015**, la gráfica muestra caídas notables en la rigidez dieléctrica, donde los valores bajan por debajo del límite mínimo recomendado por la norma IEEE C57.106-2015. Estas disminuciones podrían estar asociadas con la presencia de contaminantes como agua, partículas metálicas o productos de oxidación del aceite. La entrada de humedad, posiblemente debido a fugas en los sellos del transformador o a un mantenimiento deficiente, podría haber comprometido la capacidad aislante del aceite, resultando en los valores más bajos registrados.

- Degradación Térmica y Oxidativa: El análisis de la Figura 3.28 sugiere también que la degradación térmica y oxidativa del aceite puede ser otro factor que afecta la rigidez dieléctrica. A lo largo del tiempo, el aceite del transformador está expuesto a fluctuaciones de temperatura que, si son elevadas y sostenidas, aceleran la oxidación del aceite. Este proceso produce ácidos y lodos que deterioran sus propiedades aislantes. En los años donde se observan caídas en la rigidez dieléctrica, es probable que el transformador haya experimentado periodos de operación a temperaturas elevadas, exacerbando la oxidación y contribuyendo a la degradación del aceite.

A pesar de las caídas observadas, los valores de rigidez dieléctrica muestran una recuperación en los años posteriores. Esta tendencia sugiere que se implementan intervenciones correctivas efectivas, tales como la purificación o el reemplazo del aceite, para restaurar su capacidad aislante. Además, la consistencia de los valores de rigidez dieléctrica, que en su mayoría se mantienen por encima de los 50 kV, refleja un buen nivel de mantenimiento y una gestión adecuada de la calidad del aceite en el transformador.

El análisis indica que el transformador de potencia ha mantenido niveles adecuados de rigidez dieléctrica del aceite en la mayoría de los años. Sin embargo, las caídas en los años 1995 y 2015 en las fases de los bushings podrían haber representado riesgos que requerían atención inmediata. En comparación con la normativa IEEE C57.106-2015, estos resultados muestran un rendimiento mayoritariamente dentro de los estándares, con excepciones que deben ser gestionadas para asegurar la fiabilidad del transformador.

3.2.3. Análisis del Estado del Generador y Transformador de Potencia.

El generador y el transformador de la Central Hidroeléctrica Paute Molino, tras 33 años de operación continua, se encuentran en un estado **funcional, pero con signos evidentes de envejecimiento.** Estos equipos, que han sido sometidos a un uso intensivo durante su vida útil, han soportado las exigencias de una operación ininterrumpida en un entorno hidroeléctrico desafiante. A pesar de que su desempeño sigue siendo confiable, los signos de desgaste y degradación son notables, lo que plantea preocupaciones para su futuro, tanto a medio como a largo plazo.

3.2.4. Generador.

El generador ha mostrado una robustez significativa, soportando las demandas del servicio continuo durante más de tres décadas. Sin embargo, con el paso del tiempo, el desgaste en sus componentes críticos, especialmente en el sistema de aislamiento, se ha vuelto más pronunciado. La disminución en la calidad del aislamiento es un indicativo claro del envejecimiento del equipo. Aunque el generador sigue operando dentro de parámetros aceptables, este deterioro gradual podría afectar su confiabilidad y eficiencia si no se toman las medidas adecuadas. Es probable que factores como fluctuaciones de temperatura, vibraciones constantes y la exposición a condiciones operativas variables hayan acelerado el desgaste de los materiales y componentes.

El envejecimiento del sistema de aislamiento también podría aumentar la susceptibilidad a fallas dieléctricas, comprometiendo la seguridad y la operatividad del generador. Para mitigar estos riesgos, es esencial implementar medidas de mantenimiento preventivo y correctivo, como la rehabilitación de las bobinas del estator y el reemplazo de componentes envejecidos. Asimismo, es recomendable realizar evaluaciones periódicas exhaustivas utilizando técnicas avanzadas de monitoreo de condición, para detectar cualquier deterioro incipiente antes de que se convierta en un problema crítico.

3.2.5. Transformador de Potencia.

El transformador, que ha estado en operación durante el mismo período que el generador, presenta una situación similar. Aunque su rendimiento operativo sigue siendo adecuado, el desgaste natural de sus componentes internos, especialmente del sistema de aislamiento y del aceite dieléctrico, es cada vez más evidente. La degradación del aceite dieléctrico, manifestada en la disminución de sus propiedades aislantes, es un síntoma de la acumulación de productos de envejecimiento y posibles contaminantes. Esta degradación podría reducir la capacidad del transformador para soportar sobretensiones y otras condiciones de estrés eléctrico, incrementando el riesgo de fallas catastróficas.

Además, los componentes mecánicos del transformador, como las conexiones y los núcleos magnéticos, pueden estar sujetos a desgaste debido a años de vibraciones y ciclos térmicos. La reducción en la rigidez dieléctrica del aislamiento interno podría disminuir la capacidad del transformador para operar de manera segura y eficiente bajo cargas elevadas o condiciones de operación anormales.

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

En el contexto del diagnóstico del estado del generador y del transformador en la Central Hidroeléctrica Paute Molino, tras 33 años de operación continua, se evidencia que ambos equipos, aunque aún funcionales, presentan signos de envejecimiento. Este diagnóstico, sustentado por las pruebas eléctricas de campo y en conformidad con las normativas vigentes, revela aspectos cruciales sobre su estado actual y propone medidas orientadas a garantizar su fiabilidad y prolongar su vida útil.

El generador, a pesar de su robustez y su capacidad para manejar demandas operativas durante más de tres décadas, muestra indicios de deterioro en su sistema de aislamiento. Las pruebas realizadas, siguiendo las directrices de la norma IEEE Std 43-2000, han evidenciado una disminución en la calidad del aislamiento, lo cual se refleja en una reducción de la resistencia de aislamiento (IR) y del índice de polarización (PI). Los resultados obtenidos de la medición del factor de potencia y la resistencia óhmica del estator y del rotor, conforme a las normas IEEE Std 286-2000 e IEEE Std 492-1999, confirman una tendencia a la degradación que podría comprometer la eficiencia operativa y aumentar el riesgo de fallas.

La continua exposición a fluctuaciones de temperatura, vibraciones y condiciones operativas variables ha acelerado el desgaste de los componentes del generador. En este sentido, resulta esencial implementar un programa de mantenimiento preventivo riguroso. Este debería incluir la rehabilitación del aislamiento y el reemplazo de componentes envejecidos. La adopción de tecnologías avanzadas de monitoreo, que faciliten la detección temprana de deterioros, permitirá realizar intervenciones proactivas, mitigando el riesgo de fallas catastróficas y asegurando una operación continua y eficiente. El transformador también ha experimentado un desgaste considerable, particularmente en el sistema de aislamiento y en el aceite dieléctrico, a lo largo de los 33 años de servicio. De acuerdo con la norma IEEE Std C57.12.90-1993, la evaluación del aislamiento y la prueba de rigidez dieléctrica del aceite, siguiendo la norma ASTM-D1816-12, revelan una degradación significativa en las propiedades aislantes del aceite y una reducción en su capacidad para soportar altas tensiones. Este deterioro incrementa el riesgo de fallas bajo condiciones de sobretensión y estrés eléctrico.

Además, los componentes mecánicos del transformador, como las conexiones y los núcleos magnéticos, presentan signos de desgaste que podrían comprometer su rendimiento bajo cargas elevadas o condiciones operativas adversas. Por lo tanto, se recomienda realizar una renovación del aceite dieléctrico y actualizar los componentes mecánicos para asegurar un funcionamiento seguro y eficiente del transformador.

4.2. Recomendaciones

Para mantener la eficiencia y seguridad operativa del generador y del transformador en la Central Hidroeléctrica Paute Molino, es fundamental establecer un programa de mantenimiento preventivo detallado. Este programa debe incluir inspecciones regulares y pruebas exhaustivas de los sistemas de aislamiento. La rehabilitación del aislamiento del generador y la renovación del aceite dieléctrico del transformador deben ser prioridades para prevenir deterioros futuros y asegurar la continuidad operativa. Además, se recomienda evaluar y actualizar los componentes mecánicos críticos de ambos equipos, reemplazando o reparando aquellos que muestran signos de desgaste para mantener el funcionamiento seguro y eficiente bajo cargas elevadas o condiciones extremas.

La incorporación de tecnologías avanzadas de monitoreo en línea es esencial para proporcionar una vigilancia continua del estado de los equipos. Estas tecnologías facilitan la detección temprana de deterioros y ayudan a evitar fallas catastróficas. Implementar sistemas de diagnóstico predictivo permitirá obtener datos valiosos que apoyen decisiones informadas sobre el mantenimiento. Además, se debe considerar la implementación de pruebas adicionales, como análisis de descargas parciales y espectroscopía de emisión de gases, para evaluar de manera más completa la condición del aislamiento y del aceite dieléctrico. Asegurarse de que todas las pruebas y actividades de mantenimiento se realicen conforme a las normativas IEEE y ASTM es indispensable. La adherencia a estos estándares garantiza prácticas de mantenimiento efectivas y equipos operando dentro de parámetros seguros y eficientes. También es crucial desarrollar un plan a largo plazo para la renovación y modernización de los equipos, invirtiendo en la actualización de los sistemas de aislamiento, la mejora de la calidad del aceite dieléctrico y la incorporación de componentes modernos. Este plan debe considerar tanto la renovación inmediata como las proyecciones futuras para extender la vida útil de los equipos y mejorar su resiliencia operativa.

La revisión periódica de las normativas aplicables y de las mejores prácticas en mantenimiento de equipos eléctricos es necesaria para adaptarse a nuevas técnicas y mejoras en la industria. Invertir en la capacitación continua del personal de mantenimiento es igualmente importante, ya que un equipo bien capacitado puede identificar problemas con mayor eficacia y aplicar las mejores prácticas. Implementar un sistema robusto de gestión de datos para registrar todas las pruebas de campo, inspecciones y acciones de mantenimiento facilitará la identificación de patrones de fallas y permitirá una planificación de mantenimiento más informada.

Además, realizar un análisis detallado de las condiciones ambientales que afectan a los equipos, como temperatura, humedad y contaminación, es crucial para reducir el ritmo de deterioro y mejorar el rendimiento general. Revisar y, si es necesario, mejorar el sistema de refrigeración de los equipos contribuirá a mantener las temperaturas operativas dentro de los límites seguros y prolongar la vida útil de los equipos. La optimización de la estrategia de inspección, que debe incluir tanto pruebas de rutina como inspecciones detalladas en puntos críticos, ayudará a detectar problemas potenciales antes de que se conviertan en fallas graves.

Por último, revisar y actualizar los protocolos de emergencia y los procedimientos de respuesta rápida ante fallas de equipo es esencial para minimizar el impacto de una falla y asegurar una rápida recuperación operativa. La implementación de auditorías periódicas de las prácticas de mantenimiento y una estrategia de gestión de activos con análisis de riesgos detallados permitirá priorizar las inversiones en mantenimiento y renovación, asegurando una operación segura y eficiente.

ANEXOS

ANEXO A

Pruebas de Campo a las Unidades 8 en la Central Hidroelectrica Molino



Figura A.1: Escobillas del Generador Unidad "8" [Fuente: Autor].



Figura A.2: Turbina Pelton [Fuente: Autor].



 ${\bf Figura \ A.3:} \ {\rm Inspeccion \ Visual \ [Fuente: \ Autor]}.$



Figura A.4: Retiro de la armadura del Generador [Fuente: Autor].



Figura A.5: Prueba al Estator - Prueba de Resistencia de Aislamiento e índice de polarización [Fuente: Autor].

Figura A.6: Prueba al Rotor - Prueba de Resistencia de Aislamiento y Índice de Absorción Dieléctrica (DAR) [Fuente: Autor].



Figura A.7: Prueba de Caída de Tensión en los Polos [Fuente: Autor].



Figura A.8: Estación móvil de pruebas eléctricas utilizada para pruebas de transformadores [Fuente: Autor].



Figura A.9: Conexión de los terminales fase a, b y c [Fuente: Autor].



Figura A.10: Prueba de resistencia de aislamiento transformador de potencia [Fuente:Autor].



refrigeración [Fuente: Autor].

Figura A.11: Inspección visual del sistema de Figura A.12: Medicción utilizadno el fluke [Fuente: Autor].



Figura A.13: Ajuste de los terminales [Fuente: Autor].



Figura A.14: Equipos de Medición [Fuente: Autor].



Figura A.15: Conexión establecidas para las pruebas en el transformador de potencia [Fuente: Autor].



Figura A.16: Bushings fase a, b y c [Fuente: Autor].



 $Figura \ A.17: \ Celdas \ [Fuente: \ Autor].$



Figura A.18: Análisis de la rigidez dieléctrica [Fuente: Autor].

ANEXO B

Certificados de Calibración de los Equipos para las Pruebas Electricas

B.0.1. MEGGER DELTA 2000

No Cla. Ltc	ត្តដ្ឋ	Test I MARIAN TEL (593	Manten 0 POZO N74 2) 478 663-T	imiento 198 y AV JC EL/FAX:478	Recalib DSE ANDRAD	raciones	TMRS	
M Adapta Serte FL Cliente	ts Cia. Ltda 2478125 / 2478663				Quit	o, 16 de Jul	io del 201	5
	CE	RTIFICA		ECC	ONTR	ASTA	CIÓN	
	CLIENTE: EQUIPO:	CELEC - HIDRO DELTA 2000	O PAUTE			Cata	llogo: 6720 IE: 486	001 51003
	Temperatura: Humedad:	21.5 °C 63 %						
	Los valores o	btenidos durante	a la Contr	astaciór	n son:			
	SWITCH POSITION	Modo de Prueba	т (°С)	f (Hz)	V (kV)	I (mA)	C (pF)	%PF
	10,5	UST-R	19,2	60	9,97798	0,374031	98,8853	10,6171
	3,2	UST-R	19,2	60	9,99074	0,376667	99,955	3,2078
	1,05	UST-R	19,2	60	9,97408	0,376176	100,057	1,0255
	0,32	UST-R	19,2	60	9,98693	0,376744	100,073	0,2932
	0,105 UST-R 19,2				9,94154	0,375116	100,074	0,0817
	0,105				0 276040	100.076	-0.0113	
	0,105	UST-R	19,2	60	9,99181	0,576948		0,0110
•	0,105	UST-R VALORES I	19,2 PATRON	60 DE REFE	9,99181 RENCIA - I	DELTA 4000	,	0,0220
•	0,105 0 SWITCH POSITION	VALORES I Modo de Prueba	19,2 PATRON I T (°C)	60 DE REFE f (Hz)	9,99181 RENCIA - I V (kV)	DELTA 4000	C (pF)	%PF
•	0,105 0 SWITCH POSITION 10,5	Modo de Prueba UST-R	19,2 PATRON I T (°C) 19,2	60 DE REFE f (Hz) 60	9,99181 RENCIA - I V (kV) 9,99038	1 (mA)	C (pF) 98,8506	%PF 10,6987
•	0,105 0 SWITCH POSITION 10,5 3,2	Modo de Prueba UST-R UST-R	19,2 PATRON I T (*C) 19,2 19,2	60 DE REFE f (Hz) 60 60	9,99181 RENCIA - I V (kV) 9,99038 9,99653	1 (mA) 0,376944	C (pF) 98,8506 99,9442	%PF 10,6987 3,23818
•	0,105 0 SWITCH POSITION 10,5 3,2 1,05	UST-R VALORES I Prueba UST-R UST-R UST-R	19,2 PATRON I T (*C) 19,2 19,2 19,2	60 DE REFE f (Hz) 60 60 60	9,99181 RENCIA - I 9,99038 9,99653 9,99929	1 (mA) 0,374425 0,376844 0,377177	C (pF) 98,8506 99,9442 100,054	%PF 10,6987 3,23818 1,03955
•	0,105 0 SWITCH POSITION 10,5 3,2 1,05 0,32	UST-R VALORES I Prueba UST-R UST-R UST-R UST-R	19,2 PATRON I T (*C) 19,2 19,2 19,2 19,2 19,2 19,2 19,2	60 DE REFE f (Hz) 60 60 60 60	9,99181 RENCIA - I 9,99038 9,99653 9,99929 9,99046	1 (mA) 0,376344 0,374425 0,376844 0,377177 0,376866	C (pF) 98,8506 99,9442 100,054 100,068	%PF 10,6987 3,23818 1,03955 0,3002
•	0,105 0 SWITCH POSITION 10,5 3,2 1,05 0,32 0,105	UST-R VALORES I Prueba UST-R UST-R UST-R UST-R UST-R	19,2 PATRON I 19,2 19,2 19,2 19,2 19,2 19,2	60 DE REFE 60 60 60 60 60 60	9,99181 RENCIA - I 9,99038 9,99633 9,99929 9,99046 9,98381	1 (mA) 0,374425 0,376844 0,377177 0,376866 0,37658	C (pF) 98,8506 99,9442 100,054 100,058 100,062	%PF 10,6987 3,23818 1,03959 0,3002 0,0865

Figura B.1: Certificado de contrastación MEGGER DELTA 2000 [Fuente: CELEC EP].

Test Mantenimiento Recalibra MARIANO POZO N74-98 Y AV JOSE ANDRADE TEL (5932) 478 663-TEL/FAX 478 125	aciones	TMRS
2. Measurements		
1.1 Voltage Test		
Load: Capacitor 104.04 pf		
Saturaltare 1000 V		
Generated voltege should be +/- 2 % (980 - 1020)	OK	999 V
contracto roncego should be if it refuses i const		
Set voltage 10 KV		
Generated voltege should be +/- 2 % (9.80 - 10.2)	OK	10.04 KV
1 2 LIST-R Auto Tip-up		
Load: Capacitor 104.04 of		
Voltage: 2 - 10 KV (2 KV steps)		
Results should be +/- 0.5 %	ОК	104.04 pf
1.3 UST-B Auto Tip-up		
Load: Capacitor 104.04 of		
Voltage: 2 - 10 KV (2 KV steps)		
Results should be +/- 0.5 %	ОК	104.2 pf
1.4 UST-R Frequency Sweep 1		
Load: Capacitor 104.04 pf		
Voltage: 4 KV		
Frequency: 16 Hz - 505 Hz		
Results should be +/- 0.5 %	OK	103.8 pf
1.5 UST-B Frequency Sweep 2		
Load: Capacitor 104.04 pf		
Voltage: 4 KV		
Frequency: 16 Hz - 505 Hz		
Results should be +/- 0.5 %	OK	103.7 pf

Figura B.2: Certificado de contrastación MEGGER DELTA 2000 Pag2 [Fuente: CELEC EP].

54	MARIANO POZO N74-98 Y AV TEL (5932) 478 663-TEL/FAX 4	JOSE ANDRADE 78 125	inco interes
.6 UST-R Power fa	ctor 1		
Load: Capac	itor 104.04 pf		
Voltage: 10	KV		
Results shou	uld be +/- 0.5 %		
1:		OK	104.2 pf
2:		OK	104.3 pf
3:		OK	104.3 pf
4:		OK	104.4 pf
lichos valores se quipo puede ser o	encuentran dentro de los perado con normalidad.	parámetros ópt	imos de aceptación
Dichos valores se equipo puede ser o	encuentran dentro de los perado con normalidad.	parámetros ópt	imos de aceptación
Dichos valores se equipo puede ser o	encuentran dentro de los perado con normalidad.	parámetros ópt	imos de aceptación
tentamente:	encuentran dentro de los perado con normalidad.	parámetros ópt	imos de aceptación
tentamente: Test Managemento Técr epartamento Técr EST MANTENIMIEI	encuentran dentro de los perado con normalidad.	parámetros ópt	imos de aceptación

Figura B.3: Certificado de contrastación MEGGER DELTA 2000 Pag3 [Fuente: CELEC EP].



Figura B.4: Certificado de contrastación MEGGER DELTA 2000 Pag4 [Fuente: CELEC EP].

B.0.2. MEGGER OTS 60PB

4555 South Hwy 45	Alexandria, L	71303		Te	S	t	1020 N. T 738 S.	exas Avenue, C Main Street, Cl	ute, TX 77531
	Mattoon, IL 6	1938	VE	t o	m	9	3947 Linco	iln Ave., Ste. B,	Groves, TX 77619
		5	y s	l C	m	3			
		Tes	t Equipme	ent Mad	le Ea	sy			
		CALIN	RATION SALES	NTAL FLECTR	ICAL SAI				
	Th	is work was pe	rformed by B	aton Roug	ge loca	tion, Lab	division.		
		CER	TIFICATE O	DF CALI	BRAT	ION			
Manuf.	MEGGER	2		PO# W	V/OPO				
Model	OTS60PE	3		Submitte	d By				
Mfc Serial	10120037	3		Panar	nerica	na Norte	K. 7.5		
Cust ID#	13900532	00		Cuend	ca, AZ	010107			
Cust Serial	N/A								
Desc.	SEMI-AU	TO OIL TEST	SET						
Condit Condit Pro	dition In: ion Out: Action: cedure:	In Toleranc No Adjustm Checked ac battery. See JM259 Proc	e lents cessories, cl attached St edure	leaned, c atement o	alibrat of Unc	ed and c ertaintie	ertified. (s.	Charged	
	IE IOIIO	LACE OF STREET						CT I I I I I I I I I I I I I I I I I I I	
anufacturer/Model		Descrip	tion	ere us	ed in	the c	alibrat	ion: Std #	Date Due
anufacturer/Model EGGER / VCM100D		Descrip VOLTA	Idards Wo Dition GE CHECK M	ere us	ed in	the c	alibrat	ion: Std # 3147	Date Due 04/30/2020
EGGER / VCM100D	shall not t	VOLTA	Idards wo	ETER	ed in	the c	alibrat	ion: <u>Std #</u> 3147	Date Due 04/30/2020
EGGER / VCM100D	shall not t	voltar Voltar	d, except in fi SYSTEM:	ETER ETER full, withou S, Inc.	ed in	written a	pproval of	ion: <u>Std #</u> 3147 JM TEST	Date Due 04/30/2020
This report Certificate/traceabil Calibr Due Recalibr	shall not t ity number ation Date ation Date	Descrip VOLTA VOLTA volta volt	d, except in fr SYSTEM: 222493-002	ETER UII, withou S, Inc. Date	ed in	written ap	oproval of	<u>Std #</u> 3147	Date Due 04/30/2020
anufacturer/Model EGGER / VCM100D This report Certificate/traceabil Calibr Due Recalibr Lab Environmer	shall not b ity number ation Date ation Date ation TEMP fUMIDITY	Descrip VOLTA VOLTA volt	d, except in ff SYSTEM: 22493-002	ETER UII, withou S, Inc. Date	ed in	written apport: 12/1	oproval of	<u>Std #</u> 3147	Date Due 04/30/2020

Figura B.5: Certificado de calibración MEGGER OTS 60PB [Fuente: CELEC EP].

Manufacturer: MEGGER Description: SEMI-AUTO OIL TEST SET Mfr S/N: 101200373		Mod	lel: OTS60PB				
		Cust	ID: 1390053	200	Cust S/N		
Function/I	Range	Out	Measure	d Value	Acceptance	Uncertainty	T.U.R.
Test Description	Nominal Value	1	As-Found	As-Left	Limits	(K=2)	(if < 4:1
TEST RES	ULT:		Pass	Pass			
I/A/W JM259 Procedur	e:			3+			
Portable Oil Tester							
AC Volts Outpu	ıt @60 Hz				± 3% of RDG		
60 kV	10 kV		10.3	N/A	±0.3 kV	0.35 kV	0.86
	20 kV		20.4	N/A	±0.6 kV	0.47 kV	1.28
	30 kV		30.3	N/A	±0.9 kV	0.58 kV	1.55
	40 kV		40.3	N/A	±1.2 kV	0.70 kV	1.71
	50 kV		50.3	N/A	±1.5 kV	0.81 kV	1.85
	60 kV		59.7	N/A	±1.8 kV	0.93 kV	1.94
Operational (Checks:						
LCD			Pass	N/A	Pass/Fail		
Self Test			Pass	N/A	Pass/Fail		
Stirrer Test			Pass	N/A	Pass/Fail		
Interlock Safety Switch			Pass	N/A	Pass/Fail		
Breakdown Voltage			Pass	N/A	Pass/Fail		
All Lamps			Pass	N/A	Pass/Fail		
All Switches			Pass	N/A	Pass/Fail		

Figura B.6: Certificado de calibración MEGGER OTS 60PB Pag2 [Fuente: CELEC EP].

B.0.3. FLUKE 289

	ROPAUTE			Protección: Met	NFORM METRO rología	Código: Código: OGÍA PAUTE - Molino Almacenamiento: Digital Archivo activo:
Equipo c Ec Có	e medición: / Código: / uipo Patrón: (digo Patrón: (MULTÍMETRO MUL-MAL-000 CALIBRADOR CMF-MET-0003	4 MULTIFUNCIÓI 3	N		/ariable del Proceso: TENSIÓN CONTINUA V cc CIRCUITOS ELECTRÓNICOS I nidad de medida: V cc Temp./Hum.: 26.5℃/30.2% #OT: 816485
	Referencia	Lectura Equipo	Error	lla	Incertidum	re Lectura Equipo → promedio de tres (3) lecturas indicadas por el equipo calibrado
Mínimo	10,000	10,00	0,000	± 0,012	± 0,001	II $a \rightarrow$ Intervalo de Incertidumbre Admisible
Central	100,000	100,01	0,010	± 0,034	± 0,000	$\text{Incertidumbre} \rightarrow \text{incertidumbre}$ expandida con K=2, nivel de confianza $^{\sim}$ 95%
Máximo	200,000	200,01	0,013	± 0,0698	± 0,008	
	300,000	300,02	0,020	± 0,1049	± 0,005	
-	0,000	0,00	0,000	± 0	± 0,000	_
10,015	ificación	- 11 - 11 - 11 - 11 - 11 - 11 - 11 - 11	00,040 00,030 00,020 00,010 99,990 99,990 99,980 99,960		200,0 200,0 200,0 200,0 199,9 199,9 199,9	300,150 1,000 300,100 0,900 300,050 0,800 300,050 0,600 300,050 0,500 0 0,500 0 0,000 299,950 0,300 0,000 0,000 299,950 0,000 0,000 0,000 0,000 0,000 0,000 0,000
rvaciones						
ondición F	inal:	APROE	BADO	Fecha de Ca	libración:	28/11/2023 Procedimiento: MULTÍMETROS Responsable: TCONTRERAS

Figura B.7: Certificado de calibración multimetro FLUKE 289 [Fuente: CELEC EP].



Figura B.8: Certificado de calibración multimetro FLUKE 289 Pag2 [Fuente: CELEC EP].
i: 816485

Figura B.9: Certificado de calibración multimetro FLUKE 289 Pag3 [Fuente: CELEC EP].

		INFORME DE CALIBRACIÓN METROLOGÍA PAUTE - Molino							Código: Fecha: Revisión:	28/08/2024	
н	DROPAUTE			Protección: Mel	rología	Almacenamiento: Digital	Archivo	activo:		Página:	1/1
Equipo E C	de medición: Código: quipo Patrón: ódigo Patrón:	MULTÍMETRO MUL-MAL-0004 CALIBRADOR I CMF-MET-0003	4 MULTIFUNCIÓ 3	Ν		/ariable del Proceso: Inidad de medida:	tensión co mV cc	INTINUA mV cc C Temp./Hum.:	IRCUITOS ELECTR(26.6°C/30.2%	ÓNICOS #OT:	816485
[Referencia	Lectura Fauino	Error	lla	Incertidum	Referencia → I	ecturas indicadas p → promedio de tra	oor el patrón es (3) lecturas indicad	as por el equipo calir	orado	
Mínimo	0.100	0.09	-0.011	+ 0.045	+ 0.002	Ila → Intervala	de Incertidumbre /	Admisible			
Central	50,000	49,98	-0,016	± 0,045	± 0,004	Incertidumbre	\rightarrow incertidumbre e	xpandida con K=2, ni	vel de confianza ~ 95	%	
Máximo	100,000	99,98	-0,017	± 0,045	± 0,007	-					
	0,000	0,00	0,000	± 0	± 0,000						
	0,000	0,00	0,000	± 0	± 0,000						
0,140		- 50 - 50 - 50 - 50 - 49 - 49 - 49 - 49 - 49 - 49	0,040 0,040 0,030 0,020 0,010 0,000 0,990 9,990 9,980 9,960 9,950		100,0 100,0 100,0 100,0 100,0 100,0 99,9 99,9		0,900 0,800 0,700 0,500 0,500 0,400 0,200 0,200 0,200 0,100		- 0,900 - 0,800 - 0,700 - 0,500 - 0,500 - 0,400 - 0,200 - 0,100 - 0,000		
Espe	cificación S:	Rest	ultado								

Figura B.10: Certificado de calibración multimetro FLUKE 289 Pag4 [Fuente: CELEC EP].

CEI	>				INFORME	NFORME DE CALIBRACIÓN					28/08/202	
orporación Eléctric	a del Ecuador	METROLOGÍA PAUTE - Molino							Revisión	A 14		
HIC	DROPAUTE			Proteccion: Me	trologia /	Almacenamiento: Digital	Archivo a	ictivo:		Pagina:	1/1	
Equipo d Ed Cd	de medición: Código: quipo Patrón: ódigo Patrón:	MEDIDOR DE F MRA-MAE-000 BANCO DE AL' BDR-MET-0001	RESISTENCIA E 2 TA RESISTENCI	de Aislamient A	o v u	ariable del Proceso: nidad de medida:	alta resisten GΩ	NCIA DE AISLAMII Temp./Hum.:	ENTO 19.8°C/33.7%	#OT:	800137	
	Referencia	Lectura	Frror	lla	Incertidumbr	Referencia → lectu	uras indicadas p	or el patrón				
1 Matrix	20.000	EQUID 0	0.247	+15	+ 0.554	Lectura Equipo →	promedio de fre	dmisible	as por el equipo calic	orado		
Control	30,000	30,37	0,36/	± 1,0 + 3.05	± 0,534	Incertidumbre	ncertidumbre ex	nandida con K=2 ni	el de confignita ~ 95	W.		
Mávimo	100,000	102.33	2 333	+ 5	+ 0.864							
MUAITIO	0.000	0.00	0.000	+ 0	+ 0.000	-						
-	0.000	0.00	0.000	± 0	± 0.000	-						
31,500	zificación	- 68 - 66 - 65 - 64 - 65 - 64 - 65 - 64 - 63 - 61 - 61	,000 ,000 ,000 ,000 ,000 ,000 ,000 ,00		104,000 102,000 100,000 98,000 96,000 94,000		0,900 - 0,800 - 0,700 - 0,500 - 0,400 - 0,200 - 0,200 - 0,100 - 0,000 -		- 0,900 - 0,700 - 0,500 - 0,500 - 0,400 - 0,200 - 0,200 - 0,100 - 0,000			
rvaciones	1	ADDOS				00/00/0000						

 $\label{eq:Figura B.11: Certificado de calibración MEGGER DLRO10HD [Fuente: CELEC EP].$



Figura B.12: Certificado de calibración MEGGER DLRO10HD Pag2 [Fuente: CELEC EP].

					INFORM	DE CALIBRACIÓ)N		Código:	00/00/000	
CELEC										28/08/2024	
rporación Eléctrico	ROPAUTE			Protección: Me	trología	Almacenamiento: Digital	Archivo activo:		Página:	1/1	
Equipo c Ec Có	de medición: Código: quipo Patrón: ódigo Patrón:	MEDIDOR DE MBR-MAE-000 BANCO DE BA BDR-MET-0002	BAJA RESISTEN 11 1JA RESISTENC 2	ICIA IA		'ariable del Proceso: BA nidad de medida:	JA RESISTENCIA mΩ mΩ Temp./Hu	u m.: 25.5°C/27.5%	#OT:	824907	
	Referencia	Lectura Fauipo	Error	lla	Incertidum	e Referencia → lectura	s indicadas por el patrón medio de tres (3) lecturas	indicadas por el equipo calib	rado		
Mínimo	150.000	151,10	1,100	± 5.2	± 2.900	IIa \rightarrow Intervalo de Inc	ertidumbre Admisible	and a second second second second			
Central	500,000	501,43	1,433	± 5,2	± 2,903	Incertidumbre → ince	rtidumbre expandida con	K=2, nivel de confianza ~ 95	%		
Máximo	1100,000	1100,00	0,000	± 5,2	± 3,707						
	1500,000	1498,00	-2,000	± 5,2	± 2,900						
_	2100,000	2099,00	-1,000	± 5,2	± 3,121	_					
154,000		5 5 4 4	04,000		1104,C 1102,C 1100,C 1098,C 1096,C 1094,C		1504,000	2104,C			
Espec	ificación	Res	ultado								

Figura B.13: Certificado de calibración MEGGER DLRO10HD Pag3 [Fuente: CELEC EP].

BIBLIOGRAFÍA

- "Ieee guide for diagnostic field testing of electric power apparatus electrical machinery," *IEEE Std 62.2-2004*, pp. 1–108, 2005.
- [2] "Ieee standard test code for liquid-immersed distribution, power and regulating transformers and ieee guide for short-circuit testing of distribution and power transformers," *IEEE Std C57.12.90-1993*, pp. 1–116, 1993.
- [3] "Ieee recommended practice for measurement of power factor tip-up of electric machinery stator coil insulation," *IEEE Std 286-2000*, pp. 1–29, 2000.
- [4] A. International, Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using VDE Electrodes, ASTM International Std. D1816-12 (Reapproved 2019), 2019.
- [5] "Ieee guide for acceptance and maintenance of insulating mineral oil in electrical equipment," *IEEE Std C57.106-2015 (Revision of IEEE Std C57.106-2006)*, pp. 1–38, 2016.
- [6] "Ieee recommended practice for testing insulation resistance of rotating machinery," *IEEE Std 43-2000*, pp. 1–28, 2000.
- [7] "Especificaciones técnicas y funcionales para el suministro, instalación comisionamiento y puesta en servicio de 10 reguladores de velocidad y 10 reguladores de tensión para las unidades de generación de la central hidroeléctrica Paute — Molino." *Power Qualiy Services Cía. Lida*, 2011.
- [8] N. N. Sotomayor Torres, "Estudio de los estabilizadores de potencia PSS de las unidades de la fase C de la Central Hidroeléctrica Paute," Master's thesis, Escuela Politècnica Nacional, 2004. [En línea]. Recuperable: http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/6834
- [9] J. F. Mora, *Maquinas Electricas*, 5th ed., C. F. Madrid, Ed. McGraw-Hill Companies, 2003.

- [10] S. J. Chapman, Máquinas eléctricas, P. E. R. Vazquez, Ed. McGraw-Hill Educación, 2012.
- [11] T. Wildi, Maquinas electricas y sistemas de potencia, sexta edición ed.,
 P. Guerrero, Ed. Pearson Educacion, 2008. [En línea]. Recuperable: https://lc.fie.umich.mx/~jorgeahb/Pagina/materias/Libro2.pdf
- [12] C. B. L. Daniel, "Análisis dinámico para el diagnóstico de transformadores de potencia basada en su condición," Master's thesis, Universidad Politecnica Salesiana, Jan. 2024.
- [13] G. Klempner y I. Kerszenbaum, Handbook of Large Turbo-Generator Operation and Maintenance, ser. IEEE Press Series on Power and Energy Systems.
 Wiley, 2011. [En línea]. Recuperable: https://books.google.com.ec/books?id= RpmRb1fG8gYC
- [14] J. P. T. Muñoz, "Manual de operación y mantenimiento elèctrico del generador sìncrono de una unidad de generacion de la central hidroelèctrica Paute Sopladora," Master's thesis, Universisdad Politècnica Salesiana, 2020.
- [15] O. P. Portocarrero De La Torre, "Determinación de los protocolos de prueba en alta tensión a ser aplicados en equipos y materiales utilizados en nivel de hasta 22kv." B.S. thesis, 2012.
- [16] C. M. Piña Valverde y J. A. Moreno Ávila, "Estudio para la modernización de los sistemas de protección de los grupos de generación y transmisión de la central hidroeléctrica paute," B.S. thesis, 2010.
- [17] "Ieee guide for test procedures for synchronous machines including acceptance and performance testing and parameter determination for dynamic analysis," *IEEE Std 115-2019 (Revision of IEEE Std 115-2009)*, pp. 1–246, 2020.
- [18] P. José y J. C. G. Ortega, Desde Paute hasta Coca Codo Sinclair 40 años de hidroenergía en el Ecuador: discurso alrededor de cambio de matriz energética. Quito, 2013.
- [19] A. J. Izquierdo Joaquín, Guarga Rafael, Transitorios y oscilaciones en sistemas hidráulicos a presión, A. J. Izquierdo Joaquín, Guarga Rafael, Ed. Imprenta Sichet, 1995.
- [20] L. Eduardo Lucero Amay, "Modelacion y simulacion del sistema de regulacion de velocidad de las unidades de la face cde la central hidroelectrica Paute-Molino y contrastacion con las pruebas de comisionamiento,"

Master's thesis, Escuela Politecnica Nacional, 2022. [En línea]. Recuperable: http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/22112

- [21] C. Mataix, Mecanico de fluidos Y maquinas hidraulicas. Dossat, 1982.
- [22] J. M. Aller, Máquinas eléctricas rotativas: Introducción a la teoría general, C. Pacheco, Ed. Equinoccio, 2008.
- [23] Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN), NTE INEN 2110:2013, INEN Std., 2013, norma Técnica Ecuatoriana.
- [24] A. Baggini, C. Ploetner, y J.-C. Riboud, "Functional definition and classification of the power transformer," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 38, no. 1, pp. 80–84, 2023.
- [25] E. Aliani y A. A. Romero, "Consideraciones para la gestión de transformadores de potencia, en el marco de la iso 55000," in 2014 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON), 2014, pp. 594–599.
- [26] M. A. R. Pozueta, "Aislantes y conductores utilizados en las máquinas eléctricas," España: Universidad de Cantabria. Obtenido de https://personales.unican.es/rodrigma/pdfs/aislantes %20y %20conductores.pdf, 2015.
- [27] "Ieee guide for operation and maintenance of hydro-generators," IEEE Std 492-1999, pp. 1–70, 1999.
- [28] G. Stone, E. A. Boulter, I. Culbert, y H. Dhirani, About the Authors, 2004, pp. 371–371.