



# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO**

## **INSTITUTO DE POSGRADO Y EDUCACIÓN CONTINUA**

### **METODOLOGÍA PARA ANALIZAR LAS MAGNITUDES OPERACIONALES: “CASO DE ESTUDIO TEMPERATURAS” DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA XA/21 COMO HERRAMIENTA DE GESTIÓN OPERATIVA Y DE MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PAUTE MOLINO.**

Proyecto de Investigación, presentado ante el Instituto de Postgrado y Educación Continua de la ESPOCH, como requisito parcial para la obtención del grado de:  
**MAGÍSTER EN GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO INDUSTRIAL.**

**AUTOR:** JORGE EDUARDO ROMERO JIMÉNEZ  
**TUTOR:** ING. CARLOS OSWALDO TERÁN PALACIOS M.Sc.

**Riobamba - Ecuador**

**2016**



## ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO

### CERTIFICACIÓN

EL TRIBUNAL DE TRABAJO DE TITULACIÓN CERTIFICA QUE:

El Proyecto de Investigación, titulado “METODOLOGÍA PARA ANALIZAR LAS MAGNITUDES OPERACIONALES: “CASO DE ESTUDIO TEMPERATURAS” DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA XA/21 COMO HERRAMIENTA DE GESTIÓN OPERATIVA Y DE MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PAUTE MOLINO”, de responsabilidad del Sr Jorge Eduardo Romero Jiménez ha sido prolijamente revisado y se autoriza su presentación.

Tribunal:

Ing. Oswaldo Martínez; M.Sc.

**PRESIDENTE**

\_\_\_\_\_

Ing. Carlos Terán; M.Sc.

**DIRECTOR**

\_\_\_\_\_

Ing. Luis Felipe Sexto; M.Sc.

**MIEMBRO**

\_\_\_\_\_

Ing. Juan Carlos Abad; M.Sc.

**MIEMBRO**

\_\_\_\_\_

**COORDINADOR SISBIB ESPOCH**

\_\_\_\_\_

Riobamba, 2016

## **DERECHOS DE AUTOR**

©2016, Jorge Eduardo Romero Jiménez

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento, siempre y cuando se reconozca el Derecho de Autor.

---

Ing. Jorge Eduardo Romero Jiménez

CC. 010270687-6

## **DERECHOS INTELECTUALES**

Yo, Jorge Eduardo Romero Jiménez, declaro que soy responsable de las ideas, doctrinas y resultados expuestos en el presente Proyecto de Investigación, y que el patrimonio intelectual generado por la misma pertenece exclusivamente a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.

---

Ing. Jorge Eduardo Romero Jiménez

CC. 010270687-6

## **DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD**

Yo, Jorge Eduardo Romero Jiménez, declaro que el presente Proyecto de Investigación, es de mi autoría y que los resultados del mismo son auténticos y originales. Los textos constantes en el documento que provienen de otra fuente están debidamente citados y referenciados.

Como autor, asumo la responsabilidad legal y académica de los contenidos de este proyecto de investigación de maestría.

Riobamba, 2016

---

Ing. Jorge Eduardo Romero Jiménez

CC. 010270687-6

## **DEDICATORIA**

A Dios por guiarme, protegerme y darme la fortaleza para completar mi formación profesional, por brindarme la tranquilidad en cada momento de esta etapa, y bendecirme al poner en mi camino a las personas indicadas para realizar este sueño.

A mi esposa Nancy por su amor, apoyo, estímulo y comprensión incondicional para lograr este sueño anhelado.

Al mejor regalo de Dios, mis hijos Micaela, +Eduardo, Józef y María Grazzia, por su motivación y comprensión.

A mi padre y madre. Que siempre han estado ahí para mí, brindándome su apoyo.

Eduardo

## **AGRADECIMIENTOS**

De manera especial al Ing. Carlos Terán Palacios por su dedicación, colaboración y apoyo para el desarrollo del proyecto de investigación.

Un especial agradecimiento a los Ingenieros Tito Torres, Juan Chávez y Xavier Páez, miembros del Equipo Gerencial de la Unidad de Negocio Hidropaute, por brindarme todas las facilidades para el desarrollo del proyecto de investigación.

A todo el Equipo de trabajo de Ingeniería de Mantenimiento y Producción, por su gran colaboración y a todas las personas que directa e indirectamente han hecho posible la culminación y el éxito de este trabajo.

Eduardo

## TABLA DE CONTENIDO

PORTADA.....	i
CERTIFICACION DEL TRIBUNAL .....	ii
DERECHOS DE AUTOR .....	iii
DERECHOS INTELECTUALES .....	iv
DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD .....	v
DEDICATORIA .....	vi
AGRADECIMIENTOS .....	vii
TABLA DE CONTENIDO .....	viii
LISTA DE TABLAS .....	xii
LISTA DE FIGURAS.....	xv
LISTA DE ABREVIACIONES.....	xviii
RESUMEN .....	xx
ABSTRACT.....	xxi

### CAPITULO I

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1. Problema de Investigación.....	4
1.1.1. Planteamiento del problema.....	4
1.1.2. Formulación del problema .....	10
1.1.3. Sistematización del problema.....	11
1.1.4. Objetivos de la investigación.....	11
1.1.4.1. Objetivo general.....	11
1.1.4.2. Objetivos específicos .....	11
1.1.5. Justificación de la investigación .....	11
1.1.6. Hipótesis.....	14

### CAPITULO II

<b>2. MARCO REFERENCIAL .....</b>	<b>15</b>
2.1. Sistema de generación de energía eléctrica .....	15
2.2. Breve historia de Hidropaute.....	16

2.3.	El proyecto Paute Integral.....	16
2.3.1.	<i>Central Molino</i> .....	17
2.3.2.	<i>Casa de máquinas</i> .....	17
2.3.3.	<i>Centro de control generación de la Unidad de Negocio Hidropaute.</i> .....	18
2.3.4.	<i>Sistema de Gestión de Energía XA/21</i> .....	20
2.3.4.1.	<i>Configuración del hardware</i> .....	22
2.3.4.2.	<i>Configuración del Software</i> .....	22
2.3.5.	<i>Unidad terminal Remota D20</i> .....	25
2.3.5.1.	<i>Arquitectura del Sistema</i> .....	26
2.3.5.2.	<i>Diseño de Hardware</i> .....	27
2.3.6.	<i>Registrador de temperaturas</i> .....	28
2.3.6.1.	<i>Arquitectura del Sistema de AC500</i> .....	28
2.3.6.2.	<i>Diseño de Hardware</i> .....	30
2.3.7.	<i>Termómetros de resistencia de platino</i> .....	31
2.3.7.1.	<i>Desviación permisible en la medición de las RTD´s</i> .....	31
2.3.7.2.	<i>Mediciones de campo de la magnitud de temperatura</i> .....	33
2.4.	Marco Estratégico .....	34
2.4.1.	<i>Misión, Visión y Políticas de CELEC EP Hidropaute</i> .....	34
2.4.2.	<i>Políticas de la Subgerencia de Producción</i> .....	37
2.4.3.	<i>Planificación estratégica para el GPR</i> .....	38
2.4.4.	<i>Recursos</i> .....	39
2.5.	Sistema de Gestión Integral en la Unidad de Negocio Hidropaute .....	41
2.5.1.	<i>Sistema de Gestión integral</i> .....	41
2.5.2.	<i>Alcance del sistema de gestión integral</i> .....	41
2.5.3.	<i>Normas en la Unidad de Negocio Hidropaute</i> .....	41
2.5.4.	<i>Procesos de la Unidad de Negocio Hidropaute</i> .....	42
2.6.	Cumplimiento de requisitos ISO 9001 para el macro proceso de Mantenimiento.....	43
2.6.1.	<i>Requisito 6.3 Infraestructura</i> .....	43
2.6.1.1.	<i>Tipos y estrategias de mantenimiento</i> .....	43
2.6.1.2.	<i>Plan anual de mantenimiento preventivo de las Unidades de Generación</i> .....	45
2.6.1.3.	<i>Gestión de alarmas</i> .....	46
2.6.2.	<i>Requisito 7.6 Control de los equipos de seguimiento y de medición</i> .....	48

2.6.2.1.	<i>Confirmación metrológica</i> .....	49
2.6.2.2.	<i>Proceso de medición</i> .....	51
2.6.2.3.	<i>Herramientas Estadísticas para el aseguramiento de las mediciones.</i> .....	51
2.7.	Metodología general de la investigación .....	53
2.7.1.	<i>Tipo y diseño de la investigación.</i> .....	53
2.7.2.	<i>Población y muestra</i> .....	53
2.7.3.	<i>Operacionalización de variables</i> .....	57
2.7.3.1.	<i>Identificación de la variable</i> .....	57
2.7.3.2.	<i>Definición conceptual de la variable</i> .....	57
2.7.3.3.	<i>Definición operacional de la variable</i> .....	57
2.7.3.4.	<i>Dimensiones de la variable</i> .....	57
2.7.3.5.	<i>Señalización del indicador</i> .....	57
2.7.4.	<i>Técnicas e instrumentos de recolección de datos</i> .....	58
2.7.5.	<i>Técnicas de procesamiento y análisis de los datos</i> .....	58

### **CAPITULO III**

<b>3.</b>	<b>PROPUESTA DE LA METODOLOGIA CASO DE ESTUDIO</b> .....	<b>60</b>
3.1.	Metodología propuesta .....	60
3.1.1.	<i>Plan de mantenimiento</i> .....	61
3.1.1.1.	<i>Tipos y estrategias de mantenimiento planteadas</i> .....	61
3.1.1.2.	<i>Estructura de tareas</i> .....	63
3.1.1.3.	<i>Procedimientos</i> .....	64
3.1.1.4.	<i>Recursos y duración</i> .....	65
3.1.2.	<i>Herramientas estadísticas aplicadas</i> .....	68
3.1.3.	<i>Planes de control</i> .....	69
3.1.3.1.	<i>Parámetros de control</i> .....	69

### **CAPITULO IV**

<b>4.</b>	<b>RESULTADOS Y DISCUSIÓN</b> .....	<b>71</b>
4.1.	Instrumentación de las magnitudes de temperatura .....	71
4.2.	Análisis de intervalos de tolerancia paramétricos .....	74
4.3.	Resultados de los intervalos de tolerancia estadísticos de las magnitudes de temperatura en las Unidades de Generación U02 y U07. ....	75

4.3.1.	<i>Temperaturas del estator - U02</i> .....	76
4.3.2.	<i>Temperaturas de los cojinetes - U02</i> .....	78
4.3.3.	<i>Temperaturas de los transformadores, rotor y cuba - U02</i> .....	80
4.3.4.	<i>Temperaturas del Sistema de agua de enfriamiento - U02</i> .....	82
4.3.5.	<i>Temperaturas del estator - U07</i> .....	83
4.3.6.	<i>Temperaturas de los cojinetes - U07</i> .....	86
4.3.7.	<i>Temperaturas de los transformadores, rotor y cuba - U07</i> .....	88
4.3.8.	<i>Temperaturas del Sistema de agua de enfriamiento - U07</i> .....	90
4.4.	Análisis de los resultados de los intervalos de tolerancia estadísticos de las magnitudes de temperatura en las Unidades de Generación U02 y U07.....	91
CONCLUSIONES .....		99
RECOMENDACIONES.....		101
BIBLIOGRAFIA .....		102
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....		103
ANEXOS .....		106

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1-1:</b>	Valores de Temperatura del Estator - XA/21 Unidades de Fase AB.....	8
<b>Tabla 2-1:</b>	Valores de Temperatura del Estator - XA/21 Unidades de Fase C.....	8
<b>Tabla 3-1:</b>	Facturación Anual 2014 de la Central Hidroeléctrica Paute Molino.....	13
<b>Tabla 1-2:</b>	Desviaciones permisibles para la Clase A y B de sensores de platino ...	32
<b>Tabla 2-2:</b>	Políticas de Ingeniería que se enmarcan a la investigación. ....	37
<b>Tabla 3-2:</b>	Objetivos operativos de la Subgerencia de Producción y sus indicadores. .....	38
<b>Tabla 4-2:</b>	Macro procesos y procesos de la Unidad de Negocio Hidropaute .....	42
<b>Tabla 5-2:</b>	Técnicas estadísticas - Requisitos 6.3 y 7.6 con datos cuantitativos. ....	52
<b>Tabla 6-2:</b>	Temperaturas del estator, UG Fase AB y C.....	55
<b>Tabla 7-2:</b>	Temperaturas de los cojinetes, UG Fase AB y C.....	55
<b>Tabla 8-2:</b>	Temperaturas de los transformadores, rotor y cuba, UG Fase AB y C ....	56
<b>Tabla 9-2:</b>	Temperaturas del Sistema de agua de enfriamiento, UG Fase AB y C ....	56
<b>Tabla 1-3:</b>	Actividades de mantenimiento electrónico de la cadena de medida (sensor y registrador de temperaturas).....	66
<b>Tabla 2-3:</b>	Actividades de Ingeniería de mantenimiento y producción, en el análisis de datos .....	66
<b>Tabla 3-3:</b>	Actividades de monitoreo del personal de Operación - Casa De Máquinas en los registradores de temperaturas. ....	67
<b>Tabla 4-3:</b>	Actividades de Metrología - U02.....	67
<b>Tabla 5-3:</b>	Actividades de Metrología - U07.....	67
<b>Tabla 6-3:</b>	Actividades de Tecnologías de la información y la comunicación.....	67
<b>Tabla 7-3:</b>	Formulario B - Intervalo de tolerancia estadístico ambos lados (varianza conocida) .....	68
<b>Tabla 1-4:</b>	Instrumentación de las magnitudes de temperatura - U02.....	72
<b>Tabla 2-4:</b>	Instrumentación de las magnitudes de temperatura - U07.....	73
<b>Tabla 3-4:</b>	Resultados de medidas de distribución, muestras estator Hierro - U02 ..	74
<b>Tabla 4-4:</b>	Resultados de medidas de distribución, muestras Transformador Principal - U07.....	75
<b>Tabla 5-4:</b>	Limite de tolerancia superior de las temperaturas del estator - U02.....	76

<b>Tabla 6-4:</b>	Limite de tolerancia inferior de las temperaturas del estator - U02.....	77
<b>Tabla 7-4:</b>	Resultados de las temperaturas del estator - U02 .....	77
<b>Tabla 8-4:</b>	Límite de tolerancia superior de las temperaturas de los cojinetes - U02 .....	78
<b>Tabla 9-4:</b>	Limite de tolerancia inferior de las temperaturas de los cojinetes - U02	79
<b>Tabla 10-4:</b>	Resultados de las temperaturas de los cojinetes - U02 .....	79
<b>Tabla 11-4:</b>	Limite de tolerancia superior de las temperaturas de los transformadores, rotor y cuba - U02 .....	80
<b>Tabla 12-4:</b>	Limite de tolerancia inferior de las temperaturas de los transformadores, rotor y cuba - U02 .....	81
<b>Tabla 13-4:</b>	Resultados de las temperaturas de los transformadores, rotor y cuba - U02 .....	81
<b>Tabla 14-4:</b>	Límite de tolerancia superior de las temperaturas del sistemas de agua de enfriamiento - U02 .....	82
<b>Tabla 15-4:</b>	Límite de tolerancia inferior de las temperaturas del sistemas de agua de enfriamiento - U02 .....	83
<b>Tabla 16-4:</b>	Resultados de las temperaturas del sistemas de agua de enfriamiento - U02 .....	83
<b>Tabla 17-4:</b>	Limite de tolerancia superior de las temperaturas del estator - U07.....	83
<b>Tabla 18-4:</b>	Limite de tolerancia inferior de las temperaturas del estator - U07.....	84
<b>Tabla 19-4:</b>	Resultados de las temperaturas del estator - U07 .....	85
<b>Tabla 20-4:</b>	Límite de tolerancia superior de las temperaturas de los cojinetes - U07 .....	86
<b>Tabla 21-4:</b>	Limite de tolerancia inferior de las temperaturas de los cojinetes - U07	87
<b>Tabla 22-4:</b>	Resultados de las temperaturas de los cojinetes - U07 .....	87
<b>Tabla 23-4:</b>	Limite de tolerancia superior de las temperaturas de los transformadores, rotor y cuba - U07 .....	88
<b>Tabla 24-4:</b>	Limite de tolerancia inferior de las temperaturas de los transformadores, rotor y cuba - U07 .....	88
<b>Tabla 25-4:</b>	Resultados de las temperaturas de los transformadores, rotor y cuba - U07 .....	89
<b>Tabla 26-4:</b>	Límite de tolerancia superior de las temperaturas del sistemas de agua de enfriamiento - U07 .....	90

<b>Tabla 27-4:</b> Límite de tolerancia inferior de las temperaturas del sistemas de agua de enfriamiento - U07 .....	90
<b>Tabla 28-4:</b> Resultados de las temperaturas del sistemas de agua de enfriamiento - U07 .....	91

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1-1:</b>	Pirámide de la automatización.....	2
<b>Figura 2-1:</b>	Sistemas para la Gestión.....	6
<b>Figura 3-1:</b>	Temperaturas de Unidad Fase AB. ....	7
<b>Figura 4-1:</b>	Temperaturas de Unidad Fase C. ....	7
<b>Figura 5-1:</b>	Alarmas del EMS XA/21 / Enero 22 al 26 del 2015 - UG 01 CHPM.....	10
<b>Figura 1-2:</b>	Proceso de generación eléctrica .....	15
<b>Figura 2-2:</b>	Centro de Generación de la Unidad de Negocio Hidropaute .....	18
<b>Figura 3-2:</b>	Estructura Jerárquica de Centros de Control en Ecuador.....	20
<b>Figura 4-2:</b>	Arquitectura del XA/21 de la Unidad de Negocio Hidropaute. ....	21
<b>Figura 5-2:</b>	Arquitectura general RTU D20. ....	26
<b>Figura 6-2:</b>	Arquitectura RTU D20 de las Unidades de Generación en Hidropaute. ....	27
<b>Figura 7-2:</b>	Arquitectura del sistema AC500 .....	29
<b>Figura 8-2:</b>	Arquitectura Registradores de Temperatura - UG en Hidropaute.....	29
<b>Figura 9-2:</b>	Registrador de Temperaturas de las UG de Fase AB y Fase C.....	30
<b>Figura 10-2:</b>	Desviaciones permisibles para la Clase A y B de sensores de platino..	32
<b>Figura 11-2:</b>	Despliegue XA/21 Acumulación bombeo y regulación - Fase AB y C. ....	33
<b>Figura 12-2:</b>	Despliegue XA/21 de Agua de Enfriamiento - Fase AB y C.....	33
<b>Figura 13-2:</b>	Despliegue XA/21 de la Excitación - Fase AB y C. ....	33
<b>Figura 14-2:</b>	Despliegue XA/21 de los Generadores - Fase AB y C.....	34
<b>Figura 15-2:</b>	Despliegue XA/21 del Transformador principal - Fase AB y C.....	34
<b>Figura 16-2:</b>	Alineación de la Subgerencia de Producción a Hidropaute .....	36
<b>Figura 17-2:</b>	Ámbitos y Políticas de la Subgerencia de Producción .....	37
<b>Figura 18-2:</b>	Índices de disponibilidad Periodo 2000 - 2014 de la Central Molino....	38
<b>Figura 19-2:</b>	Índices de confiabilidad Periodo 2000 -2014 de la Central Molino .....	39
<b>Figura 20-2:</b>	Estructura de la Subgerencia de Producción .....	39
<b>Figura 21-2:</b>	Estructura de las Jefaturas de Central.....	40
<b>Figura 22-2:</b>	Estructura de la Jefatura de Ingeniería .....	40
<b>Figura 23-2:</b>	Mantenimiento, visión general .....	44
<b>Figura 24-2:</b>	Tipos de tareas de mantenimiento .....	44
<b>Figura 25-2:</b>	Plan anual de mantenimiento preventivo Unidades Fase AB .....	45

<b>Figura 26-2:</b>	Plan anual de mantenimiento preventivo Unidades Fase C .....	46
<b>Figura 27-2:</b>	La ISA – 18.2. Ciclo de vida para la administración de alarmas .....	47
<b>Figura 28-2:</b>	Proceso de confirmación metrológica del equipo de medición.....	50
<b>Figura 29-2:</b>	Requisitos para el cumplimiento de la ISO 17025 y la ISO 10012.....	51
<b>Figura 30-2:</b>	Alarmas acumuladas de las UG de Fase AB. ....	54
<b>Figura 31-2:</b>	Alarmas acumuladas de las UG de Fase C.....	54
<b>Figura 32-2:</b>	Producción de energía de la Central Molino, periodo 2015.....	58
<b>Figura 1-3:</b>	Procesos involucrados para la conformidad de los datos. ....	60
<b>Figura 2-3:</b>	Cadena de medida de la magnitud de temperatura. ....	61
<b>Figura 3-3:</b>	Mantenimiento para la conformidad de los datos.....	62
<b>Figura 4-3:</b>	Adquisición de datos y análisis de acuerdo a la ISO 17359.....	62
<b>Figura 5-3:</b>	Procedimiento para Mantenimiento de Centrales de Generación .....	64
<b>Figura 6-3:</b>	Procedimiento para Gestión Metrológica.....	65
<b>Figura 7-3:</b>	Recursos de los procesos vinculados para la conformidad de los datos. .....	66
<b>Figura 8-3:</b>	Plantilla del Plan de control de magnitudes de temperatura .....	70
<b>Figura 1-4:</b>	Software de control metrológico .....	71
<b>Figura 2-4:</b>	Informe de calibración .....	71
<b>Figura 3-4:</b>	Histograma de distribución de datos del Hierro del Estator – U02.....	74
<b>Figura 4-4:</b>	Histograma de distribución de datos del Hierro del Estator – U07.....	75
<b>Figura 5-4:</b>	Limites de control de alarmas, muestra del estator Hierro 1 – U02....	92
<b>Figura 6-4:</b>	Limites de control de alarmas, muestra Aire Ent. Radiad. 1 – U02.....	92
<b>Figura 7-4:</b>	Limites de control de alarmas, muestra del transformador principal Dev. C principal – U02.....	93
<b>Figura 8-4:</b>	Limites de control de alarmas, muestra del estator Bobinados punto 1 – U07.....	93
<b>Figura 9-4:</b>	Limites de control de alarmas, muestra del estator Núcleo punto 3 – U07.....	94
<b>Figura 10-4:</b>	Limites de control de alarmas, muestra del transformador principal Aceite C principal – U07 .....	94
<b>Figura 11-4:</b>	Límites de control de alarmas de acuerdo a los intervalos de tolerancia estadísticos, muestra del estator Hierro – U02 .....	95

<b>Figura 12-4:</b>	Límites de control de alarmas de acuerdo a los intervalos de tolerancia estadísticos, muestra del estator Aire Ent. Radiad. 1 – U02.....	96
<b>Figura 13-4:</b>	Límites de control de alarmas de acuerdo a los intervalos de tolerancia estadísticos, muestra del transformador principal Dev. C principal – U02 .....	96
<b>Figura 14-4:</b>	Limites de control de alarmas de acuerdo a los intervalos de tolerancia estadísticos, muestra del estator Bobinados punto 1 – U07.....	97
<b>Figura 15-4:</b>	Limites de control de alarmas de acuerdo a los intervalos de tolerancia estadísticos, muestra del estator Núcleo punto 3 – U07 .....	97
<b>Figura 16-4:</b>	Límites de control de alarmas de acuerdo a los intervalos de tolerancia estadísticos, muestra del transformador principal Aceite C principal – U07.....	98

## LISTA DE ABREVIACIONES

<b>ARCONEL</b>	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
<b>XA/21</b>	Arquitectura extendida del siglo 21 (eXtended Architecture for the 21th century en inglés)
<b>CHPM</b>	Central Hidroeléctrica Paute Molino
<b>CCG</b>	Centros de Control de Generación
<b>AGC</b>	Control Automático de Generación (Automatic Generation Control en inglés)
<b>CELEC EP</b>	Corporación Eléctrica del Ecuador
<b>IED</b>	Equipo Electrónico Inteligente (Intelligent Electronics Device en inglés).
<b>ANSI</b>	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (American National Standards Institute en inglés).
<b>CBM</b>	Mantenimiento basado en condición (Condition-based maintenance en inglés).
<b>MEM</b>	Mercado Eléctrico Mayorista
<b>CENACE</b>	Operador Nacional de Electricidad
<b>ISO</b>	Organización Internacional de Normalización
<b>PGH</b>	Planta de generación hidroeléctrica
<b>PDP</b>	Presa Daniel Palacios
<b>ICCP</b>	Protocolo de intercambio de información computador (Interchange Control Center Protocol en inglés).
<b>IQNet</b>	Red de trabajo de certificación internacional (The International certification network en inglés).
<b>AVR</b>	Regulador Automático de Voltaje (Automatic Voltage Regulator en inglés).
<b>EMS</b>	Sistema de Administración de Energía (Energy Management System en inglés).
<b>SARDOM</b>	Sistema de Análisis y Registro de Operación y Mantenimiento
<b>SGI</b>	Sistema de Gestión Integral
<b>SNI</b>	Sistema Nacional Interconectado
<b>ISA</b>	Sociedad de Instrumentistas de América (Instruments Society of America en inglés).

<b>SCADA</b>	Supervisión, Control y Adquisición de Datos (Supervisory Control And Data Acquisition en inglés).
<b>TIC</b>	Tecnologías de la información y la comunicación
<b>RTD</b>	Detector de temperatura resistivo (resistance temperature detector en inglés).
<b>UG</b>	Unidad de generación
<b>UNH</b>	Unidad de Negocio Hidropaute
<b>UTR</b>	Unidad Terminal Remota.

## RESUMEN

La presente investigación tuvo como objetivo diseñar una metodología para el análisis de las magnitudes operacionales de temperatura del sistema de gestión de energía XA/21 en dos unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Paute Molino, enfocados al monitoreo de condición como herramienta de vigilancia y protección para gestión de alarmas, gestión operativa y de mantenimiento. La información analizada fue tomada del software “Sistema de análisis y registro de operación y mantenimiento”, la cual es una herramienta de gestión operativa y administrativa de las Centrales de la Unidad de Negocio Hidropaute, para la interpretación estadística de los datos y la determinación de intervalos de tolerancia estadísticos se tomó como referencia la norma ISO 16269-6; la interpretación está enfocada a la adquisición de datos y análisis de acuerdo a la norma ISO 17359 de monitoreo de condición y diagnóstico de máquinas. Los resultados obtenidos son actividades de mantenimiento preventivo para los procesos de operación y mantenimiento que garantizan la conformidad de las mediciones y límites de control de alarmas apegados al contexto operacional. En conclusión se ha verificado que los límites de control de alarmas actuales no están acordes al contexto operacional actual, por lo que se recomienda la aplicación de la metodología propuesta para una adecuada gestión de alarmas, operativa y de mantenimiento.

**Palabras claves:** <SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA [XA/21]>, <MONITOREO DE CONDICIÓN>, <GESTIÓN DE ALARMAS>, <GESTIÓN OPERATIVA>, <GESTIÓN DE MANTENIMIENTO>, <CENTRAL HIDROELÉCTRICA PAUTE MOLINO>, <SISTEMA DE ANÁLISIS Y REGISTRO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO [SARDOM]>.

## **ABSTRACT**

The objective of this research study was to design a methodology for the analysis of operational temperature levels for the power management system XA/21 in the two generation units of the Hydroelectric Power Station Paute Molino, focused on condition monitoring as a tool for the monitoring and protection for alarm management, operational management and maintenance. The information analyzed was taken from the software 'System analysis and operation and maintenance recording' which is a tool for the operational and administrative management of the Power Stations of the company Hidropaute. The norm ISO 16269-6 was used as a reference for the statistical interpretation of data and the determination of statistical tolerance intervals; the interpretation is focused on data acquisition and analysis in accordance with norm ISO 17359 for condition monitoring and machine diagnostics. The results are preventive maintenance activities for operation and maintenance processes that ensure compliance with measurement and control limits for alarms in the operational context. In conclusion it has been verified that the limits of current alarms are not commensurate with the current operational context, as a result the application, of the proposed methodology is recommended to ensure proper alarm management, operation and maintenance.

**Keywords:** <ENERGY MANAGEMENT SYSTEM [XA/21]>, <CONDITION MONITORING>, <ALARM MANAGEMENT>, <OPERATIONAL MANAGEMENT>, <MAINTENANCE MANAGEMENT >, <HYDROELECTRIC PAUTE MOLINO>, <SYSTEM ANALYSIS AND OPERATION AND MAINTENANCE RECORDING [SARDOM]>.

# CAPITULO I

## 1. INTRODUCCIÓN

El correcto funcionamiento de los sistemas y equipos de una planta de generación hidroeléctrica (PGH), requiere que sus componentes operen dentro de especificaciones de los límites operacionales. La adhesión a tales límites operacionales maximiza la vida del equipo, minimiza los costes de mantenimiento debido a los daños, y mejora la confiabilidad en general. Los límites operacionales se definen como el rango dentro del cual la PGH y los componentes individuales pueden operar de forma segura y confiable; los límites se basan generalmente de información de diseño de ingeniería, límites originales procedentes de los documentos de diseño de plantas, manuales técnicos y experiencia operativa.

Conforme avanza el ciclo de vida de los activos los límites operativos son evaluados con la utilización de herramientas estadísticas para la validación de las mediciones en los procesos productivos. En la norma ISO/TR 10017, Orientación sobre las técnicas estadísticas para la Norma ISO 9001:2008 indica:

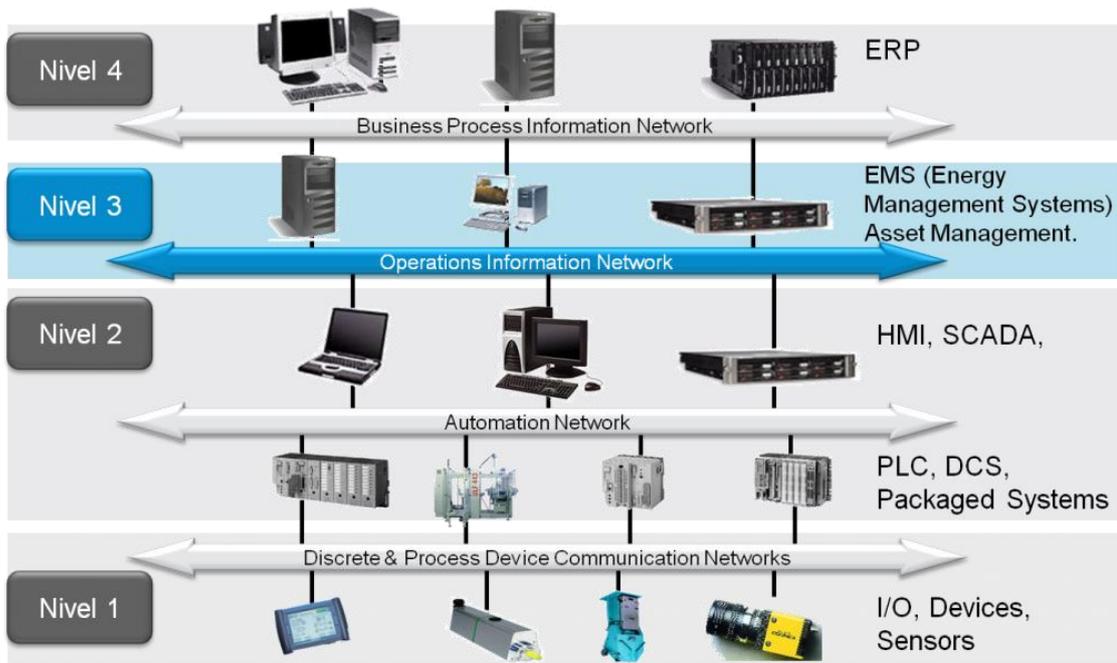
De esta manera, las técnicas estadísticas permiten hacer un mejor uso de los datos disponibles para la toma de decisiones, en la mejora continua de la calidad de los productos y de los procesos para lograr la satisfacción del cliente. Estas técnicas son aplicables en un amplio espectro de actividades, tales como la investigación de mercado, el diseño, el desarrollo, la producción, la verificación, la instalación y el servicio (ISO/TR 10017).

La medición para el control de los límites operativos en la Planta de Generación se realiza con la instrumentación de campo, específicamente mediante los sensores “elemento de un sistema de medida directamente afectado por la acción del fenómeno, cuerpo o sustancia portador de la magnitud a medir” (ISO/IEC 99). En el vocabulario internacional metroológico se define medición como:

Proceso que consiste en obtener experimentalmente uno o varios valores que puedan atribuirse razonablemente a una magnitud.

NOTA 3 Una medición supone una descripción de la magnitud compatible con el uso previsto de un resultado de medida, un procedimiento de medida y un sistema de medida calibrado conforme a un procedimiento de medida especificado, incluyendo las condiciones de medida. (ISO/IEC 99)

Las mediciones de campo que de acuerdo a la pirámide de la automatización mostrada en la Figura 1-1 se encuentran en el nivel 1 y deben tener correspondencia en los niveles superiores como cadena de medida “serie de elementos de un sistema de medida que constituye la trayectoria de la señal, desde el sensor hasta el elemento de salida” (ISO/IEC 99) , nuestro elemento de salida se encuentra en el nivel 3 y es el Sistema de Gestión de Energía (EMS) eXtended Architecture for the 21th century (XA/21).



**Figura 1-1:** Pirámide de la automatización

Fuente: <http://blogs.salleurl.edu/networking-and-internet-technologies/scada-para-smart-cities/>

Para garantizar la conformidad de las mediciones de un equipo de seguimiento y medición es necesaria su confirmación metrológica la cual se define como:

Conjunto de operaciones requeridas para asegurarse de que el equipo de medición es conforme a los requisitos correspondientes a su uso previsto

NOTA 1 La confirmación metrológica generalmente incluye la calibración y verificación, cualquier ajuste o reparación necesario, y la subsiguiente recalibración, la comparación

con los requisitos metrológicos del uso previsto del equipo, así como cualquier sellado y etiquetado requerido. (ISO 10012)

La función requerida del Sistema de Gestión de Energía (EMS) eXtended Architecture for the 21th century (XA/21) en sus subsistemas de adquisición de datos y control, alarmas y eventos e historial de su base de datos es la de disponer información validada para las consecuentes tomas de decisiones enfocados al Monitoreo de basado en Condición como herramienta de vigilancia y protección para gestión operativa y de mantenimiento. En la terminología del mantenimiento de la norma UNE-EN 13306 se establece que la función requerida es: “Función o combinación de funciones de un elemento que se consideran necesarias para proporcionar un servicio dado” (UNE-EN 13306).

La norma UNE-EN 13306 de terminología del mantenimiento define como mantenimiento basado por la condición como “Mantenimiento preventivo basado en la monitorización del funcionamiento y/o de los parámetros del elemento, y las acciones subsiguientes” (UNE-EN 13306).

Luis Amendola indica del mantenimiento predictivo y monitoreo según condición que: Por monitoreo (monitoring), se entendió en sus inicios, como la medición de una variable física que se considera representativa de la condición de la máquina y su comparación con valores que indican si la máquina está en buen estado o deteriorada. Con la actual automatización de estas técnicas, se ha extendido la aceptación de la palabra monitoreo también a la adquisición, pre procesamiento y almacenamiento de datos. (AMENDOLA, 2003, pág. 123)

Amendola indica acerca de las técnicas de mantenimiento predictivo industrial basadas en sistemas expertos que:

En el campo del mantenimiento predictivo los sistemas expertos se utilizan fundamentalmente como herramientas de diagnóstico. Se trata de que el programa pueda determinar en cada momento el estado de funcionamiento de sistemas complejos, anticipándose a los posibles incidentes que pudieran acontecer. (AMENDOLA, 2003, pág. 133)

La estrategia planteada en la metodología de esta investigación, evalúa a nivel de los procesos involucrados en la cadena de las mediciones, planteando un grupo de tareas

multidisciplinarias y transversales, encargados de transformar un conjunto de entradas en resultados para cumplir con los objetivos de la investigación.

## **1.1. Problema de Investigación**

### ***1.1.1. Planteamiento del problema***

La Central Hidroeléctrica Paute Molino (CHPM) se encuentra ubicada entre las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago en la zona centro sur del Ecuador. Actualmente es la central generadora más grande del país con una capacidad instalada de 1100 MW, desarrollada en dos fases, de las cuales la fase AB se hallan en operación desde 1983, y la fase C entró a operar en 1991. Las fases AB que comprenden las unidades 1 a la 5 con una capacidad total de 525 MW y la fase C que comprenden las unidades 6 a la 10 con 575 MW adicionales, aguas arriba se encuentra la Presa Daniel Palacios (PDP) de tipo arco gravedad que permite embalsar 120 millones de metros cúbicos de agua.

Siendo la central más importante del país por su capacidad de generación y las funciones sistémicas que debe asumir la instrumentación de campo y los sistemas de control de las mediciones son componentes críticos en una PGH.

Entre los principales sistemas que conforman una unidad de generación (UG) se tiene:

- Acumulación bombeo y regulación
- Agua de enfriamiento
- Auxiliares eléctricos
- Excitación y regulación de voltaje
- Frenos y gatos
- Generador
- Inyección de aceite alta presión
- Mando, medición y protección
- Regulación de velocidad
- Turbina hidráulica
- Transformador principal
- Válvula de guarda (esférica)

- Ventilación B y C

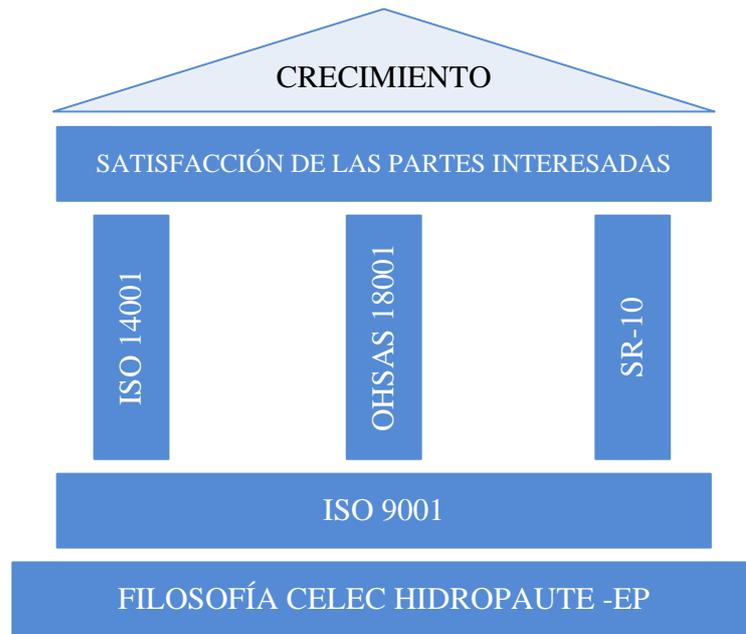
En los sistemas de la UG se dispone de instrumentación llamada de campo con la cual se monitorea las condiciones operativas de cada sistema, entre las magnitudes que se monitorea se dispone magnitudes de tensión, resistencia, intensidad de corrientes, potencia, corriente alterna, corriente directa, dimensiones, presión, flujo y temperatura.

En la CHPM se implementó como parte de su proceso de modernización el Sistema de Gestión de Energía (EMS) eXtended Architecture for the 21th century (XA/21) adquirido a General Electric e implementado en el año 2005, el cual es utilizado para Centros de Control de Generación (CCG) como solución para la optimización de la operación de activos de generación, la cual dispone de una infraestructura de tecnología de información fiable, adaptable, segura y de alto desempeño.

El EMS XA/21 está constituido por subsistemas tales como el de adquisición de datos y control, alarmas y eventos e historial de su base de datos. Con información facilitada se verificó que en el subsistema de adquisición de datos se dispone de mil seiscientos veinte (1620) (MADERO, 2015; Verificación de señales y actualización de planos UTR y XA-21, 2015) puntos analógicos que son las magnitudes operacionales de la PGH y PDP.

En la CHPM se trabaja a nivel de procesos para la implementación del Sistema de Gestión Integral (SGI) conformado por la Calidad, Seguridad y salud en el trabajo, Medio Ambiente y Responsabilidad Social, como se puede apreciar en la Figura -1. Uno de los objetivos del SGI es el de cumplir con los requisitos legales y contractuales, requisitos tales como el 6.3 Infraestructura de la norma ISO 9001:2008 la cual establece que “La organización debe determinar, proporcionar y mantener la infraestructura necesaria para lograr la conformidad con los requisitos del producto; en su literal (b) equipo para los procesos (tanto hardware como software)”;

y el requisito 7.6 Control de los equipos de seguimiento y de medición de la norma ISO 9001:2008 la cual establece que “La organización debe determinar el seguimiento y la medición a realizar y los equipos de seguimiento y medición necesarios para proporcionar la evidencia de la conformidad del producto con los requisitos determinados”.



**Figura 2-1:** Sistemas para la Gestión

**Fuente:** Capacitación Evaluadores Internos de la Gestión Integral, Consorcio Consultor.

En las autoevaluaciones del Sistema de Gestión Integral que se realizan de forma anual en función de un plan establecido, el 21 de noviembre del año 2012 se levantó una no conformidad al requisito 7.6 Control de equipos de seguimiento y medición de la ISO 9001:2008 con el siguiente hallazgo: “Los ajustes o calibraciones de los instrumentos cuyas mediciones van al XA/21 no se validan, esto con la finalidad de que se refleje en los dos medios de visualización de medición el mismo valor”. (ROMERO, 2012)

En la CHPM se viene realizando la confirmación metrológica y cumplimiento del requisito 7.6 Control de equipos de seguimiento y medición de la ISO 9001:2008 a nivel de las instalaciones de planta de los dispositivos de seguimiento y de medición de las magnitudes operacionales desde el año 2003. Desde la implementación del EMS XA/21 no se dispone de información de la confirmación metrológica de los puntos analógicos que son las magnitudes operativas de la planta.

El contexto operacional de las UG de la CHPM es similar tanto en las UG de Fase AB por realizar control automático de potencia (AGC) y las de Fase C que trabajan en modo base. En la Figura -1 y Figura -1 se presenta los despliegues de Temperaturas de Unidad de los sistemas del Generador, Transformador principal y Agua de enfriamiento. En el

despliegue de temperaturas para las unidades de Fase AB se dispone de 52 mediciones en total, en tanto para las unidades de Fase C se dispone de 58 mediciones en total.

TEMPERATURAS DE UNIDAD											
ESTATOR			COJINETES		TRANSFORMADORES, ROTOR Y CUBA			SAE			
Hierro punto 1 57.30	Hierro punto 2 60.80	Hierro punto 3 56.90	Metal empuje 1 0.00	Metal empuje 2 72.90	Dev. A principal 0.00	Dev. B principal 0.00	Dev. C principal 0.00	Entrada general 14.60			
Hierro punto 4 61.50	Hierro punto 5 57.20	Hierro punto 6 61.40	Metal guia sup. 0.00	Metal guia inf. 0.00	Aceite principal 0.00	Aire serv. aux. 31.90	Devanado serv. aux. 79.99	Salida radiadores 18.20			
Aire Ent. Radiad. 1 42.20	Aire Sal. Radiad. 1 23.00	Aire Ent. Radiad. 2 42.80	Metal guia turb. 45.00	Aceite guia turb. 33.90	Agua Sal. interc. 1 21.50	Agua Sal. interc. 2 20.70	Aceit Ent. interc. 1 39.00	Salida coj. comb. 19.40			
Aire Sal. Radiad. 2 26.60	Aire Ent. Radiad. 3 40.80	Aire Sal. Radiad. 3 24.90	Metal empuje barril 9.90	Metal guia sup. barril 9.10	Aceit Ent. interc. 2 38.20	Aceit Sal. interc. 1 35.10	Aceit Sal. interc. 2 34.60	Salida coj. guia inferior 26.80			
Aire Ent. Radiad. 4 41.30	Aire Sal. Radiad. 4 24.70	Aire Ent. Radiad. 5 41.70	Metal guia inf. barril 0.00	Aceite combinado barril 78.60	Aire excitacion fase A 37.40	Aire excitacion fase B 36.50	Aire excitacion fase C 35.50	Salida coj. guia turbina 19.00			
Aire Sal. Radiad. 5 23.60	Aire Ent. Radiad. 6 44.60	Aire Sal. Radiad. 6 27.30	Aceite guia inf. barril 72.60		Rotor 69.16	Aceite cuba regulador 38.60		Salida regulador 17.20			

Figura 3-1: Temperaturas de Unidad Fase AB.

Fuente: Despliegue 10.117. U01 Temperatura – level 1 – SCADA. EMS Unidad de Negocio Hidropaute.

TEMPERATURAS DE UNIDAD											
ESTATOR				COJINETES		TRANSFORMADORES, ROTOR Y CUBA			SAE		
Bobinados punto 1 67.90	Bobinados punto 2 71.20	Bobinados punto 3 70.10	Bobinados punto 4 66.50	Metal combinado guia 1 35.80	Metal combinado guia 2 0.40	Aceite A principal 40.60	Aceite B principal 44.50	Aceite C principal 44.00	Entrada general 14.50		
Bobinados punto 5 72.20	Bobinados punto 6 72.30	Bobinados punto 7 66.80	Bobinados punto 8 72.70	Metal combinado empuje 1 57.80	Metal combinado empuje 2 58.10	Devanado principal 42.40	Aire serv. aux. 32.90		Salida radiadores 18.10		
Bobinados punto 9 71.40	Nucleo punto 1 57.10	Nucleo punto 2 50.80	Nucleo punto 3 57.30	Metal combinado empuje 3 58.40	Aceite combinado 32.20	Agua Sal. interc. 1 23.60	Agua Sal. interc. 2 23.60	Aceit Ent. interc. 1 37.20	Salida coj. comb. 19.70		
Aire Ent. Radiad. 1 13.30	Aire Sal. Radiad. 1 36.60	Aire Ent. Radiad. 2 15.20	Aire Sal. Radiad. 2 38.10	Metal 1 guia generador 38.80	Metal 2 guia generador 46.30	Aceit Ent. interc. 2 38.20	Aceit Sal. interc. 1 34.80	Aceit Sal. interc. 2 33.90	Salida coj. guia inferior 20.90		
Aire Ent. Radiad. 3 10.20	Aire Sal. Radiad. 3 33.80	Aire Ent. Radiad. 4 10.30	Aire Sal. Radiad. 4 35.80	Aceite guia generador 39.00	Metal 1 guia turbina 56.00	Aire excitacion fase A 29.40	Aire excitacion fase B 29.20	Aire excitacion fase C 32.00	Salida coj. guia turbina 20.10		
Aire Ent. Radiad. 5 10.80	Aire Sal. Radiad. 5 36.60	Aire Ent. Radiad. 6 10.50	Aire Sal. Radiad. 6 42.70	Metal 2 guia turbina 56.10	Aceite guia turbina 39.20	Rotor 66.70	Aceite cuba regulador 44.10		Salida regulador 16.90		

Figura 4-1: Temperaturas de Unidad Fase C.

Fuente: Despliegue 11.117. U06 Temperatura – level 1 – SCADA. EMS Unidad de Negocio Hidropaute.

En la Tabla 1-1 y Tabla -1 se dispone una muestra de las mediciones de las temperaturas del estator del Generador de las unidades de Fase AB y Fase C respectivamente, con la información de las mediciones en los diferentes puntos se puede evidenciar desviaciones en la magnitud de temperatura de cada uno de los puntos de medición aun cuando el contexto operacional de las UG tales como potencias activa y reactiva, voltajes y corrientes del estator y rotor son similares con lo cual se presenta la interrogante ¿Estas magnitudes de los parámetros operacionales de las unidades son valores confiables?, de aquí nace la problemática del proyecto de investigación.

**Tabla 1-1:** Valores de Temperatura del Estator - XA/21 Unidades de Fase AB.

<b>Puntos de medición</b>	<b>U01</b>	<b>U02</b>	<b>U03</b>	<b>U04</b>	<b>U05</b>
Hierro punto 1	57.30	23.20	8.20	44.20	11.30
Hierro punto 2	60.80	0.00	57.30	64.00	61.00
Hierro punto 3	56.90	45.90	12.50	45.20	52.30
Hierro punto 4	61.50	61.50	53.20	64.00	63.20
Hierro punto 5	57.20	36.70	10.10	43.30	34.10
Hierro punto 6	61.40	60.30	62.00	62.90	61.10
Aire Ent. Radiad. 1	42.20	41.50	43.30	45.10	45.10
Aire Sal. Radiad. 1	23.00	23.40	22.10	27.40	23.80
Aire Ent. Radiad. 2	42.80	41.30	42.50	46.00	43.60
Aire Sal. Radiad. 2	26.60	23.20	23.20	27.60	24.70
Aire Ent. Radiad. 3	40.80	39.90	41.30	44.60	41.90
Aire Sal. Radiad. 3	24.90	23.10	24.00	28.30	27.10
Aire Ent. Radiad. 4	41.30	40.20	41.40	44.80	42.20
Aire Sal. Radiad. 4	24.70	22.90	3.70	28.80	26.80
Aire Ent. Radiad. 5	41.70	39.40	41.90	45.00	43.60
Aire Sal. Radiad. 5	23.60	23.00	21.90	28.60	27.80
Aire Ent. Radiad. 6	44.60	42.70	43.20	46.70	43.60
Aire Sal. Radiad. 6	27.30	25.00	24.10	30.90	31.80

**Fuente:** Despliegues 10.117 U01, 10.217 U02, 10.317 U03, 10.417 U04, 10.517 U05 Temperatura – level 1 – SCADA, 22 de octubre 2014

**Tabla 2-1:** Valores de Temperatura del Estator - XA/21 Unidades de Fase C.

<b>Puntos de medición</b>	<b>U06</b>	<b>U07</b>	<b>U08</b>	<b>U09</b>	<b>U10</b>
Bobinados punto 1	67.90	67.20	76.70	75.20	0.00
Bobinados punto 2	71.20	73.50	74.10	74.50	70.40
Bobinados punto 3	70.10	74.20	71.70	75.90	64.90
Bobinados punto 4	66.50	76.00	72.40	70.90	64.90
Bobinados punto 5	72.20	71.30	75.10	72.90	68.40

<b>Puntos de medición</b>	<b>U06</b>	<b>U07</b>	<b>U08</b>	<b>U09</b>	<b>U10</b>
Bobinados punto 6	72.30	73.30	72.70	74.40	66.80
Bobinados punto 7	66.80	67.60	72.80	69.60	66.10
Bobinados punto 8	72.70	74.30	75.90	71.80	68.70
Bobinados punto 9	71.40	68.40	54.70	75.30	66.90
Núcleo punto 1	57.10	57.10	60.60	57.60	53.10
Núcleo punto 2	50.80	51.80	59.20	53.40	52.50
Núcleo punto 3	57.30	55.00	59.10	58.90	56.80
Aire Ent. Radiad. 1	13.30	22.40	24.20	20.60	22.40
Aire Sal. Radiad. 1	36.60	45.60	49.80	47.40	45.50
Aire Ent. Radiad. 2	15.20	21.70	24.00	22.60	22.20
Aire Sal. Radiad. 2	38.10	46.30	50.10	47.50	46.50
Aire Ent. Radiad. 3	10.20	23.80	23.90	19.50	22.00
Aire Sal. Radiad. 3	33.80	45.60	49.80	45.30	44.40
Aire Ent. Radiad. 4	10.30	23.30	24.20	20.20	21.80
Aire Sal. Radiad. 4	35.80	46.00	49.80	45.30	46.10
Aire Ent. Radiad. 5	10.80	22.80	23.50	21.00	22.60
Aire Sal. Radiad. 5	36.60	45.40	49.20	47.30	45.60
Aire Ent. Radiad. 6	10.50	23.60	24.70	22.80	22.50
Aire Sal. Radiad. 6	42.70	47.50	67.60	48.50	54.60

**Fuente:** Despliegues 11.117 U06, 11.217 U07, 11.317 U08, 11.417 U09, 11.517 U10 Temperatura – level 1 – SCADA, 22 de octubre 2014

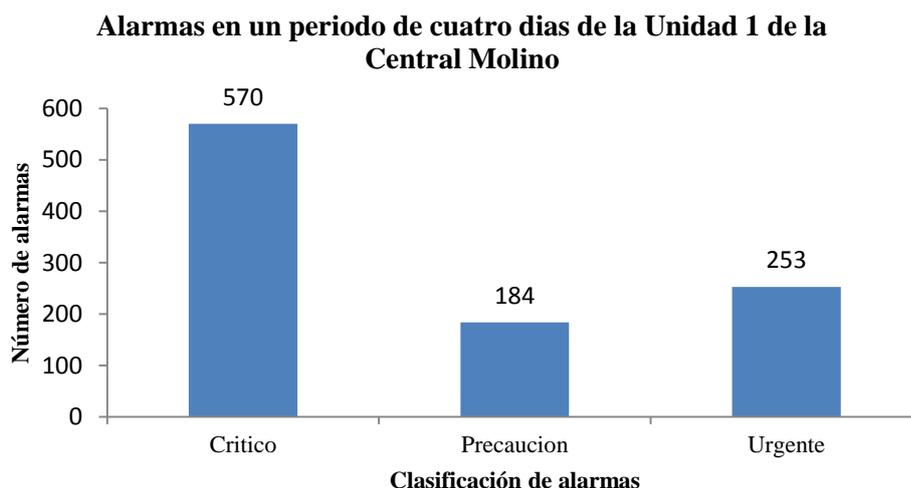
Como se indicó anteriormente el EMS XA/21 dispone de una infraestructura de tecnología de información fiable, adaptable, segura y de alto desempeño. La información de las mediciones de planta o campo, las cuales se concentran en el subsistema de adquisición de datos y control, no se ha realizado la conformidad al requisito 7.6 Control de equipos de seguimiento y medición de la ISO 9001:2008, para evaluar y validar la información, la cual guarda relación directa con los subsistemas de alarmas y eventos e historial de su base de datos, con lo cual no se dispone de información validada para toma de decisiones a nivel de los procesos operativo y de mantenimiento.

Es así que a nivel del proceso de Operación los puntos analógicos que se disponen en el EMS XA/21 son considerados datos no confiables, debido a esto personal de operación que labora las 24 horas del día toman las mediciones de la instrumentación de campo y las registra en formatos que se disponen para cada uno de los sistemas; mediciones consideradas confiables que son tomados del EMS XA/21 representa un porcentaje bajo del total de las mediciones que se disponen. A nivel del proceso de Mantenimiento para la evaluación de fallos funcionales o potenciales en los sistemas de la UG, la información

que se dispone en el EMS XA/21 en los subsistemas de adquisición y control e historial datos del EMS XA/21 no proporciona información confiable para la solución de los mismos.

Se evidenció que el subsistema del EMS XA/21 de alarmas y eventos, el número de alarmas por eventos supera el número establecido por estándares como la ANSI / ISA 18.00.02 para la Gestión de los Sistemas de alarmas para los procesos Industriales, en la cual se establece en valores de aceptable y manejable entre 150 y 300 alarmas por día. En un periodo de cuatro días se registró en el EMS XA/21 alarmas clasificadas como críticas, de precaución y urgentes en un total de 9730 alarmas. (MADERO, 2015)

En la Figura -1 se presenta las alarmas de un periodo de 4 días de la Unidad 1 de la CHPM, las cuales en función de su clasificación las críticas representan la mayoría con el 56,60 %.



**Figura 5-1:** Alarmas del EMS XA/21 / Enero 22 al 26 del 2015 - UG 01 CHPM.

**Fuente:** Información suministrada por el Ingeniero Christian Madero, historial del 22 al 26 de enero de 2015 obtenido del EMS XA/21.

### ***1.1.2. Formulación del problema***

¿Las magnitudes operacionales del sistema de gestión de energía XA/21 están enfocados al Monitoreo de la Condición para los sistemas de la Central Hidroeléctrica Paute Molino?

### ***1.1.3. Sistematización del problema***

¿En el software de Gestión de Energía XA/21 se está cumpliendo con los objetivos básicos del monitoreo de condición tales como vigilancia, protección, diagnóstico de falla y predicción?

¿Qué magnitudes operacionales se disponen actualmente en el sistema de gestión de energía?

¿Qué magnitudes operacionales son las requeridas para que la toma de decisiones sea integral para gestión operativa y de mantenimiento?

¿Qué recursos se necesitan para implementar la metodología propuesta?

### ***1.1.4. Objetivos de la investigación***

#### ***1.1.4.1. Objetivo general***

Diseñar una metodología para el análisis de las magnitudes operacionales de temperatura en dos Unidades de Generación una de Fase AB y Fase C del Sistema de Gestión de Energía XA/21 enfocados al Monitoreo de Condición como herramienta de vigilancia y protección para gestión operativa y de mantenimiento.

#### ***1.1.4.2. Objetivos específicos***

- Establecer planes de control de las magnitudes operacionales que llegan al XA/21.
- Determinar las magnitudes operacionales para seguimiento y control para gestión operativa y de mantenimiento.
- Disponer de información validada para la toma de decisiones basada en los datos.

### ***1.1.5. Justificación de la investigación***

Uno de los objetivos estratégicos a nivel corporativo es la de “incrementar la disponibilidad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional bajo estándares de calidad, eficiencia, eficacia y responsabilidad social” (<https://www.celec.gob.ec/hidropaute>). Con el diseño

de la metodología para el análisis de las magnitudes operacionales del Sistema de Gestión de Energía XA/21 enfocados al Monitoreo de Condición como herramienta de vigilancia y protección para gestión operativa y de mantenimiento se validarán los datos con las cuales se detectará un cambio en la salud del sistema a través de la medición y el análisis de las variables que están directamente influenciadas por la evolución del daño de un determinado sistema de las UG de la CHPM, con lo que se garantiza tomar las acciones necesarias para el cumplimiento del objetivo estratégico.

En el informe quinquenal de la planificación 2015-2020 emitido por la Subgerencia de Producción de la Unidad de Negocio Hidropaute (UNH) en la que se conjuga los lineamientos generales que responden a los objetivos estratégicos de CELEC EP Hidropaute y a buenas prácticas obtenidas de los años de experiencia en diversos ámbitos de la gestión de la producción han clasificado para el ámbito de Ingeniería, políticas a las cuales se alinean el proyecto de investigación propuesto. Estas políticas son:

- Contar con un PLAN DE CONTROL METROLÓGICO de las variables de proceso, estandarizado en las Centrales de Generación (incluyendo las variables a ser calibradas en los sistemas SCADA).
- Contar con un PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO, que considere el monitoreo de condición (con sus registros puntuales y de tendencia) del equipamiento electromecánico e infraestructura civil de las Centrales de Generación que lo requieran.
- Desarrollar una cultura de investigación y análisis de los datos, eventos, recursos y mejores prácticas.
- Determinar en los casos que existan desviaciones de las variables de proceso de las condiciones normales, un Plan de Acción que incluya un análisis de riesgos de las acciones a implementar. (UNH, 2014)

En general los sistemas que conforman la UG son críticas, pero el tiempo para solventar un fallo en un sistema es variable por la complejidad y por el tipo de fallo, con esta metodología de investigación se podrán tomar las acciones necesarias para mitigar los tiempos de indisponibilidad con la disposición de información para acciones de diagnóstico y/o pronóstico.

En la Tabla -1 se detalla los costos de facturación anual del año 2014 de la CHPM:

**Tabla 3-1:** Facturación Anual 2014 de la Central Hidroeléctrica Paute Molino.

<b>FACTURACIÓN ANUAL</b>				
	CARGO FIJO	CARGO VARIABLE	REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA	TOTAL
CHPM	\$ 41.800.256,64	\$ 10.686.289,78	\$ 106.269,04	\$ 52.592.815,46

**Fuente:** Informe anual 2014, facturación anual 2014 de la Central Paute Molino.

Los cargos o costos fijos, son los costos necesarios para la instalación y operación de un determinado equipo, independiente de la actividad de producción; mientras que los cargos o costos variables, son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos y que cambian en función de la magnitud de la producción (ARCONEL, REGULACIÓN No. CONELEC 013/08.) .

La regulación primaria es la respuesta a las desviaciones de frecuencia del sistema en el cual no interviene el lazo de control del Control Automático de Generación, sino sólo el regulador de velocidad de la máquina, que actúa continuamente corrigiendo las desviaciones dentro de límites preestablecidos en la generación. (ARCONEL, REGULACION No. CONELEC – 007/00, 2000)

El costo promedio del año 2014 por la indisponibilidad de una UG para la CHPM de un día de generación es de \$14,408.99 (AVILA, 2015).

Como objetivo a largo plazo es que la metodología de análisis sea aplicada en todas las magnitudes operacionales de los sistemas de las UG de la CHPM y PDP. Con la implementación desde el año 2005 del XA/21 es necesario cumplir con el requisito de la ISO 9001:2008 numeral 7.6 “Control de equipos de seguimiento y medición” para el cumplimiento de requisitos específicos para los procesos tales como Operación, Mantenimiento y Tecnologías de la información y Comunicación.

Es necesario establecer una metodología para que las mediciones de las magnitudes operativas de campo sean evaluadas y validadas en el EMS XA/21 con beneficios a los procesos tales como:

Operación:

- Para la recepción y análisis de información.
- Para disponer información de los datos de monitoreo.
- Para reporte de equipo defectuoso.

Mantenimiento e Ingeniería de Centrales de Generación:

- Para planear el mantenimiento.
- Para gestionar las intervenciones.
- Para Diagnosticar.
- Para Evaluar y mejorar.
- Para mantenimiento preventivo y correctivo.

Metrología

- Para la planificación del Control de los Equipos de Seguimiento y Medición
- Para la ejecución de la confirmación metrológica de Equipos de Seguimiento y Medición
- Para reporte de equipo defectuoso.

Mantenimiento de Tecnologías de la Información:

- Para el Mantenimiento preventivo y correctivo (SCADA y Equipos Tecnológicos y de Comunicación).

#### ***1.1.6. Hipótesis***

La metodología propuesta permitirá analizar las magnitudes operacionales del Sistema de Gestión de Energía XA/21 como herramienta para gestión operativa y de mantenimiento.

Al evaluar y validar las magnitudes operacionales nos servirán para la tomas de decisiones a nivel operativo y de mantenimiento.

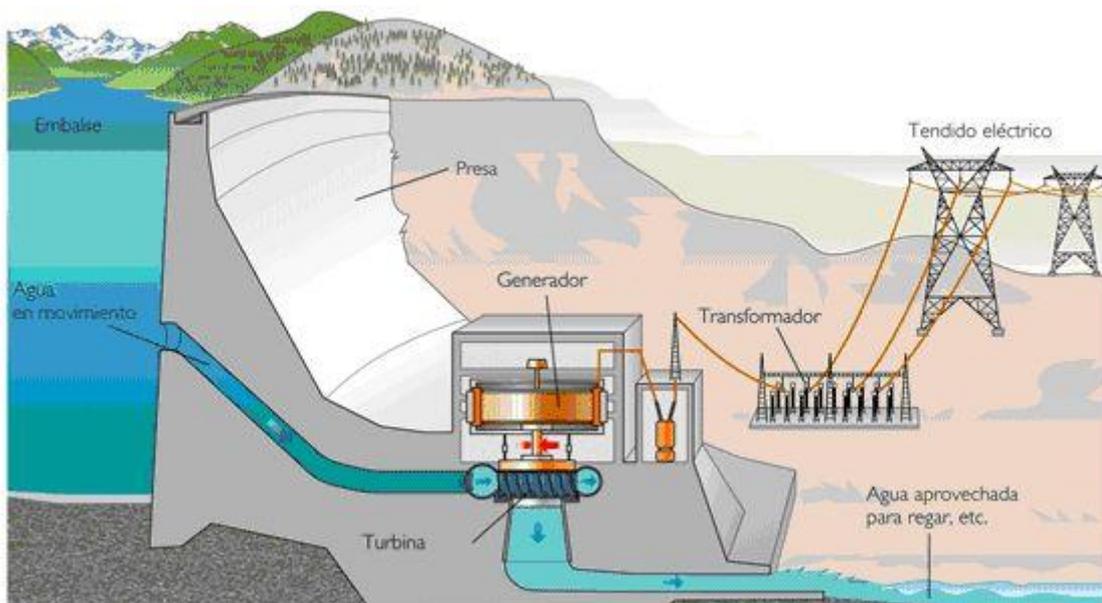
## CAPITULO II

### 2. MARCO REFERENCIAL

En el presente capítulo se definen los fundamentos teóricos y metodológicos del objeto de investigación.

#### 2.1. Sistema de generación de energía eléctrica

El proceso de generación de energía eléctrica se muestra en la Figura -2, comienza con la entrada del recurso hídrico a través del sistema de represamiento la central de generación.



**Figura 1-2:** Proceso de generación eléctrica

Fuente: [http://www.ecured.cu/Generación\\_de\\_Energía\\_Elétrica](http://www.ecured.cu/Generación_de_Energía_Elétrica)

La energía dada por el represamiento del agua se convierte en energía cinética a través de la conducción (túnel de carga y tubería de presión), luego a través de los inyectores de la turbina el agua impacta en el rodete generando movimiento transformándose en energía mecánica, la cual a través del eje de la turbina acoplado con el eje del rotor es transmitida al generador en donde se transforma en energía eléctrica, misma que luego de pasar por

un transformador elevador hacia cables de alta tensión se transmite hasta las subestaciones asociadas y finaliza el proceso con la entrega de dicha energía al Sistema Nacional Interconectado (SNI).

## **2.2. Breve historia de Hidropaute**

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) fue fundado en 1961, durante 25 años impulsó importantes proyectos hidroeléctricos, sobresaliendo la Central Paute-Molino, siendo la central de generación más importante que posee el Ecuador hasta la actualidad.

El 31 de marzo de 1999 terminó la vida jurídica del INECEL y el 01 de abril del mismo año se crea la empresa Hidropaute S.A., la cual el 13 de enero del 2009 pasó a formar parte de CELEC S.A.

Posteriormente en cumplimiento a lo establecido en la Segunda Disposición Transitoria de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, mediante Decreto Ejecutivo No 220 de fecha 14 de enero de 2010, se crea la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, siendo actualmente Hidropaute una de sus unidades de negocio.

## **2.3. El proyecto Paute Integral**

En las provincias del Azuay, Cañar y Morona Santiago se desarrolla el Complejo Hidroeléctrico Paute Integral, conformado por Mazar, Molino, Sopladora y Cardenillo, cuatro centrales en cascada que aprovecharán el agua de la cuenca del río Paute para generar energía limpia y así contribuir al cambio de la matriz energética del Ecuador.

A la fecha las centrales Mazar y Molino se encuentran en operación, Sopladora está en proceso de construcción y Cardenillo cuenta con estudios definitivos para la licitación de la construcción; la Unidad de Negocio HIDROPAUTE, parte de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP es la encargada de la operación y mantenimiento, construcción y administración del Complejo Hidroeléctrico más importante del Ecuador.

### **2.3.1. Central Molino**

En la actualidad es la central más grande del Ecuador, conocida comúnmente como Cola de San Pablo. Fue construida en dos etapas, la primera Fase AB entró en operación en 1983 y la Fase C en 1991. Genera anualmente 4900 GWh, actualmente, el 35% de la demanda de energía eléctrica del país. (<https://www.celec.gob.ec/hidropaute>)

La central Molino está compuesta por la presa Daniel Palacios, que es de tipo arco gravedad y tiene una altura de 170 m, posteriormente, a 8 km en línea recta se encuentra la casa de máquinas en caverna que alberga 10 unidades generadoras tipo Pelton, diseñadas para un caudal de 200 m<sup>3</sup>/s.

### **2.3.2. Casa de máquinas**

La Casa de Máquinas de la Central Molino es una caverna subterránea de 23.4m de ancho, 184m de longitud y 42.5m de altura que acomodan los grupos turbina-generador así como los transformadores y los diferentes sistemas.

La Casa de Máquinas está constituida por 10 unidades de generación, que han sido instaladas en dos etapas de construcción denominadas Fase AB (1976-1983) y Fase C (1985-1991).

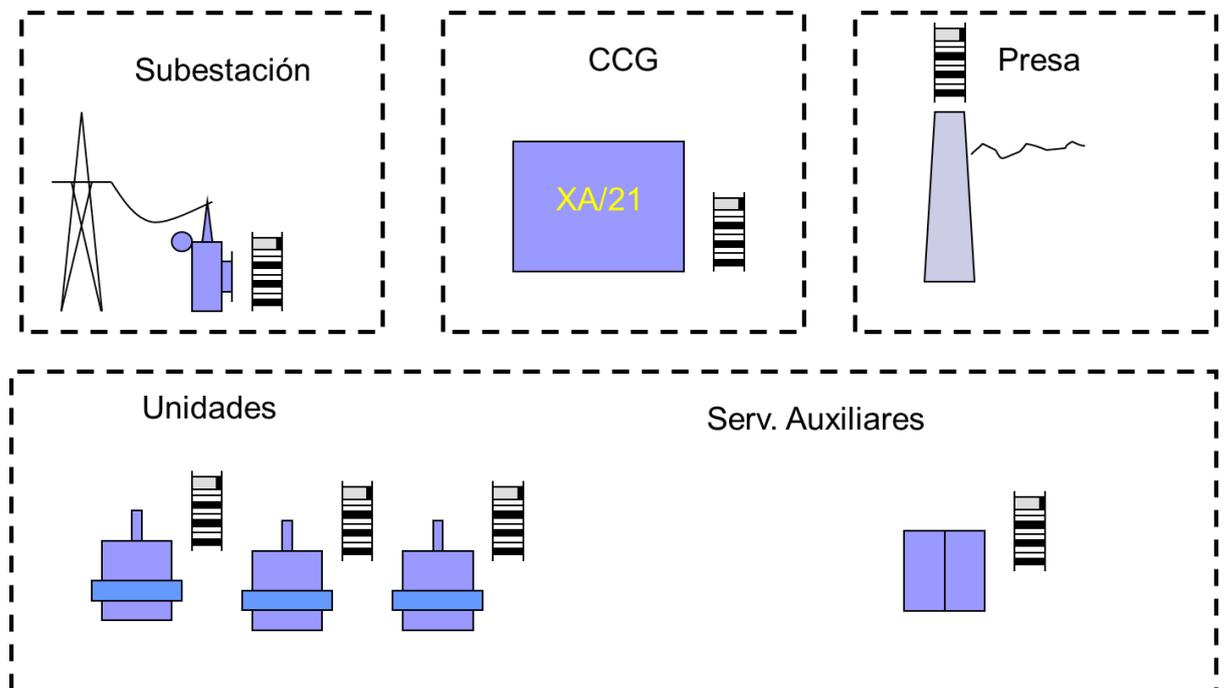
Entre los principales sistemas que conforman una unidad de generación (UG) se tiene:

- Acumulación bombeo y regulación
- Agua de enfriamiento
- Auxiliares eléctricos
- Excitación y regulación de voltaje
- Frenos y gatos
- Generador
- Inyección de aceite alta presión
- Mando, medición y protección
- Regulación de velocidad
- Turbina hidráulica

- Transformador principal
- Válvula de guarda (esférica)
- Ventilación B y C

### 2.3.3. Centro de control generación de la Unidad de Negocio Hidropaute.

La Central Molino supervisa y coordina la operación con el CENACE en función de los requerimientos del SNI, a través de su centro de control EMS XA/21, responsabilizándose de una operación segura y con calidad, con lo que garantiza que el sistema en tiempo real cumpla con altos niveles de disponibilidad, desempeño, flexibilidad y confiabilidad. En la Figura 2-2 se presenta el CCG de la UNH.



**Figura 2-2:** Centro de Generación de la Unidad de Negocio Hidropaute

**Fuente:** Introducción al XA/21, Hidropaute, 2007

El sistema EMS instalado en el CCG, está formado por los siguientes componentes principales, con sus funciones más importantes:

- Sistema de Control de Energía
  - Funciones de Adquisición de Datos (SCADA)
  - Funciones de Análisis de Red
  - Funciones de Producción de la Generación (AGC)

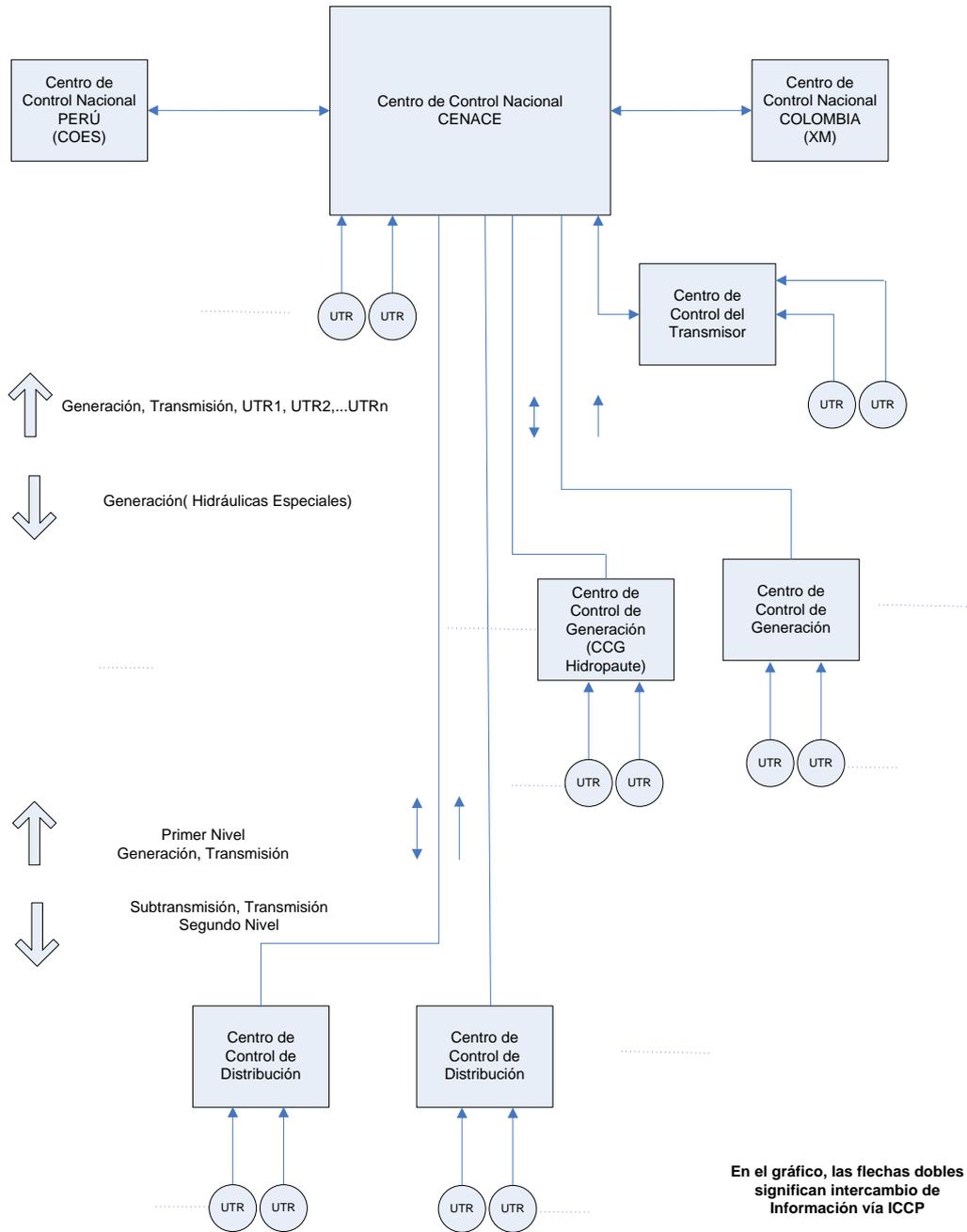
b) Sistema de Almacenamiento y Recuperación de Datos

▪ Almacenamiento Histórico

La UNH como agente que del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) presenta al CENACE información de señales de requeridas (ARCONEL, REGULACION No. CONELEC – 005/08) tales como: indicaciones, mediciones analógicas y mediciones de energía para que pueda ser integrado al Sistema de Tiempo Real del CENACE, para la UNH se tiene los siguientes requerimientos de información de sus UG e información de su embalse de la PDP:

- Estado del interruptor del generador
- Estado de los seccionadores
- Alarmas :
  - Disparo protecciones principales.
  - Disparo protección de respaldo.
  - Parada del generador por protecciones eléctricas
  - Parada del generador por protecciones mecánicas
  - Parada parcial del generador.
  - Parada del generador por operación manual
  - Disparo por pérdida de servicios auxiliares.
- Mediciones de V, MW y MVAR del generador
- Mediciones de MW y MVAR de auxiliares en caso de Térmicas
- Mediciones de MWh y MVARh del generador
- Medición del limitador de carga
- Medición de nivel de presa
- Medición de los caudales de ingreso, para el caso de centrales hidráulicas.
- Medición de niveles de tanques de combustible
- Medición de caudal de flujo, presión y temperatura de combustible
- Nivel del embalse en metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.).
- El caudal, promedio de aportes al embalse expresados en metros cúbicos por segundo (m<sup>3</sup>/Seg).

En la Figura -2 se presenta la Estructura Jerárquica de Centros de Control en Ecuador, en la que se puede apreciar el CCG de la UNH.



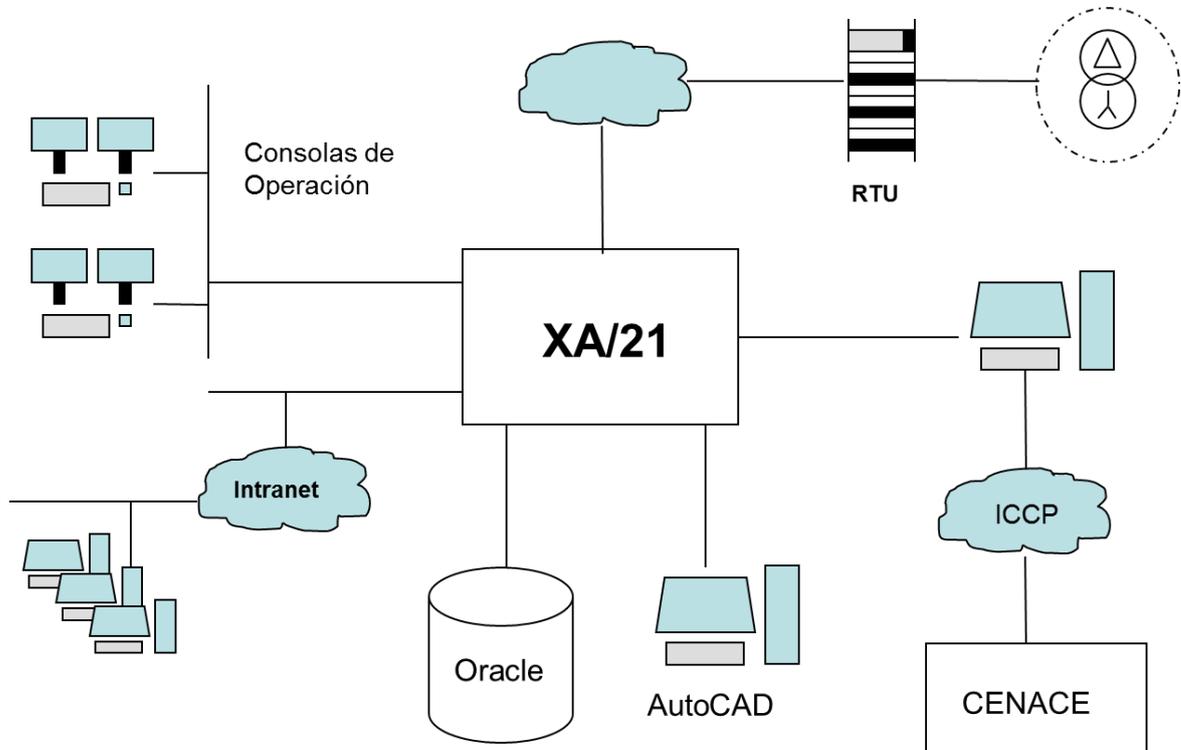
**Figura 3-2:** Estructura Jerárquica de Centros de Control en Ecuador

**Fuente:** REGULACION No. CONELEC – 005/08. Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del sistema nacional interconectado por parte del CENACE.

### 2.3.4. Sistema de Gestión de Energía XA/21

El XA/21 es una arquitectura distribuida diseñada para satisfacer las necesidades de los EMS, este sistema trabaja bajo el ambiente de UNIX, el cual es ideal para ejecuciones en tiempo real, y permite cumplir con las exigencias que el sector energético demanda.

El sistema XA/21 está diseñado para garantizar que la información sea oportuna, exacta y que esté disponible, garantizando al mismo tiempo la capacidad de respuesta en tiempo real. En la Figura -2 se presenta un esquema de bloques con la arquitectura del XA/21 de la UNH.



**Figura 4-2:** Arquitectura del XA/21 de la Unidad de Negocio Hidropaute.

Fuente: Introducción al XA/21, Hidropaute, 2007

El sistema XA/21 suministra al personal operativo una amplia gama de herramientas para la gestión de la información, lo cual permite visualizar, anticipar y responder a los constantes cambios de las condiciones del sistema, a través de la gestión fiable de la energía generada. XA/21 es un software establecido por una serie de procesos distribuidos, que consiste en uno o más nodos de procesos que pueden proporcionar las funciones específicas del sistema. Estos nodos son altamente configurables para adaptarse a los requisitos de un sistema específico, a la vez son muy flexibles y capaces de examinar las necesidades cuando estos cambian. El sistema XA/21 recoge los datos de las RTU's, IEDs y otros sistemas operativos para ofrecer una vista unificada de los datos operacionales. (REINOSO & BUELE)

#### *2.3.4.1. Configuración del hardware*

Para (REINOSO & BUELE) la configuración del centro de control de una central hidroeléctrica está compuesta de muchos nodos, sin embargo la arquitectura del sistema XA/21 está constituida por tres nodos distintos e independientes:

a) Procesador de Aplicaciones (AP)

Administra funciones como la de verificar el estado del sistema de red y el manejo de la configuración; manejo de la base de datos; detección y restauración de las fallas; y otros recursos compartidos a través de la red XA/21.

b) Adquisición y Control de Datos (DAC)

Adquiere los datos de medición a través de RTU's o enlaces de datos a través de una variedad de protocolos de comunicación estándar de la industria incluyendo DNP 3.0, IEC 60870, y otros.

c) Interface del Usuario (UI)

Proporciona toda la visualización de las manipulaciones que se realice a través del operador y mantiene una copia de la base de datos en tiempo real que es recopilada en el almacenamiento de información histórica.

#### *2.3.4.2. Configuración del Software*

Para Gallegos y Marin (2012):

EL XA/21 es un software muy avanzado que permite adquirir los datos de manera eficiente del sistema interconectado para visualizar en una interface gráfica amigable con un operador, para que éste a su vez pueda tener control sobre su equipamiento.

Algunas de las características del sistema XA/21 son consideradas sólo en el dominio sistemas que soportan una gran cantidad de análisis numérico y procesamiento de datos.

Los elementos básicos funcionales del sistema XA/21 son considerados de la siguiente manera:

a) Sistema UNIX

Es un sistema fácilmente adaptable a diferentes ordenadores de diferentes fabricantes, a la vez permite la entrada de varios usuarios al mismo tiempo.

El XA/21 utiliza el sistema operativo SOLARIS ya que este sistema tiene una reputación de ser muy adecuado para el multiprocesamiento simétrico, soportando una gran cantidad de CPU's en un centro de control.

Este sistema se ha reestructurado y mejorado con la finalidad de soportar la arquitectura del hardware SUN, bajos los estándares IEEE 1003.1-1990 para un sistema operativo portátil exclusivo para computadoras.

#### b) Software de Operación del sistema

Es conocido como la base del sistema diseñado e implementado para proporcionar el inicio de la aplicación, cierre, y los servicios de migración, además de asegurar la inter-proceso de mensajería, gestión de memoria, y la prioridad de los servicios basados en la programación.

El sistema soporta las comunicaciones punto a punto y es escalable para los sistemas de numeración en los cientos de nodos.

Además contiene funciones específicas como:

- Servicios del Sistema Base.
- Servicios de Comunicación.
- Servicio de interface para aplicaciones portátiles.
- Manejo de Programas.
- Detección y Restauración de fallos.

#### c) Control y Adquisición de Datos.

El control y adquisición de datos del sistema XA/21, es responsable por la adquisición y procesamiento de datos a través de los siguientes tipos de interfaces de hardware.

- Unidades Terminales Remotas (RTU)

- Receptores de tiempo y frecuencia.
- Tableros de dispositivos.
- Displays digitales.
- Interruptores analógicos y digitales.
- Monitores de dispositivos de gabinete.
- Registrador de caracteres.

d) Sistema de base de datos

El sistema de base de datos del XA/21 está constituido por tres componentes:

- Sistema de Base de datos lógico (Servidor Oracle).
- Sistema de Base de datos físico (Nodos distribuidos).
- Módulo de procesamiento distribuido.

e) Sistema de base datos histórico

Es un sistema muy importante dentro del sistema de control donde se almacenan los datos de mantenimiento, operación y sobre todo producción de energía, para el cual esta recopilación de datos servirá a futuro para: estudios de ingeniería, toma de decisiones y reportes.

Los componentes principales de este sistema son:

- Colección de datos.
- Archivo de datos.
- Cálculos históricos
- Interface usuario.
- Reporte de generación.

f) Interfaz de usuario

El interfaz de usuario está destinado a entregar información acerca de los procesos y herramientas de control, a través de lo que el operador observa usualmente en la pantalla. La interface del usuario del XA/21 utiliza una interfaz de usuario gráfica, lo cual permite al operador un rápido acceso a las múltiples funciones del SCADA.

g) Control de despacho de generación

Este módulo tiene como objetivo la coordinación de la operación en tiempo real de las unidades generadoras de una central hidroeléctrica y en qué porcentaje debe funcionar para satisfacer la carga del Sistema Nacional Interconectado.

Este sistema realiza los controles principales en la operación de tiempo real como son: controles primarios y secundarios, donde se mantiene frecuencia constante y se controla la potencia.

Las funciones principales de éste módulo son:

- Control de Generación Automática (AGC)
- Despacho Económico (ED).
- Control automático de voltaje (AVC).
- Monitoreo en Tiempo real del nivel del embalse (RTWM).

h) Manejo y administración de la energía

Este módulo proporciona al operador la capacidad de implementar planes de gestión de energía y lleva un registro de datos históricos para poder ir corrigiendo posibles fallas en el sistema.

Para lograr una adecuada administración de la energía se tiene en cuenta lo siguiente:

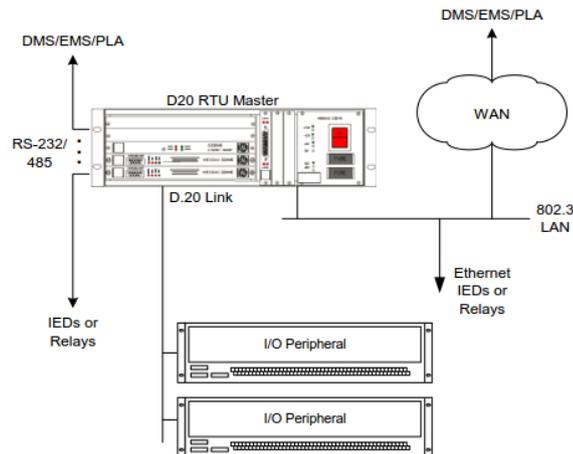
- Monitoreo y registro de los consumos.
- Establecimiento de las metas de ahorro.
- Identificación y corrección de fallas.

### **2.3.5. Unidad terminal Remota D20**

El fabricante de la RTU es General Electric, está basada en un sistema abierto de arquitectura abierta y distribuida. Son equipos ubicados en las unidades de generación, sistemas auxiliares, presa y subestación para la para la recolección y envío de información en tiempo real al EMS. Esta unidad cuenta con canales de entrada para detección o medición de las variables del proceso y canales de salida para el control o activación de alarmas, al igual posee puertos de comunicaciones.

### 2.3.5.1. Arquitectura del Sistema

El D20 se basa en una arquitectura de procesamiento distribuida que consta de uno o más procesadores principales, módulos periféricos de entrada o salida, los paneles de terminación, fuentes de alimentación y equipo de comunicaciones. En la Figura -2 se presenta la arquitectura general de la RTU D20.



**Figura 5-2:** Arquitectura general RTU D20.

**Fuente:** Technical Overview, GE Energy, D20/D200

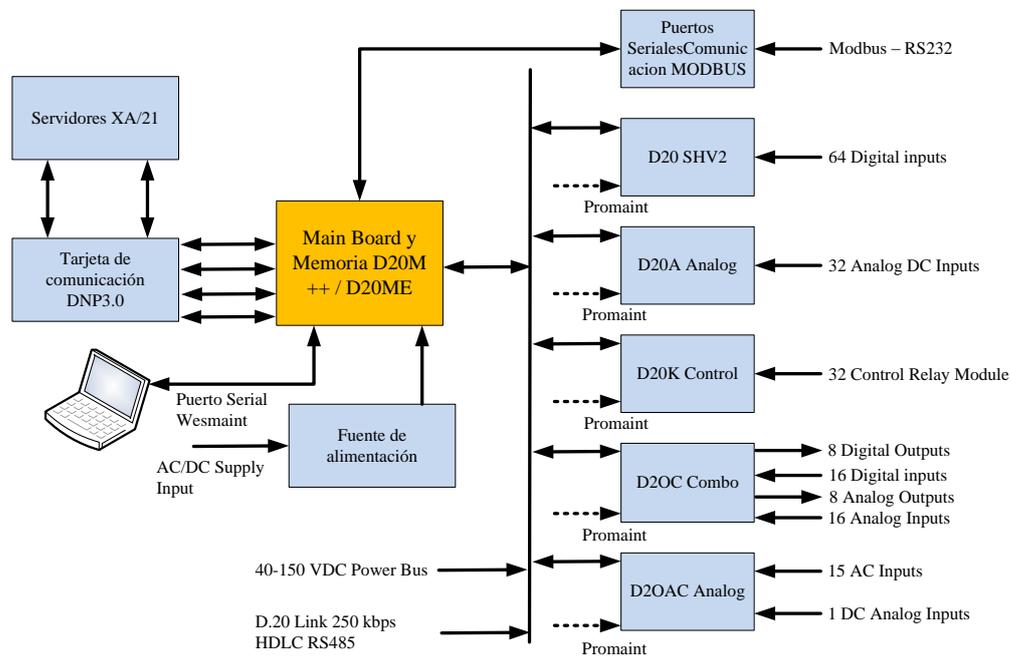
Los principales componentes de un sistema D20 son:

- D20 chasis principal, equipado con el procesador (s), fuente de alimentación, puertos seriales RS-232/485.
- Módulos periféricos de entrada / salida
- Equipamiento auxiliar
- Interfaces de Comunicación
- Aplicación de firmware
- Software de configuración y mantenimiento

El procesador principal se comunica con los periféricos de E / S con un enlace de alta velocidad D.20. Puertos serie de uso general RS-232 y RS-485 proporcionan comunicaciones con una variedad de dispositivos externos (IED, por ejemplo), impresoras locales, terminales de operador y las computadoras del SCADA.

Los datos de campo adquiridos por el D20 se mantiene en la base de datos de sistema, donde se puede acceder y procesada por diferentes programas de aplicación. (GE Energy)

En la Figura -2 se presenta la arquitectura que se dispone en las RTU de las UG de Fase AB y Fase C.



**Figura 6-2:** Arquitectura RTU D20 de las Unidades de Generación en Hidropaute.

**Fuente:** Documentación técnica

### 2.3.5.2. Diseño de Hardware

El diseño de hardware de la D20 se basa en:

- Arquitectura de procesamiento distribuido que permite el intercambio de procesamiento de datos de E/S entre el procesador principal y procesadores periféricos de E/S.
- Dispositivos lógicos CMOS de bajo consumo de energía, inmunidad al ruido y alta fiabilidad
- Dispositivos lógicos programables (PLD) para proporcionar flexibilidad y fiabilidad, y reducir el espacio físico ocupado por los circuitos lógicos
- Puerto de mantenimiento 9600 baudios
- Enlace D.20 HDLC sobre un cable apantallado o un cable de fibra óptica de vidrio / plástico

El diseño modular de la D20 permite una fácil expansión cuando se necesita puertos de procesamiento o de comunicación adicionales. (GE Energy)

### ***2.3.6. Registrador de temperaturas***

Los registradores de temperaturas están desarrollados con la gama de PLC AC500 de ABB, con una solución escalable, flexible y basada en un sistema abierto de arquitectura distribuida. Son equipos instalados en cada UG para la recolección y envío de información en tiempo real a la RTU de la UG. El registrador de temperaturas cuenta con canales de entrada para la medición de las temperaturas de los sistemas de las UG y canales de salida para el control o activación de alarmas, al igual posee puertos de comunicaciones.

#### ***2.3.6.1. Arquitectura del Sistema de AC500***

Se basa en una arquitectura de procesamiento distribuida que consta de un procesador principal, módulos periféricos de entrada, fuentes de alimentación y equipo de comunicaciones.

Los principales componentes del registrador son:

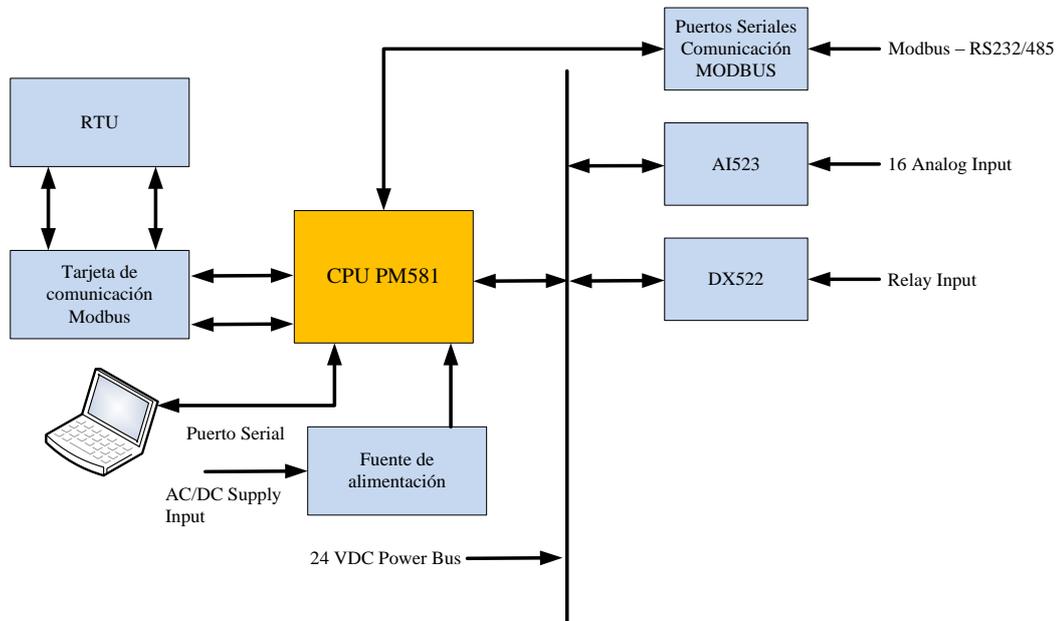
- Las CPU
- Los módulos de comunicaciones
- La base de la CPU
- Los módulos de E/S
- El módulos de interfaz de FBP
- La tarjeta SD
- Las bases de bornes



**Figura 7-2:** Arquitectura del sistema AC500

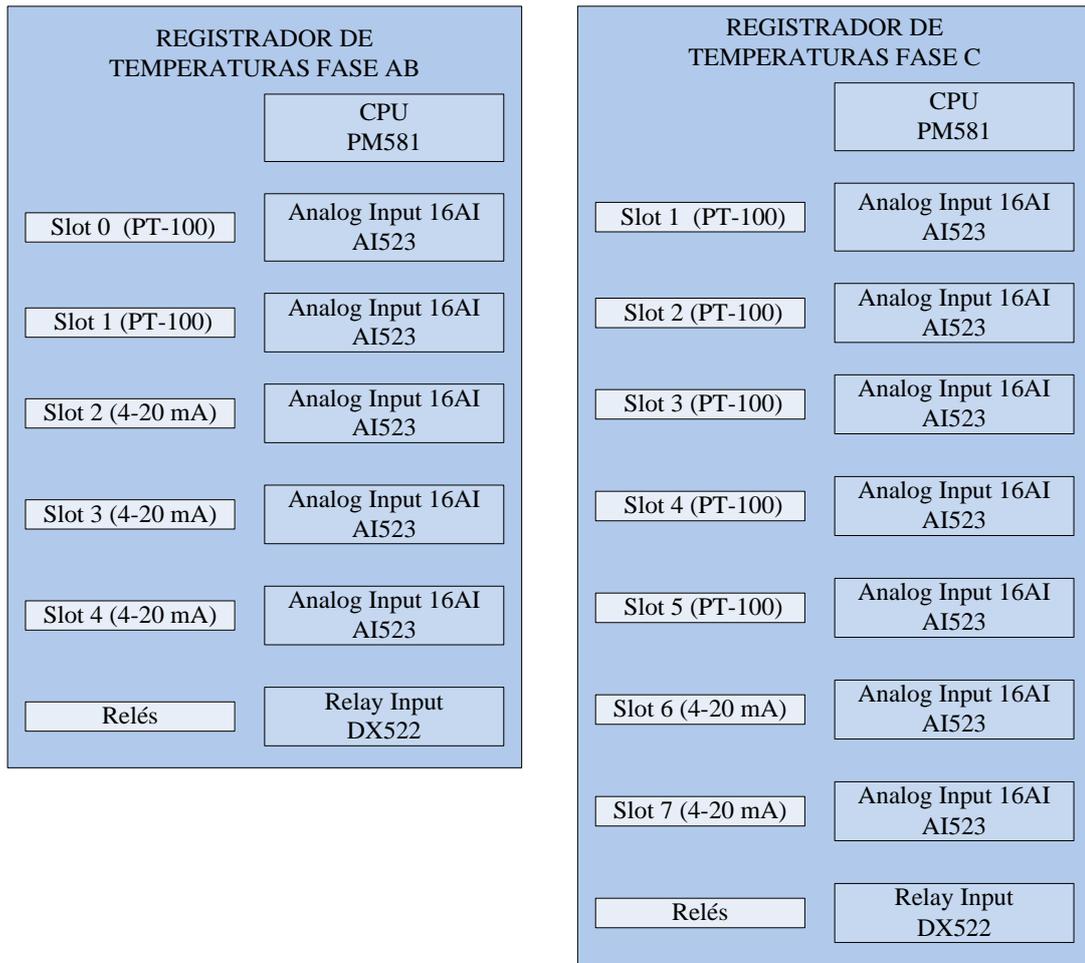
Fuente: Catálogo Técnico. AC500 - PLCs

En la Figura -2 y Figura -2 se presenta la arquitectura que se dispone en los Registradores de temperaturas de las UG de Fase AB y Fase C.



**Figura 8-2:** Arquitectura Registradores de Temperatura - UG en Hidropaute.

Fuente: Documentación técnica del sistema.



**Figura 9-2:** Registrador de Temperaturas de las UG de Fase AB y Fase C.

**Fuente:** Documentación técnica del equipo

### 2.3.6.2. Diseño de Hardware

El diseño de hardware se basa en:

- Arquitectura de procesamiento distribuido que permite el intercambio de procesamiento de datos de E/S entre el procesador principal y procesadores periféricos de E/S.
- Módulos de entrada analógicas para el manejo de PT-100 y señales de corriente.
- Módulos para control o activación de alarmas.
- Dispositivos lógicos programables para proporcionar flexibilidad y fiabilidad, programación normalizada en conformidad con IEC 61131-3.

### 2.3.7. Termómetros de resistencia de platino

La medición de la magnitud de temperatura en los sistemas que conforman una unidad de generación (UG) se las realiza mediante termómetros de resistencia de platino (RTD), estos termómetros se “fundamentan en el principio de que la resistencia eléctrica de los materiales depende de la temperatura, y varía de modo casi lineal al valor de ésta”. (MENDRANO)

Las RTD's utilizadas como los sensores de campo para los sistemas en las UG son las PT100, el cual es un sensor cuya característica es que a una temperatura a 0°C tiene una resistencia de 100 ohms y la variación de la resistencia puede ser expresada de manera polinómica como se expresa en la siguiente fórmula:

$$R = R_0 \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

donde:

- $R_0$  es la resistencia a la temperatura de referencia  $T_0$
- $\Delta T$  es la desviación de temperatura respecto a  $T_0$  ( $\Delta T = T - T_0$ )
- $\alpha$  es el coeficiente de temperatura del conductor especificado a 0 °C

#### 2.3.7.1. Desviación permisible en la medición de las RTD's

La desviación permisible en la medición de las RTD's está determinada por las siguientes ecuaciones en concordancia con la norma DIN IEC 60751.

Desviación permisible – Clase A

$$^{\circ}\text{C} = \pm (0.15 + 0.002 [t])$$

Desviación permisible – Clase B

$$^{\circ}\text{C} = \pm (0.3 + 0.005 [t])$$

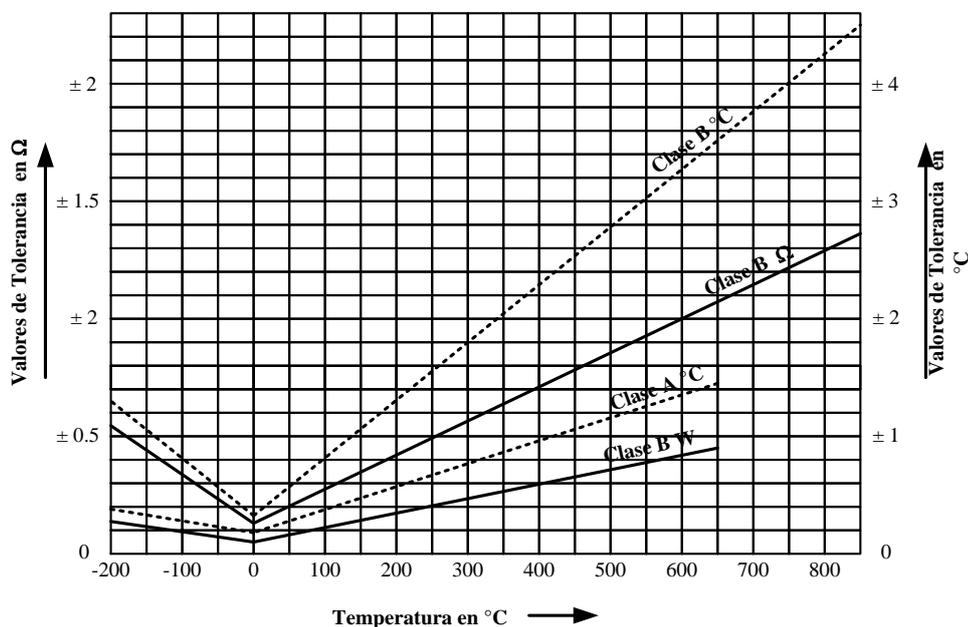
Donde [t] es el valor de temperatura en °C. (DIN IEC 60751)

En la Tabla -2 y Figura -2 se presenta la desviación numérica y la gráfica permisible para las RTD's de Clase A y Clase B en valores óhmicos y de temperatura.

**Tabla 1-2:** Desviaciones permisibles para la Clase A y B de sensores de platino

Temperatura en °C	Desviaciones Permisibles			
	Clase A		Clase B	
	$\Omega$	°C	$\Omega$	°C
-200	$\pm 0.24$	$\pm 0.55$	$\pm 0.56$	$\pm 1.3$
-100	$\pm 0.14$	$\pm 0.35$	$\pm 0.32$	$\pm 0.8$
0	$\pm 0.06$	$\pm 0.15$	$\pm 0.12$	$\pm 0.3$
100	$\pm 0.13$	$\pm 0.35$	$\pm 0.30$	$\pm 0.8$
200	$\pm 0.20$	$\pm 0.55$	$\pm 0.48$	$\pm 1.3$
300	$\pm 0.27$	$\pm 0.75$	$\pm 0.64$	$\pm 1.8$
400	$\pm 0.33$	$\pm 0.95$	$\pm 0.79$	$\pm 2.3$
500	$\pm 0.38$	$\pm 1.15$	$\pm 0.93$	$\pm 2.8$
600	$\pm 0.43$	$\pm 1.35$	$\pm 1.06$	$\pm 3.3$
650	$\pm 0.46$	$\pm 1.45$	$\pm 1.13$	$\pm 3.6$
700	----	----	$\pm 1.17$	$\pm 3.8$
800	----	----	$\pm 1.28$	$\pm 4.3$
850	----	----	$\pm 1.34$	$\pm 4.6$

**Fuente:** Información en concordancia con la norma DIN IEC 60751.



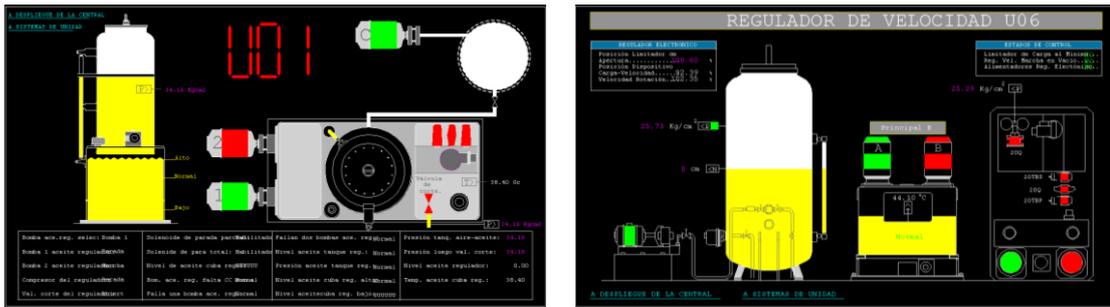
**Figura 10-2:** Desviaciones permisibles para la Clase A y B de sensores de platino

**Fuente:** Información en concordancia con la norma DIN IEC 60751.

### 2.3.7.2. Mediciones de campo de la magnitud de temperatura

Las mediciones de campo para la magnitud de temperatura que se disponen en el EMS XA/21 son 52 mediciones para las UG de Fase AB y 58 mediciones para las UG de Fase C, de los siguientes sistemas:

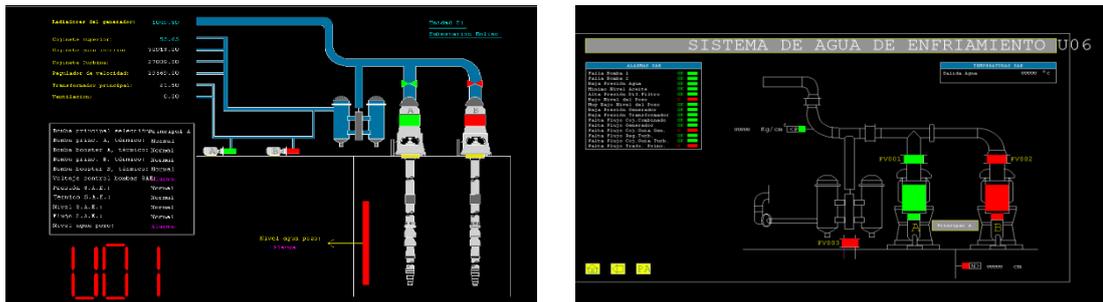
- Acumulación bombeo y regulación



**Figura 11-2:** Despliegue XA/21 Acumulación bombeo y regulación - Fase AB y C.

Fuente: Despliegue 10.103 U01, 11.103 U06 Temperatura – level 1 – SCADA. EMS-UNH.

- Agua de enfriamiento



**Figura 12-2:** Despliegue XA/21 de Agua de Enfriamiento - Fase AB y C.

Fuente: Despliegue 10.105 U01, 11.105 U06 Temperatura – level 1 – SCADA. EMS-UNH.

- Excitación y regulación de voltaje



**Figura 13-2:** Despliegue XA/21 de la Excitación - Fase AB y C.

Fuente: Despliegue 10.106 U01, 11.106 U06 Temperatura – level 1 – SCADA. EMS-UNH.

- Generador



**Figura 14-2:** Despliegue XA/21 de los Generadores - Fase AB y C.

Fuente: Despliegue 10.101 U01, 11.101 U06 Temperatura – level 1 – SCADA. EMS-UNH.

- Transformador principal



**Figura 15-2:** Despliegue XA/21 del Transformador principal - Fase AB y C.

Fuente: Despliegue 10.104 U01, 11.104 U06 Temperatura – level 1 – SCADA. EMS-UNH.

## 2.4. Marco Estratégico

Actualmente CELEC EP Hidropaute se encuentra estructurada de manera jerárquica, siendo liderados por la gerencia y apoyada por 9 subgerencias, cinco de ellas formando parte principal de la cadena de valor como son Producción, Gestión Ambiental, Sopladora, Cardenillo y Zamora y cuatro subgerencias de apoyo como son la Financiera, Jurídica, Administrativa y Gestión Organizacional. El conjunto busca cumplir la misión, visión, políticas y objetivos de Hidropaute.

### 2.4.1. Misión, Visión y Políticas de CELEC EP Hidropaute

Se presenta los enunciados de la visión, misión, objetivos estratégicos y política, resultante de la planificación estratégica, que direccionan las actividades institucionales. (<https://www.celec.gob.ec/hidropaute>, 2015)

## **Visión**

Ser la Empresa pública líder que garantiza la soberanía eléctrica e impulsa el desarrollo del Ecuador.

## **Misión**

*Qué buscamos?* Generar bienestar y desarrollo nacional

*Quiénes somos?* La mayor generadora de CELEC EP

*Qué hacemos?* contribuimos con la ejecución de proyectos y la provisión de energía eléctrica a través de fuentes renovables, con responsabilidad social y ambiental.

## **Objetivos Estratégicos**

1. Incrementar la disponibilidad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional bajo estándares de calidad, eficiencia, eficacia y responsabilidad social.
2. Incrementar la oferta del servicio eléctrico para abastecer la demanda con responsabilidad social, mejorar la reserva, ampliar la cobertura y contribuir al cambio de la matriz energética.
3. Incrementar la eficiencia institucional.
4. Incrementar el desarrollo del Talento Humano.
5. Incrementar la sustentabilidad Financiera.

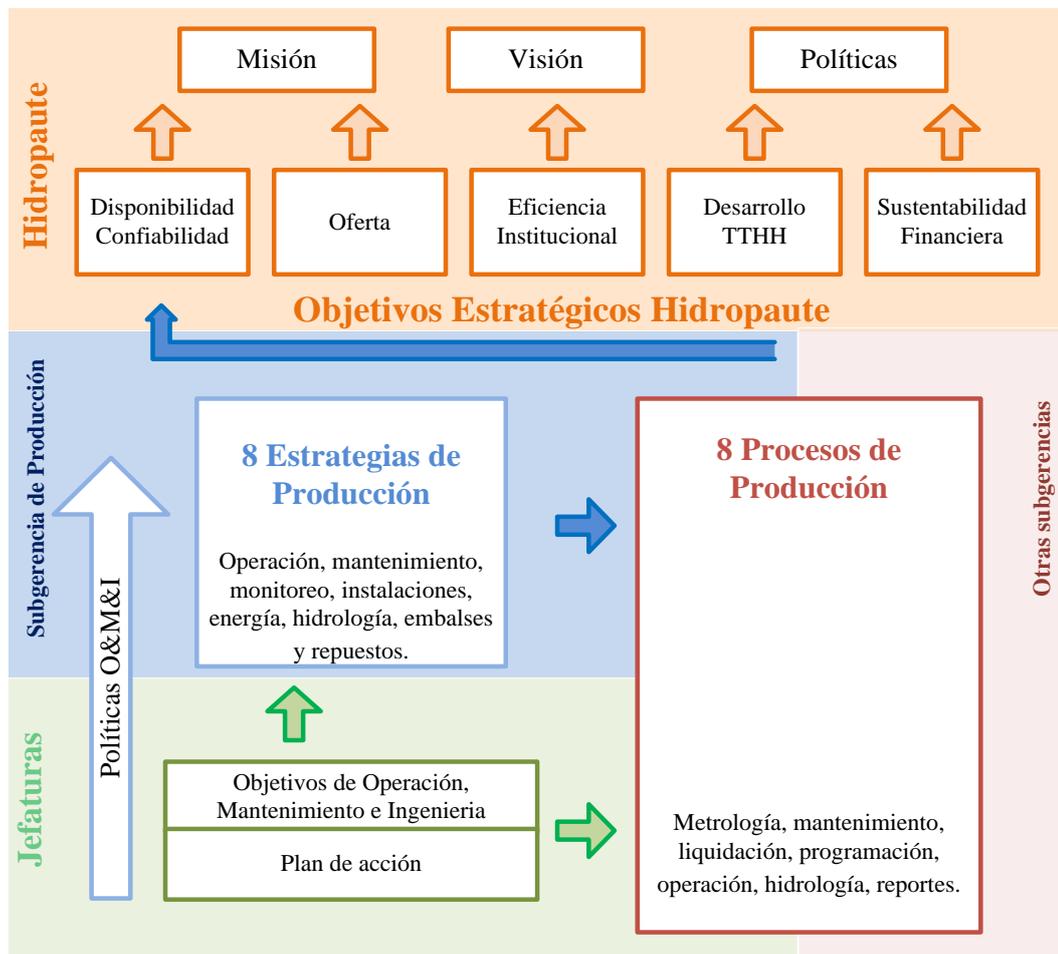
## **Política de Gestión**

Contribuimos con la ejecución de proyectos y la provisión de energía de fuentes renovables, cumpliendo nuestra política:

- Asegurar altos estándares de calidad, eficacia, eficiencia y el buen uso de los recursos del estado.
- Prevenir la contaminación, los efectos del cambio climático y preservar los ecosistemas.
- Prevenir lesiones y enfermedades laborales.
- Cumplir el marco jurídico, disposiciones corporativas y compromisos suscritos.
- Considerar las expectativas de nuestros grupos de interés.
- Mejorar continuamente nuestra gestión integral.
- Cumplir nuestros principios, valores y normas de comportamiento ético.
- Promover un talento humano comprometido y competente.

El objetivo específico principal que comprende la gestión del área de producción es el objetivo número uno y en base a éste se definen las estrategias que permitirán su cumplimiento y así mismo, direccionan las actividades del área.

En la Figura -2 se presenta una ilustración general, en la que se describen políticas, objetivos y planes de acción de operación, mantenimiento e ingeniería, además de las estrategias y procesos de la Subgerencia de Producción, las que se alinean a los objetivos estratégicos, misión, visión y políticas de la UNH.



**Figura 16-2:** Alineación de la Subgerencia de Producción a Hidropaute

Fuente: Informe Planificación 2015-2020, Subgerencia de Producción

La metodología planteada para analizar las magnitudes operacionales como herramienta de gestión operativa y de mantenimiento de los sistemas de la CHPM, está desarrollada bajo los lineamientos establecidos por la Subgerencia de Producción.

### 2.4.2. Políticas de la Subgerencia de Producción

Las políticas de la Subgerencia de Producción son un conjunto de lineamientos generales que responden a los objetivos estratégicos de CELEC EP Hidropaute y a buenas prácticas obtenidas de los años de experiencia en diversos ámbitos de la gestión de la producción. Se han clasificado a las mismas en 7 ámbitos y 83 políticas, en la Figura -2 se presentan los ámbitos y sus políticas.



**Figura 17-2:** Ámbitos y Políticas de la Subgerencia de Producción

Fuente: Informe Planificación 2015-2020, Subgerencia de Producción

En la Tabla 2-2 se presentan las políticas establecidas por la Subgerencia de producción sobre las cuales el proyecto de investigación se desarrolla.

**Tabla 2-2:** Políticas de Ingeniería que se enmarcan a la investigación.

Políticas de Ingeniería
Contar con un PLAN DE CONTROL METROLÓGICO de las variables de proceso, estandarizado en las Centrales de Generación (incluyendo las variables a ser calibradas en los sistemas SCADA).
Contar con un PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO, que considere el monitoreo de condición (con sus registros puntuales y de tendencia) del equipamiento electromecánico e infraestructura civil de las Centrales de Generación que lo requieran.
Desarrollar una cultura de investigación y análisis de los datos, eventos, recursos y mejores prácticas.
Determinar en los casos que existan desviaciones de las variables de proceso de las condiciones normales, un Plan de Acción que incluya un análisis de riesgos de las acciones a implementar.

Fuente: Informe Planificación 2015-2020, Subgerencia de Producción

### 2.4.3. Planificación estratégica para el GPR

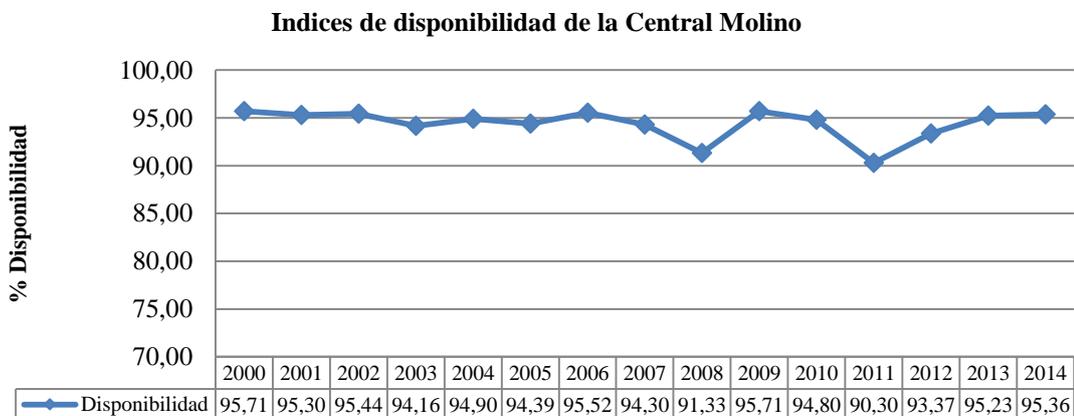
El Gobierno Por Resultados (GPR) permite hacer un seguimiento continuo al estado de los planes estratégicos y operativos, a los resultados obtenidos y a los riesgos que afectarían la consecución de los objetivos. La Subgerencia de Producción tiene definido dos objetivos operativos medidos a través de siete indicadores a los cuales se les da el respectivo seguimiento y control. En la Tabla -2 se presenta el detalle de los objetivos con sus indicadores.

**Tabla 3-2:** Objetivos operativos de la Subgerencia de Producción y sus indicadores.

Objetivo Operativo	Indicador
Incrementar la confiabilidad de las Centrales de Generación de la Unidad de Negocio CELEC EP - HIDROPAUTE MEDIANTE la modernización de sistemas, mejora en análisis predictivo, gestión de adecuadas competencias del personal e implementación de metodologías de confiabilidad en la gestión de activos.	Porcentaje de ejecución física del Plan Operativo Anual - POA
	Índice de confiabilidad Central Mazar
	Índice de confiabilidad Central Molino
Incrementar la disponibilidad de las unidades de generación de las Centrales de la Unidad de Negocio CELEC EP - HIDROPAUTE MEDIANTE la implementación de mejoras en equipos, procesos de gestión de activos.	Índice de disponibilidad de planta Central Mazar
	Índice de disponibilidad de planta Central Molino
	Índice de indisponibilidad no programada de la Unidades de Generación Central Mazar
	Índice de indisponibilidad no programada de la Unidades de Generación Central Molino

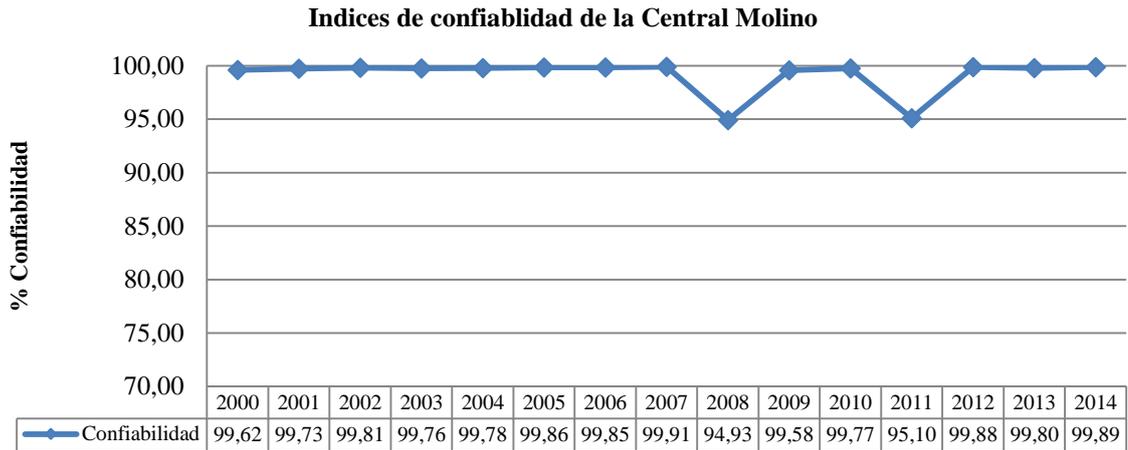
Fuente: Informe Planificación 2015-2020, Subgerencia de Producción

En la Figura -2 y Figura -2 se presenta los índices de la disponibilidad y confiabilidad respectivamente en la Central Molino en el periodo 2000 -2014.



**Figura 18-2:** Índices de disponibilidad Periodo 2000 - 2014 de la Central Molino

Fuente: Informe Ejecutivo Anual 2014 de Ingeniera de Mantenimiento y Producción.

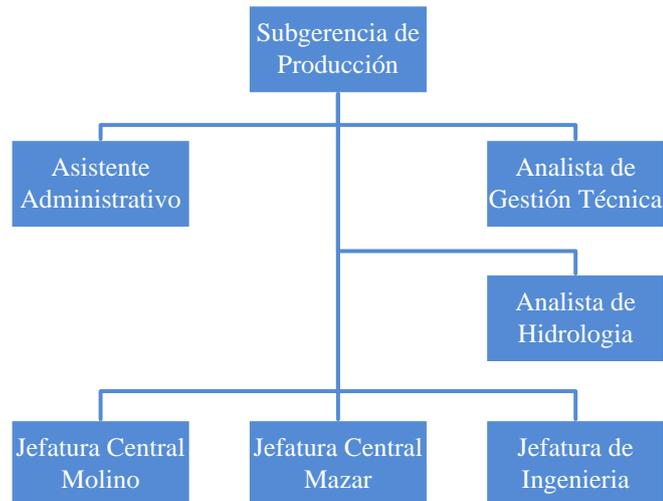


**Figura 19-2:** Índices de confiabilidad Periodo 2000 -2014 de la Central Molino

**Fuente:** Informe Ejecutivo Anual 2014 de Ingeniería de Mantenimiento y Producción.

#### 2.4.4. Recursos

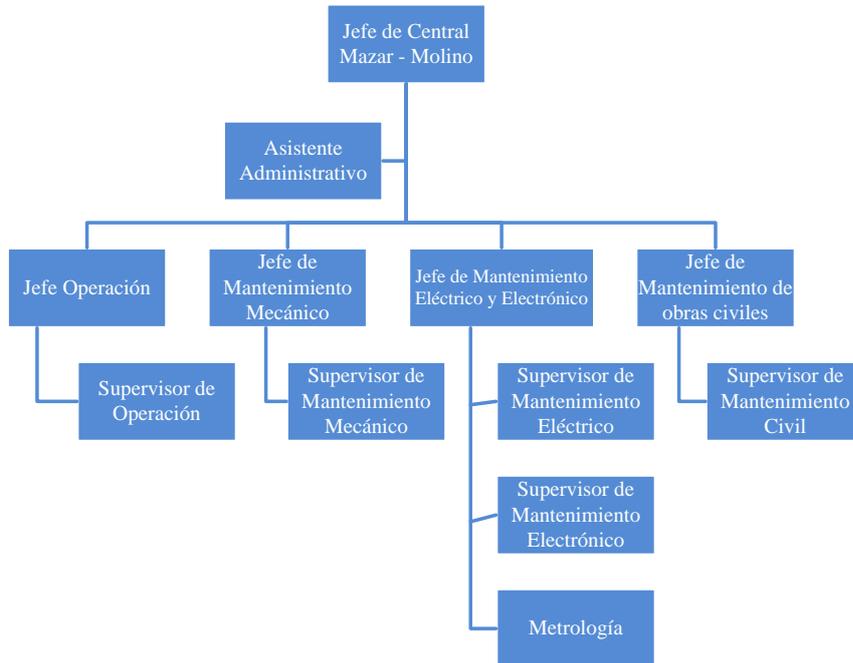
La Subgerencia de Producción está estructurada con los macro procesos de Operación y Mantenimiento conforme se indica en la Figura -2. Gestiona la operación y mantenimiento de las Centrales Paute Mazar y Paute Molino y los recursos requeridos para el efecto, de acuerdo con los parámetros de servicio establecidos por el CENACE y la normativa vigente. Adicionalmente se desarrolla actividades de coordinación con otras áreas de la Unidad de Negocio Hidropaute responsables de los Procesos de Soporte (Gestión de Recursos Humanos, Bodegas, Adquisiciones, TIC, Seguridad y Salud Ocupacional, Legal, Gestión Ambiental, Financiero y Comunicación).



**Figura 20-2:** Estructura de la Subgerencia de Producción

**Fuente:** Informe Planificación 2015-2020, Subgerencia de Producción

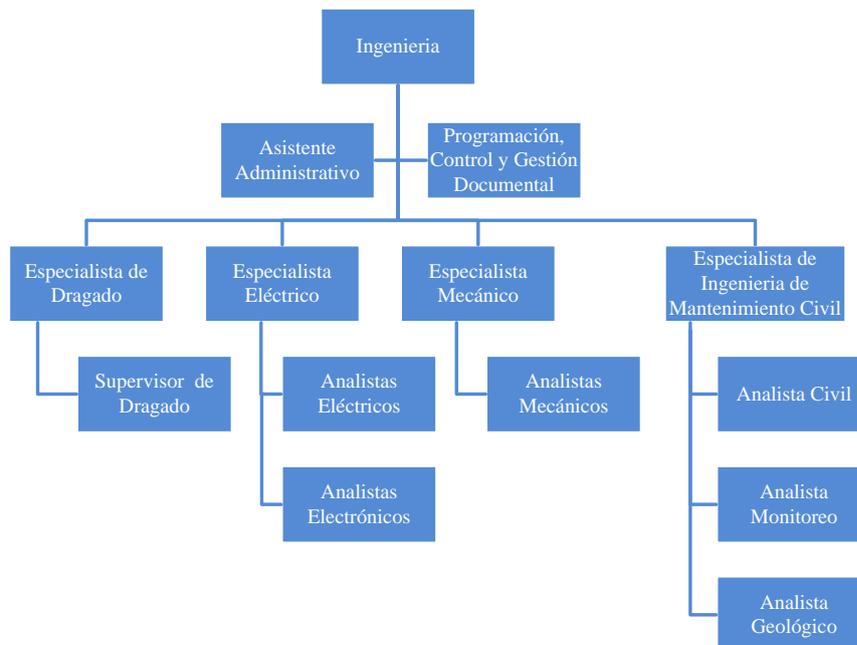
La estructura de las Jefaturas de Central de Molino y Mazar, están conformadas por cuatro áreas, las cuales se indican en la Figura -2.



**Figura 21-2:** Estructura de las Jefaturas de Central

Fuente: Informe Planificación 2015-2020, Subgerencia de Producción

La estructura de la Jefatura de Ingeniería, está conformada por cuatro áreas, según se indica en la Figura -2.



**Figura 22-2:** Estructura de la Jefatura de Ingeniería

Fuente: Informe Planificación 2015-2020, Subgerencia de Producción

## **2.5. Sistema de Gestión Integral en la Unidad de Negocio Hidropaute**

### ***2.5.1. Sistema de Gestión integral***

El sistema de gestión integral es la gestión sustentada en políticas, estrategias, procedimientos, herramientas, actuaciones, etc., para lograr objetivos. Es la gestión que asegura que se integre a las labores:

- La eficacia, eficiencia y calidad de los procesos, productos y servicios.
- Protección y preservación del ambiente.
- Seguridad y salud laboral.
- Un comportamiento de valores y socialmente responsable.
- Las expectativas de los grupos de interés o partes interesadas.

### ***2.5.2. Alcance del sistema de gestión integral***

El Alcance de la gestión integral en la Unidad de Negocio se aplica a:

- Procesos
- Proyectos Hidroeléctricos
- Centrales en Operación
- Instalaciones

### ***2.5.3. Normas en la Unidad de Negocio Hidropaute***

Las normas (técnicas, de gestión, de productos, de servicios) son requisitos o especificaciones mínimas, mundialmente establecidas por organismos de normalización. Existen normas certificables y no certificables y la certificación es voluntaria.

En la Unidad de Negocio para el desarrollo de las labores aplican una gran cantidad de normas técnicas y de gestión; sin embargo ha decidido certificar las siguientes:

- ISO 9001: Sistemas de Gestión de la Calidad
- ISO 14001: Sistemas de Gestión Ambiental
- BSI OHSAS 18001: Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo
- IQNet SR10: Sistemas de Gestión de Responsabilidad Social

La Organización Internacional de Normalización (ISO), define certificación como “procedimiento por el cual una tercera parte asegura por escrito que un producto, proceso o servicio es conforme con los requisitos especificados” (ISO, 2015)

#### 2.5.4. *Procesos de la Unidad de Negocio Hidropaute*

En la UNH se han establecido 14 macro procesos y 42 procesos. En la Tabla -2 se detallan los 14 macro procesos y los procesos afines al desarrollo del proyecto de investigación. Los procesos son actividades interrelacionadas o que interactúan, que producen elementos de entrada en resultados que cumplen con los requisitos de las partes interesadas.

**Tabla 4-2:** Macro procesos y procesos de la Unidad de Negocio Hidropaute

<b>MACROPROCESOS</b>	<b>PROCESOS</b>
Ambiental	
Adquisiciones	
Direccionamiento	
Expansión	
Financiero	
Inventario y Activos	
Jurídico	
Mantenimiento	Gestión Metrológica
	Mantenimiento de centrales de generación
Mejora continua	
Operación	Operación de las centrales de generación
	Hidrología operativa
Seguridad y Salud Laboral	
Servicios generales	
Talento Humano	
TIC	Diseñar y entregar servicios TIC's
	Administrar la operación y mejora continua TIC's

**Fuente:** Intranet de Celec EP. Unidad de Negocio Hidropaute.

## **2.6. Cumplimiento de requisitos ISO 9001 para el macro proceso de Mantenimiento**

### **2.6.1. Requisito 6.3 Infraestructura**

La norma ISO 9001 establece en este requisito que:

La organización debe determinar, proporcionar y mantener la infraestructura necesaria para lograr la conformidad con los requisitos del producto. La infraestructura incluye, cuando sea aplicable:

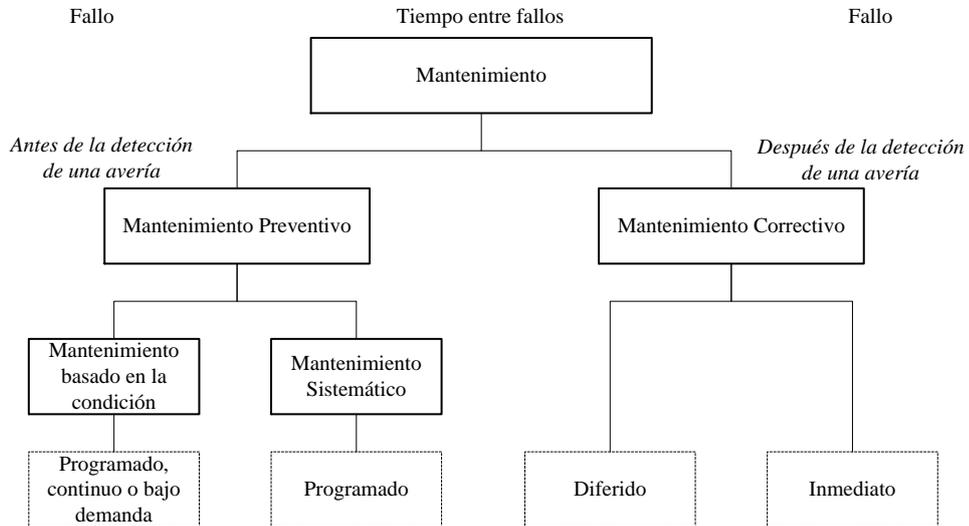
- a) Edificaciones, espacios de trabajo y servicios asociados,
- b) Equipo para los procesos (tanto hardware como software), y
- c) Servicios de apoyo (tales como transporte, comunicación o sistemas de información). (ISO 9001, 2008)

#### **2.6.1.1. Tipos y estrategias de mantenimiento**

La norma española UNE-EN 13306 de la terminología del mantenimiento define para las áreas técnicas, administrativas y de gestión de mantenimiento los tipos y estrategias de mantenimiento como:

- **Mantenimiento preventivo.-** Mantenimiento ejecutado a intervalos predeterminados o de acuerdo con unos criterios prescritos, y destinado a reducir la probabilidad de fallo o la degradación de funcionamiento de un elemento.
- **Mantenimiento programado.-** Mantenimiento preventivo ejecutado de acuerdo a un programa de tiempo establecido, o a un número de unidades de uso definido.
- **Mantenimiento sistemático.-** Mantenimiento preventivo ejecutado de acuerdo a unos intervalos de tiempo establecidos, o a un número de unidades de uso, pero sin investigación previa de la condición del elemento.
- **Mantenimiento basado en la condición.-** Mantenimiento preventivo basado en la monitorización del funcionamiento y/o de los parámetros del elemento, y las acciones subsiguientes.
- **Mantenimiento predictivo.-** Mantenimiento basado en la condición ejecutado siguiendo una previsión consecuencia del análisis y evaluación de los parámetros significativos de la degradación del elemento.

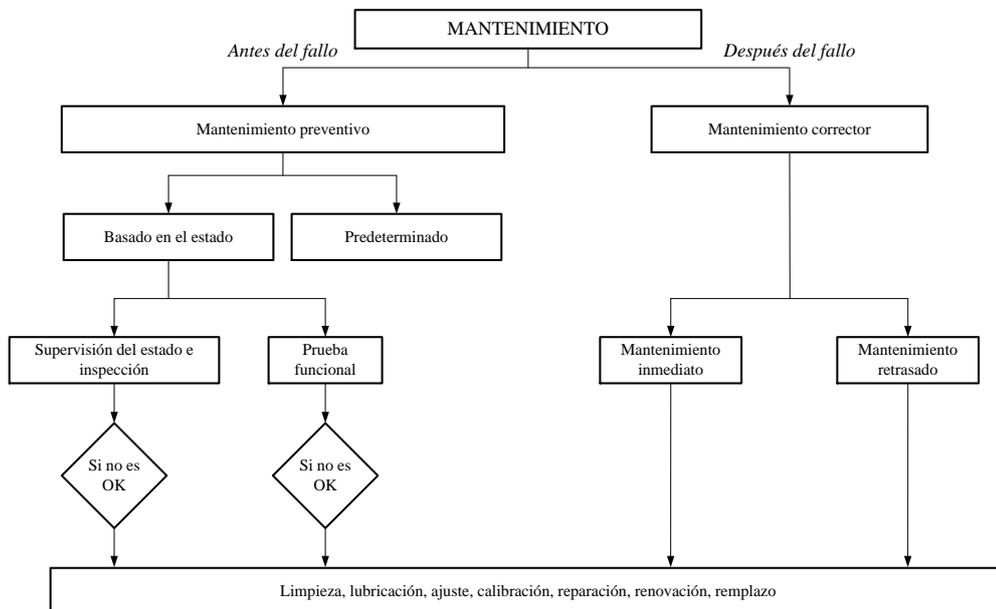
- **Mantenimiento correctivo.-** Mantenimiento ejecutado después del reconocimiento de una avería, y destinado a llevar un elemento a un estado en el que pueda desarrollar una función requerida. (UNE-EN 13306)



**Figura 23-2:** Mantenimiento, visión general

Fuente: Norma española de Terminología del mantenimiento. (UNE-EN 13306)

Dependiendo del concepto de mantenimiento seleccionado se toman diferentes enfoques para las tareas de mantenimiento. Estos se ilustran en la Figura -2



**Figura 24-2:** Tipos de tareas de mantenimiento

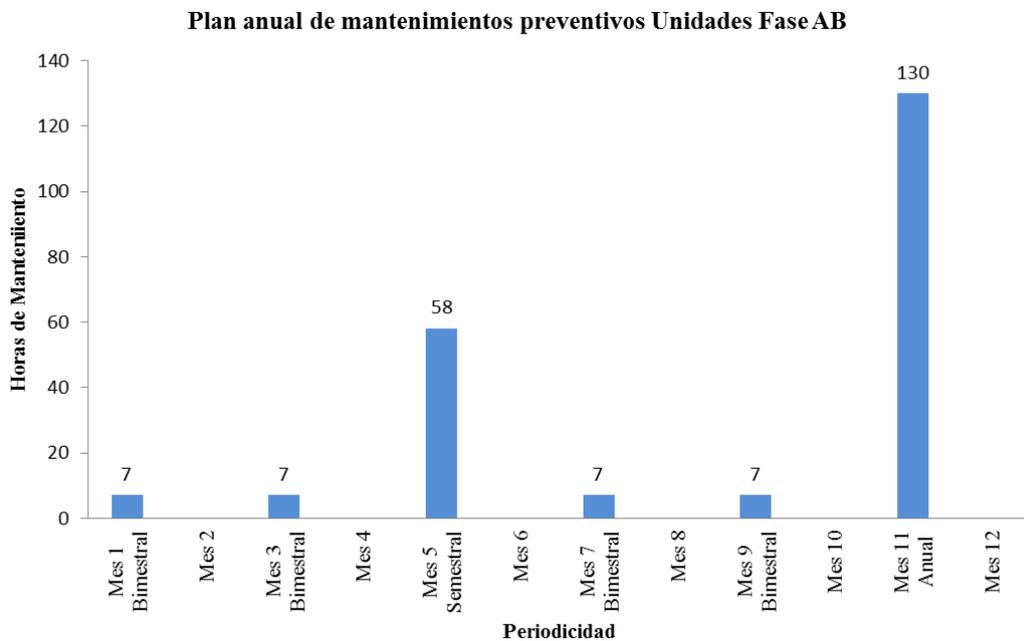
Fuente: Norma española de Gestión de la confiabilidad. (UNE-EN 600-3-14)

### 2.6.1.2. Plan anual de mantenimiento preventivo de las Unidades de Generación

En la Central Paute Molino se cuenta con un plan anual de mantenimiento preventivo para las UG tanto de Fase AB como de Fase C. En este plan se contempla todas las actividades de mantenimiento que deben ser realizados en los sistemas de las UG.

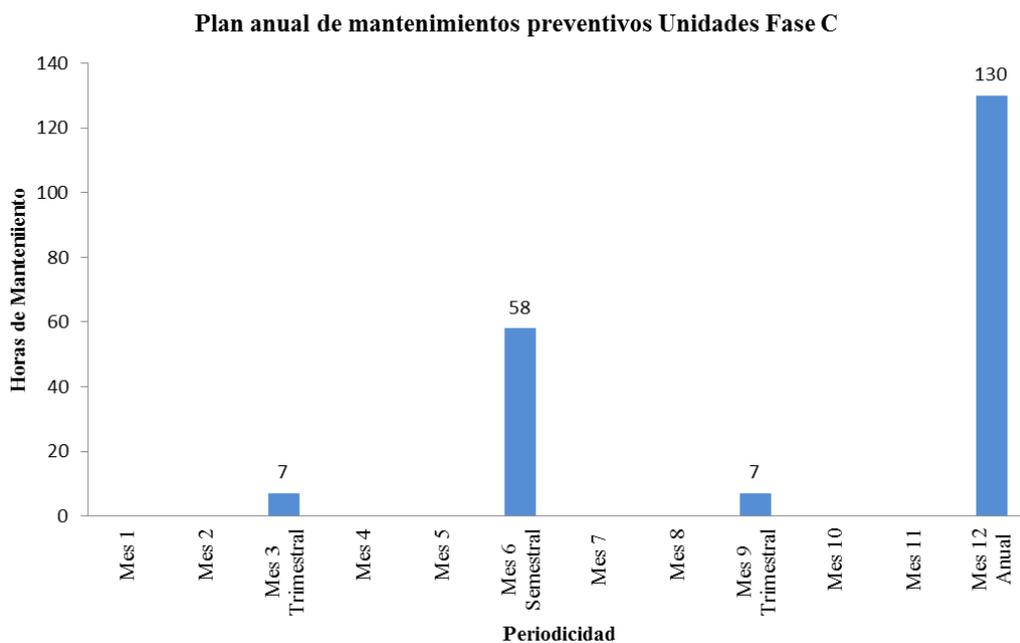
Las periodicidades para los mantenimientos preventivos de las UG de Fase AB son bimestrales, semestrales y anuales, mientras que para las unidades de Fase C son trimestrales, semestrales y anuales. Estas periodicidades están establecidas para garantizar que los índices de disponibilidad y confiabilidad estén bajos las metas planteadas por el GPR.

Los tiempos establecidos para la consignación a mantenimiento preventivo al CENACE de las UG son, para los mantenimientos bimestrales y trimestrales de 7 horas, para los semestrales de 58 horas y para los anuales de 130 horas. En la Figura -2 y Figura -2 se presentan los planes anuales de mantenimientos preventivos para las UG de Fase AB y C.



**Figura 25-2:** Plan anual de mantenimiento preventivo Unidades Fase AB

**Fuente:** Plan anual de mantenimiento.



**Figura 26-2:** Plan anual de mantenimiento preventivo Unidades Fase C

**Fuente:** Plan anual de mantenimiento.

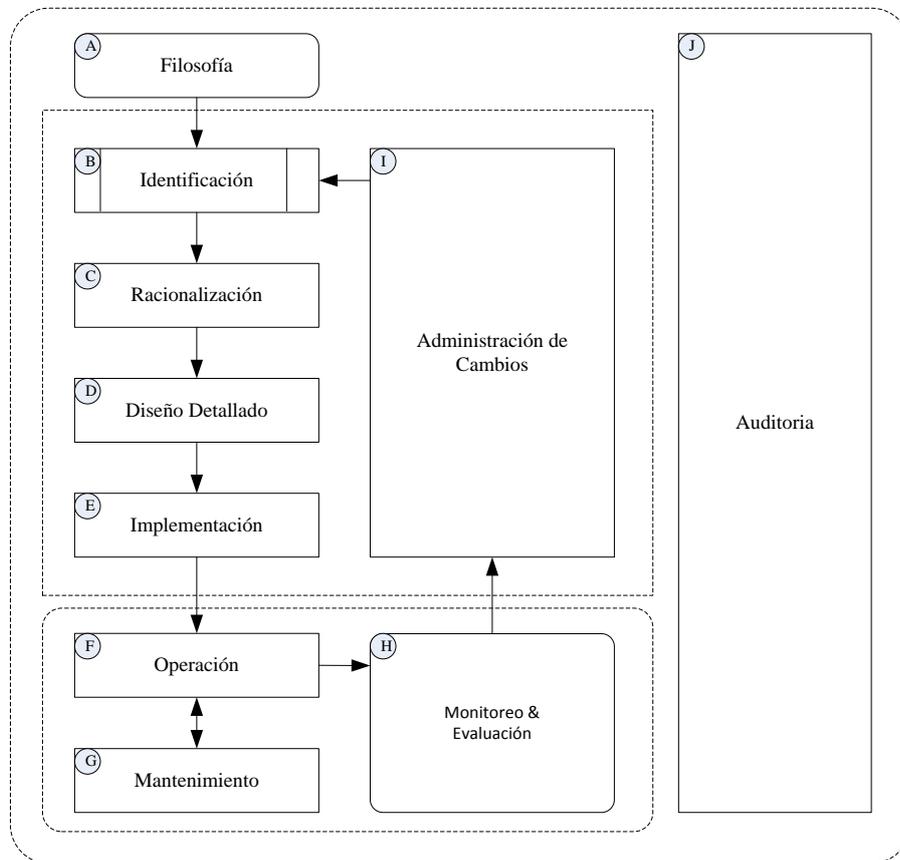
### 2.6.1.3. Gestión de alarmas

Las alarmas juegan un papel importante para el personal de Operación en las plantas de procesos industriales para el control de los diferentes sistemas. Tienen la finalidad de poner en alerta al operador de que un parámetro de control esta fuera de rango para que tomen las acciones efectivas para su normalización.

Los sistemas de control actuales en su mayoría son digitales y tienen una arquitectura distribuida, estos sistemas tienen la capacidad de controlar las magnitudes operativas de la planta mediante umbrales de alarmas y sin su adecuado manejo, el número de alarmas por magnitud son incontrolables para el personal operativo.

La gestión de alarmas es un proceso en el cual las alarmas son diseñadas, monitoreadas y gestionadas para asegurar operaciones más confiables y seguras en los procesos industriales, con finalidad de mejorar la seguridad, calidad de los procesos y diagnosticar posibles fallos.

En el año 2009 se emite y se da a conocer la norma ISA 18.2 para la gestión de sistemas de alarmas para procesos industriales el en cual se establece el “Ciclo de vida para la administración de alarmas” como se ilustra en la Figura -2.



**Figura 27-2:** La ISA – 18.2. Ciclo de vida para la administración de alarmas

**Fuente:** Norma americana de Gestión de sistemas de alarmas de procesos industriales. (ANSI / ISA-18-2)

La norma ISA 18.2 se describe con una estructura de ciclo de vida que contiene diez etapas. Estas son:

- Filosofía de alarmas: Documenta los objetivos del sistema de alarma y los procesos de trabajo para cumplir con esos objetivos.
- Identificación: Proceso de trabajo que determina que alarmas son necesarias.
- Racionalización: Proceso de garantizar que una alarma cumple con los requisitos establecidos en la filosofías de alarma, incluyendo las tareas de asignación de prioridades, clasificación, determinación de la configuración y la documentación.
- Diseño detallado: Proceso de diseño de los aspectos de la alarma para que cumplan con los requisitos determinados en la racionalización y en la filosofía. Esto incluye algunas decisiones y puede incluir el uso de técnicas especiales o avanzadas.

- Implementación: El diseño de alarma se pone en estado de funcionamiento. Esto puede implicar la puesta en marcha, pruebas y actividades de formación.
- Operación: La alarma es funcional. Esta etapa incluye un curso de actualización en caso de ser necesario.
- Mantenimiento: La alarma no es funcional, debido a pruebas o actividades de reparación.
- Monitoreo y evaluación: El funcionamiento del sistema de alarma es monitoreado y registrado de forma continua en función de las metas de la filosofía de alarmas.
- Administración de cambios: Los cambios en el sistema de alarmas sigue un proceso definido.
- Auditoría: Revisiones periódicas se llevan a cabo para mantener la integridad del sistema de alarma y los procesos de trabajo de gestión de alarmas. (ANSI / ISA-18-2)

### ***2.6.2. Requisito 7.6 Control de los equipos de seguimiento y de medición***

La norma ISO 9001 establece en este requisito que:

La organización debe determinar el seguimiento y la medición a realizar y los equipos de seguimiento y medición necesarios para proporcionar la evidencia de la conformidad del producto con los requisitos determinados.

La organización debe establecer procesos para asegurarse de que el seguimiento y medición puedan realizarse y se realizan de una manera coherente con los requisitos de seguimiento y medición.

Cuando sea necesario asegurarse de la validez de los resultados, el equipo de medición debe:

- a) calibrarse o verificarse, o ambos, a intervalos especificados o antes de su utilización, comparado con patrones de medición trazables a patrones de medición internacionales o nacionales; cuando no existan tales patrones debe registrarse la base utilizada para la calibración o la verificación;
- b) ajustarse o reajustarse según sea necesario;
- c) estar identificado para poder determinar su estado de calibración;
- d) protegerse contra ajustes que pudieran invalidar el resultado de medición;
- e) protegerse contra los daños y el deterioro durante la manipulación, el mantenimiento y el almacenamiento.

Además, la organización debe evaluar y registrar la validez de los resultados de las mediciones anteriores cuando se detecte que el equipo no está conforme con los requisitos. La organización debe tomar las acciones apropiadas sobre el equipo y sobre cualquier producto afectado.

Deben mantenerse registros de los resultados de la calibración y la verificación.

Debe confirmarse la capacidad de los programas informáticos para satisfacer su aplicación cuando estos se utilicen en las actividades de seguimiento y medición de los requisitos especificados. Esto debe llevarse a cabo antes de iniciar su utilización y confirmarse de nuevo cuando sea necesario.

NOTA La confirmación de la capacidad del software para satisfacer su aplicación prevista incluiría habitualmente su verificación y gestión de la configuración para mantener la idoneidad para su uso. (ISO 9001, 2008)

#### *2.6.2.1. Confirmación metrológica*

De acuerdo con la (ISO 10012) del Sistema de gestión de medición de requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición, el proceso de confirmación metrológica se define como el conjunto de operaciones requeridas para asegurarse de que el equipo de medición es conforme con los requisitos correspondientes a su uso previsto.

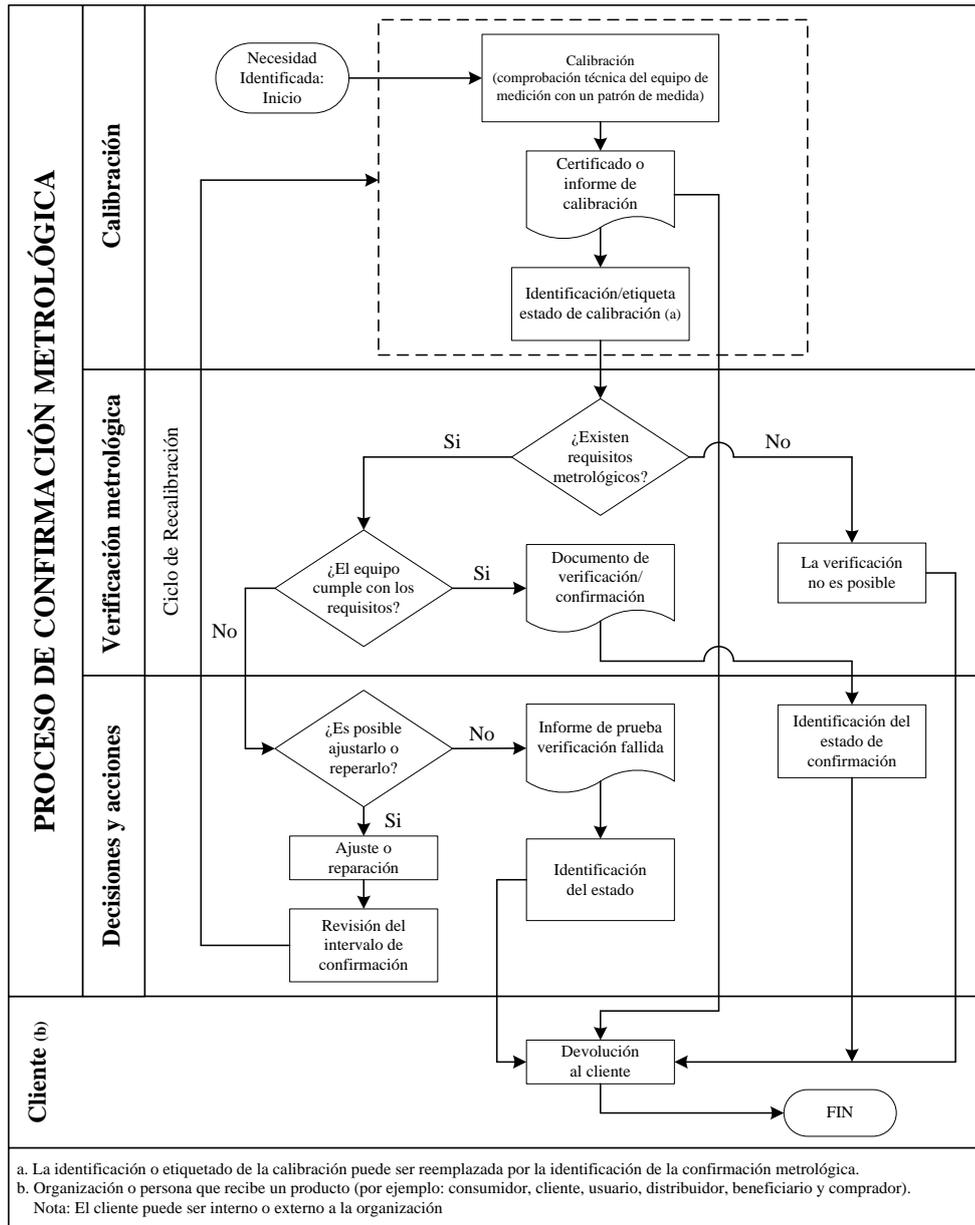
Nota 1: La confirmación metrológica generalmente incluye calibración y verificación, cualquier ajuste o reparación necesario, y la subsiguiente recalibración, la comparación con los requisitos metrológicos del uso previsto del equipo, así como cualquier sellado o etiquetado requerido.

Nota 2: La confirmación metrológica no se logra hasta que se haya demostrado y documentado la adecuación del equipo de medición para el uso previsto.

Nota 3: Los requisitos relativos para el uso previsto incluyen consideraciones tales como alcance, resolución y error máximo permitido.

Nota 4: Los requisitos metrológicos normalmente difieren de los requisitos para el producto y no están especificados estos. (ISO 10012)

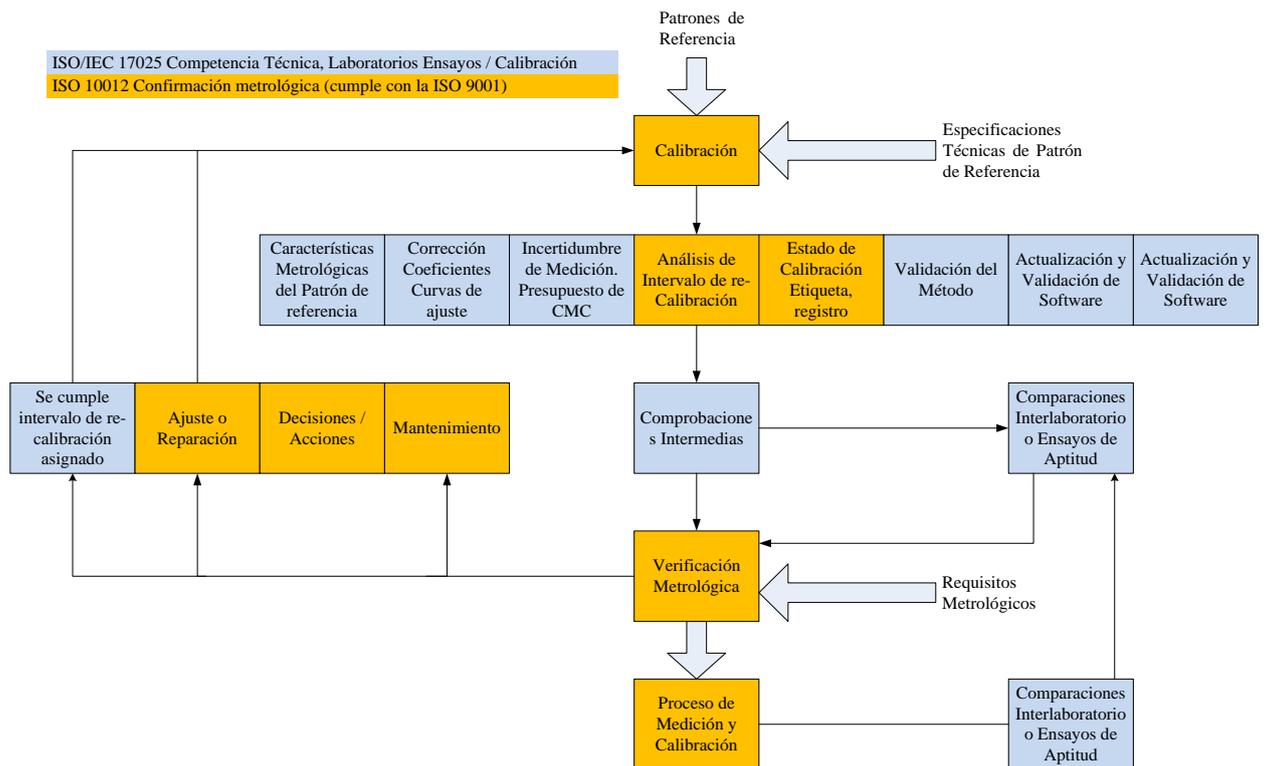
En la Figura -2 se proporciona un diagrama del proceso de confirmación metrológica, en la que se evidencia la calibración, verificación metrológica y las decisiones y acciones.



**Figura 28-2:** Proceso de confirmación metrológica del equipo de medición

Fuente: ISO 10012. Sistema de gestión de las mediciones. (ISO 10012)

En la Figura -2 se plantea un esquema general con los requisitos que se deben cumplir para la ISO 17025 de Evaluación de la conformidad con sus requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración, como para la ISO 10012 del Sistema de gestión de medición de requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición. Los requisitos de la ISO 10012 son los necesarios para el cumplimiento de la ISO 9001.



**Figura 29-2:** Requisitos para el cumplimiento de la ISO 17025 y la ISO 10012.

Fuente: Norma ISO 17025 y norma ISO 10012.

### 2.6.2.2. Proceso de medición

El proceso de medición se lo define en la (ISO 10012) como el “conjunto de operaciones para determinar el valor de una magnitud”. Los procesos de medición que son parte del sistema de gestión de las mediciones, deben ser planificados, validados, implementados, documentados y controlados. Las magnitudes de influencia que afecten a los procesos de medición deben ser identificadas y consideradas. (ISO 10012)

### 2.6.2.3. Herramientas Estadísticas para el aseguramiento de las mediciones.

El Informe Técnico (ISO/TR 10017) proporciona orientación en la selección de técnicas estadísticas apropiadas que pueden ser útiles a una organización en el desarrollo, implementación, mantenimiento y mejora de un sistema de gestión de la calidad en cumplimiento de la Norma ISO 9001. Esto se hace examinando aquellos requisitos de la Norma ISO 9001 que involucran el uso de datos cuantitativos, y después identificando y

describiendo las técnicas estadísticas que pueden ser útiles al aplicarlas a dichos datos como se presenta en la Tabla -2.

**Tabla 5-2:** Técnicas estadísticas - Requisitos 6.3 y 7.6 con datos cuantitativos.

<b>Capítulo/apartado de la Norma ISO 9001:2000</b>	<b>Necesidades que involucran el uso de datos cuantitativos</b>	<b>Técnicas estadísticas</b>
6.3 Infraestructura	Ninguna identificada	
	Necesidad de asegurar que el seguimiento y la medición del proceso y el equipo es coherente con los requisitos.	Estadística descriptiva; análisis de la medición; análisis de la capacidad del proceso; análisis de regresión; muestreo; gráficos de CEP; fijación de tolerancias estadísticas; análisis de series de tiempo
7.6 Control de los dispositivos de seguimiento y de medición	Necesidad de evaluar la validez de las mediciones previas, cuando se requiera.	Estadística descriptiva; prueba de hipótesis; análisis de la medición; análisis de regresión; muestreo; fijación de tolerancias estadísticas; análisis de series de tiempo

**Fuente:** Informe técnico ISO/TR 10017.

## **2.7. Metodología general de la investigación**

### **2.7.1. Tipo y diseño de la investigación.**

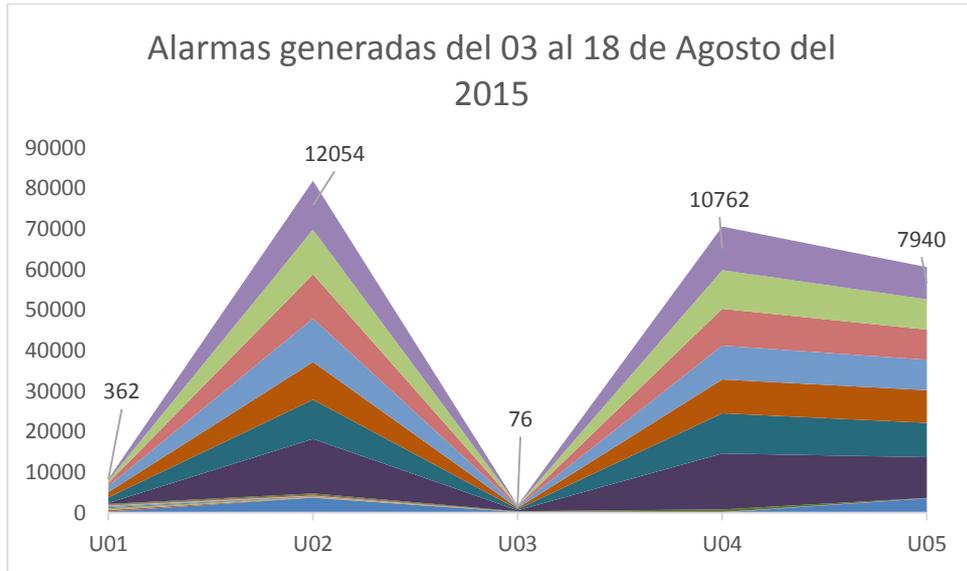
Para la realización de este proyecto de investigación el nivel de análisis aplicado es el exploratorio y descriptivo. Como estrategia para responder al problema planteado de “¿Las magnitudes operacionales del sistema de gestión de energía XA/21 están enfocados al Monitoreo de la Condición para los sistemas de la Central Hidroeléctrica Paute Molino?” el tipo de investigación es de campo.

### **2.7.2. Población y muestra**

La población objeto de estudio son de dos Unidades de Generación de la Central Molino, una de Fase AB y otra de Fase C y la muestra es la porción total de las magnitudes de temperaturas de cada Unidad de Generación.

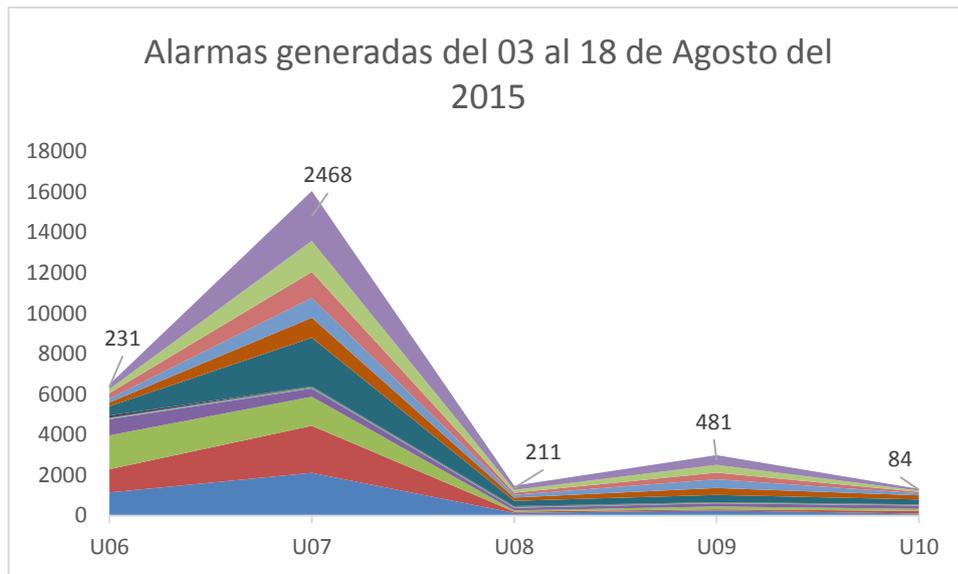
Para establecer la población para este caso estudio se consideró un periodo de tiempo para el análisis, en el cual se presentó diferentes contextos operacionales como el de unidades de generación a máxima carga, unidades en reposo y parada de planta. Del 6 al 11 de agosto las 10 unidades de generación con las que opera la Central Hidroeléctrica Paute dejaron de funcionar con la finalidad de realizar la interconexión con el proyecto hidroeléctrico Sopladora.

Del análisis realizado se puede apreciar en la Figura -2 y Figura -2 que las unidades que mayor número de alarmas acumuladas presentan en el periodo del 3 al 18 de agosto del 2015 son las U02 y U07 con las cuales se estable la población de análisis.



**Figura 30-2:** Alarmas acumuladas de las UG de Fase AB.

Fuente: Sistema de gestión de energía XA/21



**Figura 31-2:** Alarmas acumuladas de las UG de Fase C.

Fuente: Sistema de gestión de energía XA/21

En la Tabla -2, Tabla -2, Tabla -2 y Tabla -2 se presenta las muestras de las 52 magnitudes de temperatura de Fase AB y 58 de Fase C de los sistemas de acumulación bombeo y regulación, agua de enfriamiento, excitación y regulación de voltaje, generador, transformador principal y auxiliares eléctricos.

**Tabla 6-2:** Temperaturas del estator, UG Fase AB y C

<b>ESTATOR</b>	
FASE AB	FASE C
Hierro Punto 1	Bobinados punto 1
Hierro Punto 2	Bobinados punto 2
Hierro Punto 3	Bobinados punto 3
Hierro Punto 4	Bobinados punto 4
Hierro Punto 5	Bobinados punto 5
Hierro Punto 6	Bobinados punto 6
Aire Ent. Radiad. 1	Bobinados punto 7
Aire Sal. Radiad. 1	Bobinados punto 8
Aire Ent. Radiad. 2	Bobinados punto 9
Aire Sal. Radiad. 2	Núcleo punto 1
Aire Ent. Radiad. 3	Núcleo punto 2
Aire Sal. Radiad. 3	Núcleo punto 3
Aire Ent. Radiad. 4	Aire Ent. Radiad. 1
Aire Sal. Radiad. 4	Aire Sal. Radiad. 1
Aire Ent. Radiad. 5	Aire Ent. Radiad. 2
Aire Sal. Radiad. 5	Aire Sal. Radiad. 2
Aire Ent. Radiad. 6	Aire Ent. Radiad. 3
Aire Sal. Radiad. 6	Aire Sal. Radiad. 3
	Aire Ent. Radiad. 4
	Aire Sal. Radiad. 4
	Aire Ent. Radiad. 5
	Aire Sal. Radiad. 5
	Aire Ent. Radiad. 6
	Aire Sal. Radiad. 6

**Fuente:** Información sistema de gestión de energía XA/21

**Tabla 7-2:** Temperaturas de los cojinetes, UG Fase AB y C

<b>COJINETES</b>	
FASE AB	FASE C
Metal empuje 1	Metal combinado guía 1
Metal empuje 2	Metal combinado guía 2
Metal guía sup	Metal combinado empuje 1
Metal guía inf	Metal combinado empuje 2
Metal guía turb	Metal combinado empuje 3
Aceite guía turb	Aceite combinado
Metal empuje barril	Metal 1 guía generador
Metal guía sup. Barril	Metal 2 guía generador
Metal guía inf. Barril	Aceite guía generador
Aceite combinado barril	Metal 1 guía turbina
Aceite guía inf. Barril	Metal 2 guía turbina
	Aceite guía turbina

**Fuente:** Información sistema de gestión de energía XA/21

**Tabla 8-2:** Temperaturas de los transformadores, rotor y cuba, UG Fase AB y C

<b>TRANSFORMADORES, ROTOR Y CUBA</b>	
<b>FASE AB</b>	<b>FASE C</b>
Dev. A principal	Aceite A principal
Dev. B principal	Aceite B principal
Dev. C principal	Aceite C principal
Aceite principal	Devanado principal
Aire ser. Aux	Aire serv. Aux.
Devanado serv. Aux	Agua Sal. Interc. 1
Agua Sal. Inter. 1	Agua Sal. Interc. 2
Agua Sal. Inter. 2	Aceite Ent. Interc. 1
Aceit Ent. Interc. 1	Aceite Ent. Interc. 2
Aceit Ent. Interc. 2	Aceite Sal. Interc. 1
Aceit Sal. Interc. 1	Aceite Sal. Interc. 2
Aceit Sal. Interc. 2	Aire excitación fase A
Aire excitación fase A	Aire excitación fase B
Aire excitación fase B	Aire excitación fase C
Aire excitación fase C	Rotor
Rotor	Aceite cuba regulador
Aceite cuba regulador	

**Fuente:** Información sistema de gestión de energía XA/21

**Tabla 9-2:** Temperaturas del Sistema de agua de enfriamiento, UG Fase AB y C

<b>SISTEMA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO</b>	
<b>FASE AB</b>	<b>FASE C</b>
Entrada general	Entrada general
Salida radiadores	Salida radiadores
Salida coj. Comb.	Salida coj. Comb.
Salida coj. Guía inferior	Salida coj. Guía inferior
Salida coj. Guía turbina	Salida coj. Guía turbina
Salida regulador	Salida regulador

**Fuente:** Información sistema de gestión de energía XA/21

### **2.7.3. Operacionalización de variables**

#### *2.7.3.1. Identificación de la variable*

La variable del caso de estudio son las magnitudes operacionales de temperaturas.

#### *2.7.3.2. Definición conceptual de la variable*

La magnitud física de temperatura es la propiedad de un fenómeno que puede expresarse cuantitativamente mediante un número en el EMS XA/21 en los despliegues de los sistemas de las UG.

#### *2.7.3.3. Definición operacional de la variable*

Análisis de las magnitudes operacionales de temperatura para gestión operativa y de mantenimiento.

#### *2.7.3.4. Dimensiones de la variable*

La dimensión de la variable establecida es como herramienta para gestión operativa y herramienta para gestión de mantenimiento.

#### *2.7.3.5. Señalización del indicador*

Se ha establecido los indicadores que se derivan o se obtienen a través de la definición operacional de la variable y su dimensión.

- Límite de control estadístico superior.
- Límite de control estadístico inferior.
- Porcentaje de número de alarmas activas.
- Numero de reportes de equipos defectuosos.

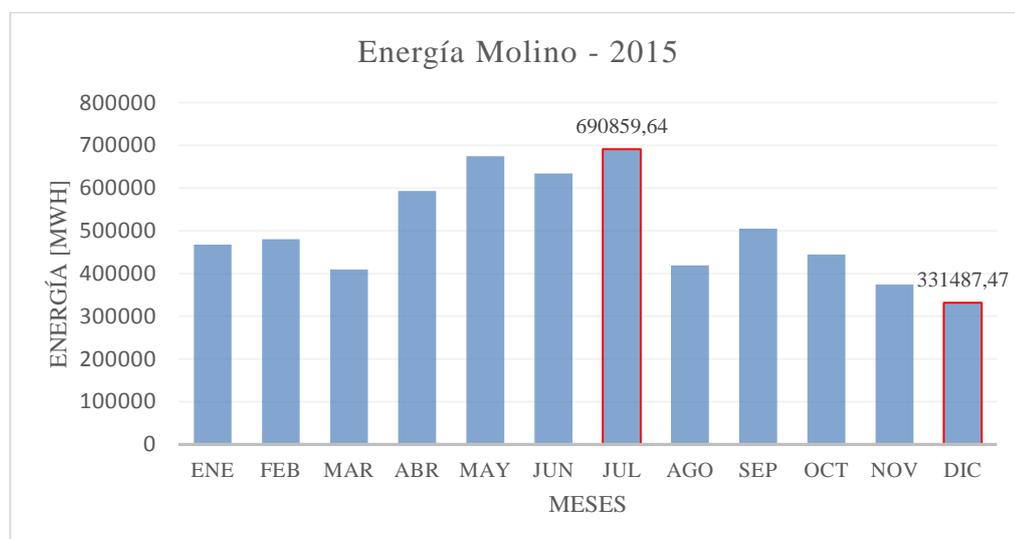
#### 2.7.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Los datos del estudio para la metodología para analizar las magnitudes operacionales de temperaturas del sistema de gestión de energía XA/21 como herramienta de gestión operativa y de mantenimiento de los sistemas de la central hidroeléctrica paute molino, es tomado del software SARDOM “Sistema de Análisis y Registro de Operación y Mantenimiento”, el cual es una herramienta de gestión operativa y administrativa de las áreas de Operación y Mantenimiento de las Centrales Paute-Molino y Paute-Mazar.

#### 2.7.5. Técnicas de procesamiento y análisis de los datos

Para el análisis de los datos se utilizará el sistema computacional de estadísticas Minitab<sup>®</sup>17. Este software fue creado en 1972 por tres profesores de Penn State y el cual es un paquete estadístico que abarca todos los aspectos necesarios para la aplicación de la Estadística en general.

Los datos para el análisis de las magnitudes operaciones corresponden a los meses de julio y diciembre del año 2015 como se indican en la Figura -2, meses de mayor y menor generación respectivamente de energía eléctrica en el cual se contempla contextos operacionales óptimos (máxima generación, ingreso y salida de UG y mantenimientos preventivos) para establecer los límites de control estadísticos.



**Figura 32-2:** Producción de energía de la Central Molino, periodo 2015.

**Fuente:** <http://hpaforms.celec.gob.ec/hidropaute/graficaproduccion/default.aspx>

Para la interpretación estadística de los datos del caso de estudio y la determinación de intervalos de tolerancia estadísticos se ha tomado como referencia la norma ISO 16269-6. Minitab®17 facilita en las herramientas de calidad para calcular los intervalos de tolerancia de los procesos los cuales están en conformidad con el estándar de la norma ISO 16269-6.

La evaluación de los datos de las magnitudes operacionales para el análisis de la distribución normal se la realizó mediante las estadísticas descriptivas como la media, mediana, moda, desviación estándar, coeficiente de variación, asimetría y curtosis, con herramientas del software Minitab®17.

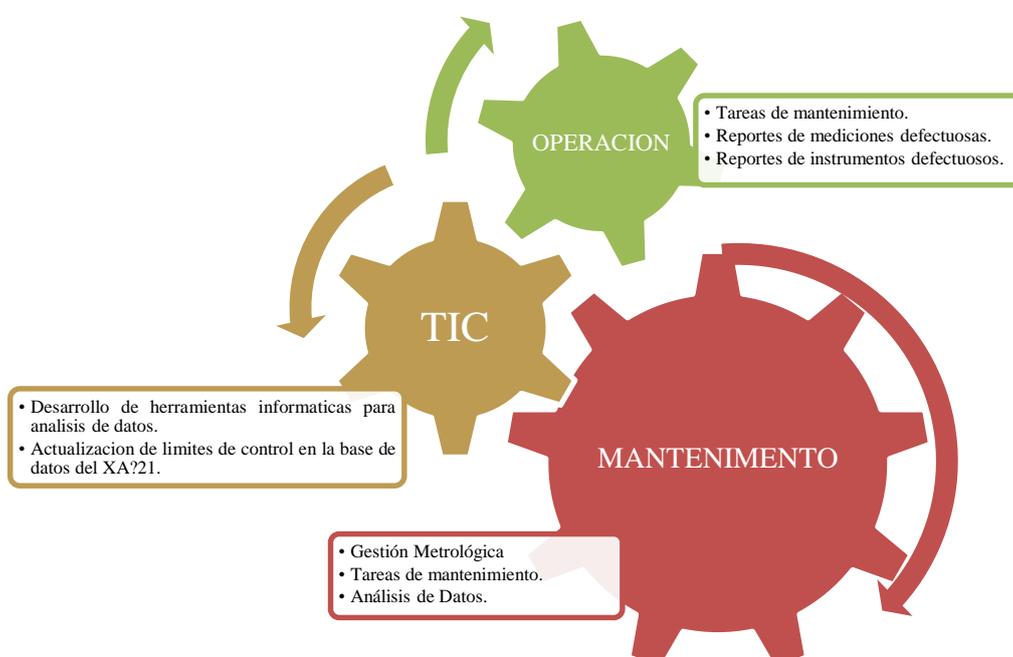
## CAPITULO III

### 3. PROPUESTA DE LA METODOLOGIA CASO DE ESTUDIO

En el presente capítulo se detalla la metodología planteada para este caso de estudio, en el cual se contempla el cumplimiento de requisitos normativos, objetivos corporativos y políticas de la Subgerencia de Producción de la Unidad de Negocio Hidropaute.

#### 3.1. Metodología propuesta

La metodología para analizar las magnitudes operacionales: “caso de estudio temperaturas” del sistema de gestión de energía XA/21, comprende aspectos técnicos, administrativos, instrumentales y estadísticos, en los cuales se establecen requerimientos para asegurar la conformidad de las mediciones con el trabajo conjunto de los procesos de Operación, Mantenimiento y Tecnologías de la información y la comunicación como se indica en la Figura -3

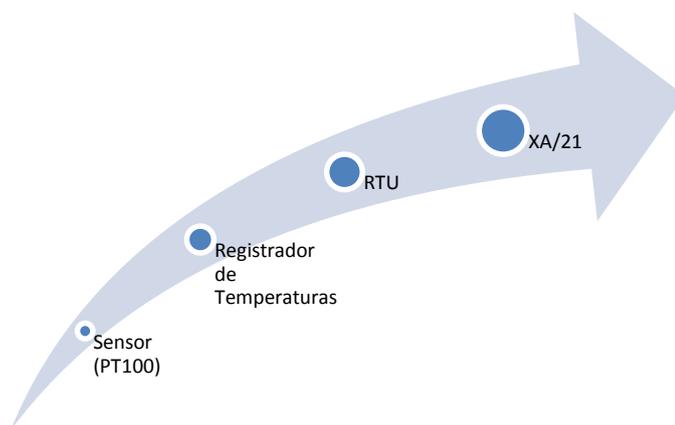


**Figura 1-3:** Procesos involucrados para la conformidad de los datos.

**Fuente:** ROMERO, Eduardo, 2016

### 3.1.1. Plan de mantenimiento

Se han identificado actividades de mantenimiento como oportunidades de mejora con la inclusión de tareas de mantenimiento a nivel del proceso de operación y mantenimiento para asegurar la conformidad de las mediciones en la cadena de medida la que se indica en la Figura -3.



**Figura 2-3:** Cadena de medida de la magnitud de temperatura.

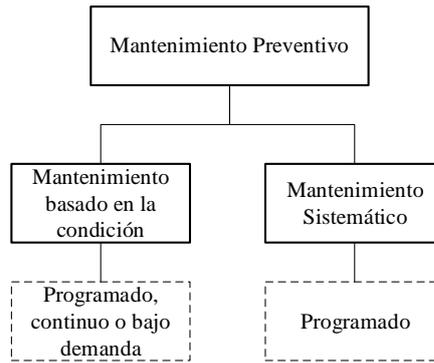
**Fuente:** ROMERO, Eduardo, 2016

La norma UNE-EN 13306 de terminología de mantenimiento establece que el plan de mantenimiento es el “conjunto estructura de tareas que incluyen las actividades, los procedimientos, los recursos y la duración necesaria para realizar el mantenimiento.” (UNE-EN 13306)

#### 3.1.1.1. Tipos y estrategias de mantenimiento planteadas

Los tipos y estrategias de mantenimiento establecidos para la conformidad de los datos son mantenimientos preventivos sujetos a intervalos predeterminados los cuales están en función de Plan anual de mantenimientos preventivos de las Unidades de Generación (Código: ML-MT-03) del Anexo 4-A y del Plan anual de actividades de monitoreo del personal de Operación - Casa De Máquinas (Código: HP.O.PL.02) del Anexo 4-B. En la Figura 3-3 se presenta los mantenimientos establecidos como complemento con la gestión metrológica para la confirmación de los datos.

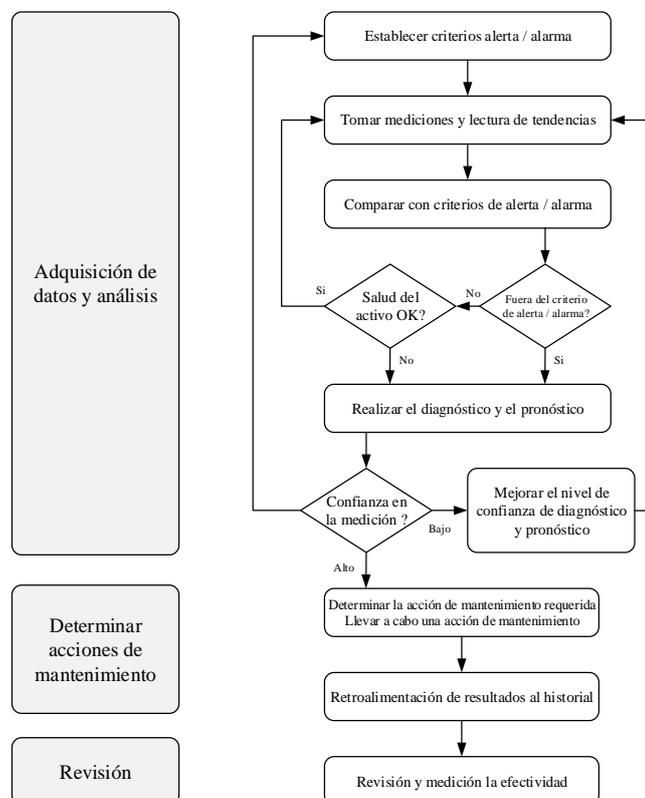
- **Mantenimiento programado.-** Mantenimiento preventivo que será ejecutado de acuerdo a los programas con tiempo establecido para las actividades de mantenimiento para los procesos de Operación y Mantenimiento.



**Figura 3-3:** Mantenimiento para la conformidad de los datos.

Fuente: Norma española de Terminología del mantenimiento. (UNE-EN 13306)

- **Mantenimiento basado en la condición.-** Mantenimiento preventivo basado en la monitorización de los parámetros de temperatura de los sistemas de las UG, y las acciones subsiguientes en función de los planes de control establecidos. La norma ISO 17359 de Monitoreo de Condición y diagnóstico de máquinas establece las directrices para los procedimientos generales que se deben considerar al establecer un programa de monitorización de condición de máquinas. En la Figura -3 se presenta el análisis requerido para la adquisición de datos y su análisis en conformidad con la norma ISO 17359.



**Figura 4-3:** Adquisición de datos y análisis de acuerdo a la ISO 17359.

Fuente: ISO 17359. Monitoreo de Condición y diagnóstico de máquinas

### 3.1.1.2. Estructura de tareas

Las tareas establecidas como requerimientos en función del requisito 6.3 Infraestructura de la norma ISO 9001 en la que se establece que “La organización debe determinar, proporcionar y mantener la infraestructura necesaria para lograr la conformidad con los requisitos del producto” (ISO 9001, 2008), se ha plantea como oportunidad de mejora con el objetivo de garantizar la conformidad de las mediciones en toda la cadena de medición, son para los procesos de mantenimiento y operación, estas tareas se indican a continuación:

- **Mantenimiento:**

Para el proceso de mantenimiento se han incluido tareas a las siguientes áreas del proceso:

- Ingeniería de Mantenimiento y Producción.

Análisis de los datos.

- Mantenimiento Electrónico.

Ajuste y limpieza de conexiones de borneras en la cadena de medición (sensor y registrador de temperaturas).

- **Operación**

Inspección visual y levantamiento de alarmas presentes en los registradores de temperaturas.

Las tareas establecidas como requerimientos en función del requisito 7.6 de Control de los equipos de seguimiento y de medición de la norma ISO 9001 en la que establece que “La organización debe determinar el seguimiento y la medición a realizar y los equipos de seguimiento y medición necesarios para proporcionar la evidencia de la conformidad del producto con los requisitos determinados. La organización debe establecer procesos para asegurarse de que el seguimiento y medición puedan realizarse y se realizan de una manera coherente con los requisitos de seguimiento y medición.” (ISO 9001, 2008), se ha plantea como oportunidad de mejora y con el objetivo de garantizar que las mediciones en toda la cadena de medición, son para los procesos de mantenimiento y tecnologías de la información y la comunicación, estas tareas se indican a continuación:

- **Metrología**

Confirmación metrológica de la cadena de medida de las magnitudes de temperatura.

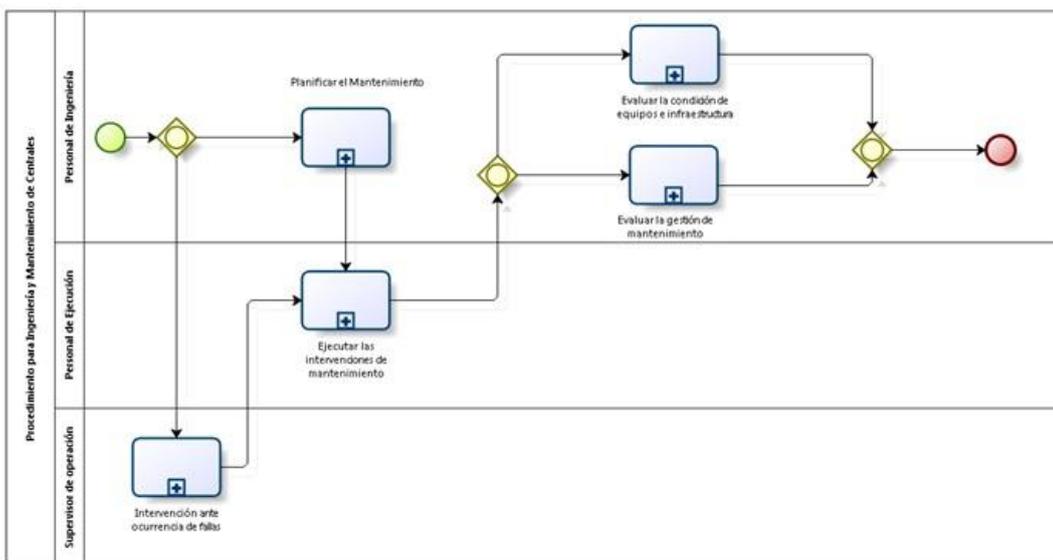
- Tecnologías de la información y la comunicación.
  - Actualización de la base de datos de las magnitudes de temperatura en coordinación con Metrología de acuerdo al resultado de las calibraciones.
  - Actualización en coordinación con Ingeniería de Mantenimiento y Producción de los límites operacionales de las magnitudes de temperatura.

### 3.1.1.3. Procedimientos

En la UNH se han establecido 14 macro procesos y 42 procesos para los cuales se tienen desarrollados sus procedimientos, estos procedimientos tienen la descripción documentada de cada proceso.

La metodología propuesta se alinea a los procesos de la UNH, los procesos son actividades interrelacionadas o que interactúan, que producen elementos de entrada en resultados que cumplen con los requisitos de las partes interesadas.

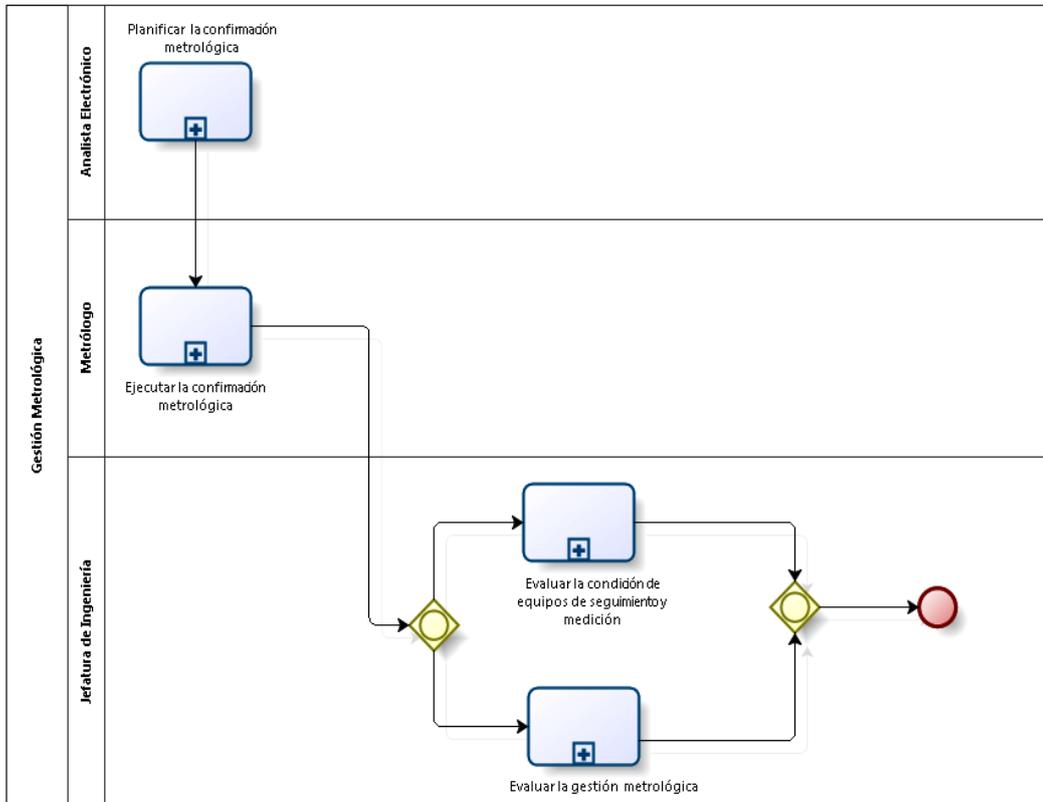
- Procedimiento para Mantenimiento de Centrales de Generación: Este procedimiento aplica para las actividades de planificación de mantenimiento, gestión de intervenciones, la evaluación y mejora tanto de los equipos e infraestructura como de la gestión de mantenimiento en las Centrales de Generación de la Unidad de Negocio HIDROPAUTE.



**Figura 5-3:** Procedimiento para Mantenimiento de Centrales de Generación

**Fuente:** Sistema de Gestión Integral de Celec EP. Unidad de Negocio Hidropaute

- Procedimiento para Gestión Metrológica: Establece los lineamientos para garantizar la validez de las mediciones mediante un sistema de gestión metrológico estandarizado para la Unidad de Negocio Hidropaute.



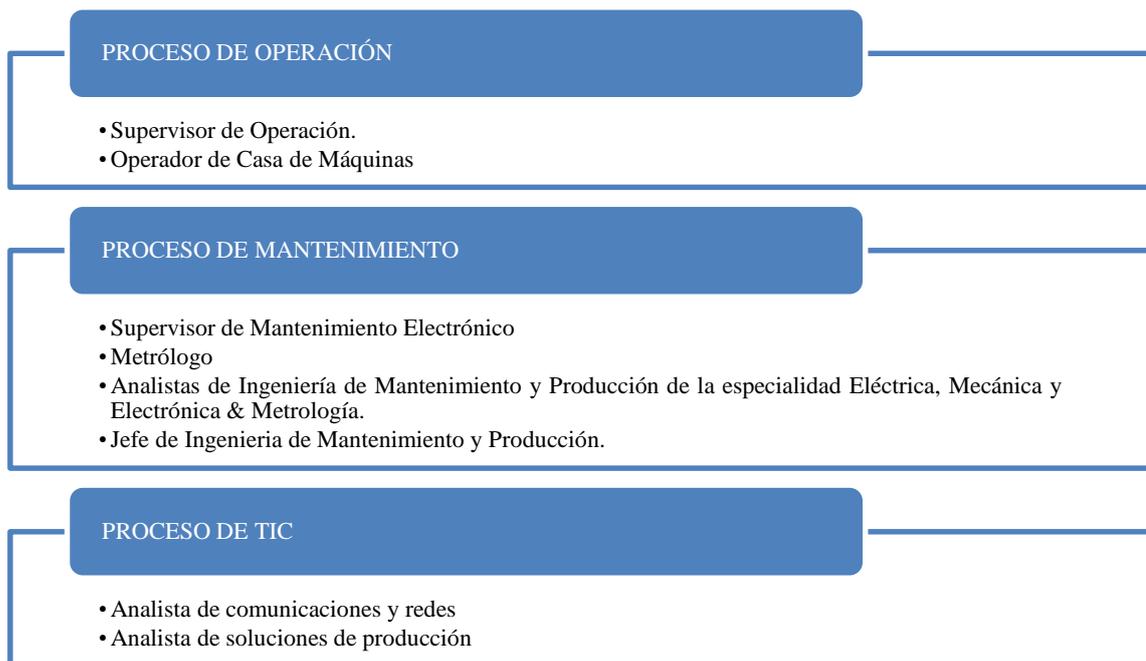
**Figura 6-3:** Procedimiento para Gestión Metrológica.

**Fuente:** Sistema de Gestión Integral de Celec EP. Unidad de Negocio Hidropaute

#### 3.1.1.4. Recursos y duración

Los recursos necesarios son personal de los procesos de Operación, Mantenimiento y Tecnologías de la información y la comunicación como describe en la Figura -3.

El tiempo de duración de las actividades está en función del Plan anual de mantenimientos preventivos de las Unidades de Generación y del Plan anual de actividades de monitoreo del personal de Operación - Casa De Máquinas, estos se describen en la Tabla -3, Tabla -3, Tabla 3-3, Tabla -3, Tabla -3 y Tabla -3.



**Figura 7-3:** Recursos de los procesos vinculados para la conformidad de los datos.

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 1-3:** Actividades de mantenimiento electrónico de la cadena de medida (sensor y registrador de temperaturas)

ITEM	DESCRIPCION	PERIODICIDAD	TIEMPO
A1	REGISTRADORES DE TEMPERATURA		
A1.1	Ajuste y limpieza de conexiones de borneras en la cadena de medición (sensor y registrador de temperaturas).	Anual	4 horas

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 2-3:** Actividades de Ingeniería de mantenimiento y producción, en el análisis de datos

ITEM	DESCRIPCION	PERIODICIDAD	TIEMPO
A1	Análisis de datos		
A1.1	Análisis de los datos	Semestral	8 horas
A1.2	Determinación de intervalos de tolerancias estadísticos	Semestral	8 horas
A1.3	Decisiones y acciones de los puntos analógicos	Plan Anual	5 horas

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 3-3:** Actividades de monitoreo del personal de Operación - Casa De Máquinas en los registradores de temperaturas.

ITEM	DESCRIPCION	PERIODICIDAD	TIEMPO
A1	REGISTRADORES DE TEMPERATURA		
A1.1	Inspección visual y levantamiento de alarmas presentes en los registradores de temperaturas.	Semanal	0.5 horas

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 4-3:** Actividades de Metrología - U02

ITEM	DESCRIPCION	PERIODICIDAD	TIEMPO
A1	Gestión Metroológica		
A1.1	Calibración	Plan Anual	50 horas
A1.2	Verificación metroológica en la cadena de medición	Plan Anual	10 horas

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 5-3:** Actividades de Metrología - U07

ITEM	DESCRIPCION	PERIODICIDAD	TIEMPO
A1	Gestión Metroológica		
A1.1	Calibración	Plan Anual	59.5 horas
A1.2	Verificación metroológica en la cadena de medición	Plan Anual	10 horas

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 6-3:** Actividades de Tecnologías de la información y la comunicación

ITEM	DESCRIPCION	PERIODICIDAD	TIEMPO
A1	Actualización base de datos XA/21		
A1.1	Actualización de la base de datos de las magnitudes de temperatura en coordinación con Metrología de acuerdo al resultado de las calibraciones.	Plan Anual	2 horas
A1.2	Actualización en coordinación con Ingeniería de Mantenimiento y Producción de los límites operacionales de las magnitudes de temperatura.	Plan Anual	2 horas

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

### 3.1.2. Herramientas estadísticas aplicadas

Para la interpretación estadística de los datos del caso de estudio y la determinación de intervalos de tolerancia estadísticos de las magnitudes de temperatura se ha tomado como referencia la norma ISO 16269-6 de Interpretación Estadística de Datos.

La ISO 16269-6 describe los procedimientos para establecer los intervalos de tolerancia que incluye por lo menos una proporción específica de la población ( $p$ ) con un nivel de confianza específico ( $1 - \alpha$ ) y se proporcionan los intervalos de tolerancia estadísticos a ambos lados. Se proporcionan dos métodos, un método paramétrico para el caso cuando la característica bajo estudio tiene una distribución normal y un método de distribución libre para el caso donde no se conoce nada acerca de la distribución, excepto que es continua.

En la Tabla -3 se presenta el desarrollo de como determinar los intervalos de tolerancia estadístico ambos lados con cobertura  $p$  y un nivel de confianza  $1 - \alpha$  de una población normal.

**Tabla 7-3:** Formulario B - Intervalo de tolerancia estadístico ambos lados (varianza conocida)

<p>Determinación de un intervalo de tolerancia estadístico ambos lados con cobertura <math>p</math> y un nivel de confianza <math>1 - \alpha</math></p> <p>Valores conocidos:</p> <p>a) la varianza: <math>\sigma^2 =</math></p> <p>b) la desviación estándar: <math>\sigma =</math></p> <p>Valores determinados</p> <p>c) proporción de la población seleccionada para el intervalo de tolerancia: <math>p =</math></p> <p>d) nivel de confianza seleccionado: <math>1 - \alpha</math></p> <p>e) tamaño de la muestra: <math>n =</math></p> <p>Factor tabulado:</p> <p><math>k_2 (n; p; 1 - \alpha) =</math></p> <p>Éste valor puede leerse en las tablas proporcionadas en el Anexo C de la norma para un intervalo de los valores de <math>n; p; 1 - \alpha</math>.</p> <p>Cálculos</p> $\bar{x} = \sum \frac{x}{n} =$ $k_2 (n; p; 1 - \alpha) \times \sigma =$ <p>Resultados:</p> <p>El intervalo de tolerancia estadístico ambos lados con cobertura <math>p</math> y un nivel de confianza <math>1 - \alpha</math> tiene como límites:</p> $x_L = \bar{x} - k_2 (n; p; 1 - \alpha) \times \sigma =$ $x_U = \bar{x} + k_2 (n; p; 1 - \alpha) \times \sigma =$
--

**Fuente:** Norma ISO 16269-6 – Interpretación estadística de datos. Determinación de los intervalos de tolerancia. (ISO 16269-6, 2014)

### 3.1.3. Planes de control

Se aplica a las magnitudes de temperatura del caso de estudio para el control de los procesos de operación y mantenimiento de los sistemas, subsistemas, equipos y componentes. El plan de control establecido está alineado de acuerdo a los procedimientos de la Unidad de Negocio Hidropaute, el cual se indica en la

Sistema	Subsistema	Parámetro de Control	Especificación		Tolerancia	Referencia	Sistema de medición o referencia	Frecuencia	Método de Control	Gráfico de Control	Plan de Reacción	Registros Utilizados	Responsable
			Temperaturas	U									
Sistema Agua de Enfriamiento	Sistema Agua de Enfriamiento	Entrada general	8	18	±1.5*	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metrologica. 2.- Acciones correctivas 3.- Analisis Causa Raiz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida radiadores	13	18	±1.5*	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metrologica. 2.- Acciones correctivas 3.- Analisis Causa Raiz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida coj. Comb.	15	20	±1.5*	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metrologica. 2.- Acciones correctivas 3.- Analisis Causa Raiz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida coj. Guia Inferio	18	21	±1.5*	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metrologica. 2.- Acciones correctivas 3.- Analisis Causa Raiz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida coj. Guia turbin.	17	20	±1.5*	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metrologica. 2.- Acciones correctivas 3.- Analisis Causa Raiz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida regulador	13	17	±1.5*	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metrologica. 2.- Acciones correctivas 3.- Analisis Causa Raiz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento

Figura 8-3.

#### 3.1.3.1. Parámetros de control

A cada uno de los sistemas, se le identifican los parámetros a controlar, con la información que se define a continuación:

- **Parámetro de control:** Es la variable sujeta al control requerido
- **Especificación:** Es el valor que debe cumplir la variable sujeta a control, en sus respectivas unidades.
- **Tolerancia:** Es la variación permitida alrededor de la especificación (Rango de especificación)
- **Referencia:** Es la fuente de información que establece la especificación y tolerancia (pueden ser normas, manuales de equipos, datos históricos, etc.)
- **Instrumento de medición o referencia:** Es el equipo o dispositivo con que se toman las medidas de control (variables de control relacionadas con las especificaciones). Estos equipos pueden ser considerados en el Plan Metrológico de la Organización.
- **Frecuencia:** Es la periodicidad de las medidas de control.
- **Método de Control:** Es la forma en que se realiza el control. Puede estar documentado en un instructivo, gráfico o esquema.

- **Gráfico de Control:** Herramienta estadística que registra las mediciones tomadas, y permite visualizar desempeños y/o tendencias y sus análisis correspondientes. Ver Anexo 4-K
- **Plan de Reacción:** Son las acciones que se llevan a cabo cuando el parámetro controlado está fuera de especificaciones y tolerancias. Ver Anexo 4-L.
- **Registro utilizado:** Es la evidencia documentada de los valores obtenidos de las mediciones.
- **Responsable:** Es el técnico responsable de aplicar el Plan de Control

Sistema	Subsistema	Parámetro de Control	Especificación		Tolerancia	Referencia	Sistema de medición o referencia	Frecuencia	Método de Control	Gráfico de Control	Plan de Reacción	Registros Utilizados	Responsable
			Temperaturas	U									
Sistema Agua de Enfriamiento	Sistema Agua de Enfriamiento	Entrada general	8	18	±1.5*	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/Z1 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmacion Metrologica. 2.- Acciones correctivas 3.- Analisis Causa Raiz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida radiadores	13	18	±1.5*	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/Z1 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmacion Metrologica. 2.- Acciones correctivas 3.- Analisis Causa Raiz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida coj. Comb.	15	20	±1.5*	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/Z1 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmacion Metrologica. 2.- Acciones correctivas 3.- Analisis Causa Raiz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida coj. Guia inferior	18	21	±1.5*	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/Z1 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmacion Metrologica. 2.- Acciones correctivas 3.- Analisis Causa Raiz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida coj. Guia turbin.	17	20	±1.5*	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/Z1 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmacion Metrologica. 2.- Acciones correctivas 3.- Analisis Causa Raiz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida regulador	13	17	±1.5*	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/Z1 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmacion Metrologica. 2.- Acciones correctivas 3.- Analisis Causa Raiz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento

**Figura 8-3:** Plantilla del Plan de control de magnitudes de temperatura

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

# CAPITULO IV

## 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

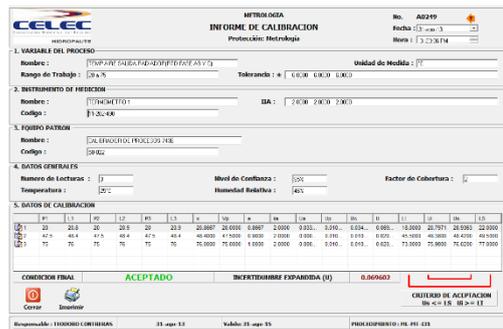
### 4.1. Instrumentación de las magnitudes de temperatura.

Para el análisis de los datos de la instrumentación de las magnitudes de temperatura del caso de estudio, se procedió con la verificación del estado de calibración en el software de control metrológico MetrologyPC. En la Figura -4 se presenta la interfaz principal del software MetrologyPC, mientras que en la Figura -4 se presenta un informe de calibración.



**Figura 1-4:** Software de control metrológico

**Fuente:** Software de control metrológico MetrologyPC.



**Figura 2-4:** Informe de calibración

**Fuente:** Software de control metrológico MetrologyPC.

De la revisión de los informes de calibración se verifico que la totalidad de la instrumentación en su último resultado de la calibración constan como ACEPTADO, con lo cual se garantiza mediciones confiables para el análisis estadístico, en la Tabla -4 y Tabla -4 se presenta en el resumen del estado de calibración de la instrumentación de magnitudes de temperatura de las U02 y U07 respectivamente.

**Tabla 1-4:** Instrumentación de las magnitudes de temperatura - U02

	<b>Código Instrumento</b>	<b>Instrumento</b>	<b>Periodicidad</b>	<b>Resultado Calibración</b>
COJINETE COMBINADO	11-202-452	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
	11-202-476	TERMOMETRO	730	ACEPTADO
	11-202-506	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
COJINETE EMPUJE	11-202-441	TERMOMETRO 1	10950	ACEPTADO
	11-202-442	TERMOMETRO 2	10950	ACEPTADO
	11-202-448	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
	11-202-508	TERMOMETRO 3	10950	ACEPTADO
	11-202-444	TERMOMETRO 1	10950	ACEPTADO
COJINETE INFERIOR	11-202-449	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
	11-202-450	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
	11-202-475	TERMOMETRO	730	ACEPTADO
	11-202-507	TERMOMETRO 2	10950	ACEPTADO
	11-202-509	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
COJINETE SUPERIOR	11-202-443	TERMOMETRO 1	10950	ACEPTADO
	11-202-451	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
	11-202-510	TERMOMETRO 2	10950	ACEPTADO
COJINETE TURBINA	11-202-445	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
	11-202-446	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
	11-202-447	TERMOMETRO	365	ACEPTADO
	11-202-479	TERMOMETRO	730	ACEPTADO
	11-202-482	TERMOMETRO	730	ACEPTADO
	11-202-434	TERMOMETRO 1	10950	ACEPTADO
	11-202-435	TERMOMETRO 2	10950	ACEPTADO
	11-202-436	TERMOMETRO 3	10950	ACEPTADO
	11-202-437	TERMOMETRO 4	10950	ACEPTADO
	11-202-438	TERMOMETRO 5	10950	ACEPTADO
ESTATOR	11-202-439	TERMOMETRO 6	10950	ACEPTADO
	11-202-489	TERMOMETRO 1	730	ACEPTADO
	11-202-490	TERMOMETRO 1	730	ACEPTADO
	11-202-491	TERMOMETRO 2	730	ACEPTADO
	11-202-492	TERMOMETRO 2	730	ACEPTADO
	11-202-493	TERMOMETRO 3	730	ACEPTADO
	11-202-494	TERMOMETRO 3	730	ACEPTADO
	11-202-495	TERMOMETRO 4	730	ACEPTADO
	11-202-496	TERMOMETRO 4	730	ACEPTADO
	11-202-497	TERMOMETRO 5	730	ACEPTADO
	11-202-498	TERMOMETRO 5	730	ACEPTADO
	11-202-499	TERMOMETRO 6	730	ACEPTADO
	11-202-500	TERMOMETRO 6	730	ACEPTADO
	SAE	11-202-480	TERMOMETRO	730
SAR	11-202-478	TERMOMETRO	730	ACEPTADO
	11-202-481	TERMOMETRO	730	ACEPTADO
TRAFO AUXILIARES	11-202-504	TERMOMETRO	365	ACEPTADO
	11-202-505	TERMOMETRO	730	ACEPTADO
TRAFO EXCITACIÓN	11-202-501	TERMOMETRO C	730	ACEPTADO
	11-202-502	TERMOMETRO B	730	ACEPTADO
	11-202-503	TERMOMETRO A	730	ACEPTADO
	11-202-463	TERMOMETRO H1	365	ACEPTADO
	11-202-464	TERMOMETRO H2	365	ACEPTADO
	11-202-466	TERMOMETRO H3	365	ACEPTADO
	11-202-483	TERMOMETRO 1	730	ACEPTADO
	11-202-484	TERMOMETRO 1	730	ACEPTADO
TRAFO PRINCIPAL	11-202-485	TERMOMETRO 1	730	ACEPTADO
	11-202-486	TERMOMETRO 2	730	ACEPTADO
	11-202-487	TERMOMETRO 2	730	ACEPTADO
	11-202-488	TERMOMETRO 2	730	ACEPTADO

**Fuente:** Software de control metrológico MetrologyPC. Unidad de Negocio Hidropaute.

**Tabla 2-4:** Instrumentación de las magnitudes de temperatura - U07

	<b>Código Instrumento</b>	<b>Instrumento</b>	<b>Periodicidad</b>	<b>Resultado Calibración</b>
COJINETE COMBINADO	11-202-452	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
	11-202-476	TERMOMETRO	730	ACEPTADO
	11-202-506	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
COJINETE EMPUJE	11-202-441	TERMOMETRO 1	10950	ACEPTADO
	11-202-442	TERMOMETRO 2	10950	ACEPTADO
	11-202-448	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
	11-202-508	TERMOMETRO 3	10950	ACEPTADO
	11-202-444	TERMOMETRO 1	10950	ACEPTADO
COJINETE INFERIOR	11-202-449	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
	11-202-450	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
	11-202-475	TERMOMETRO	730	ACEPTADO
	11-202-507	TERMOMETRO 2	10950	ACEPTADO
	11-202-509	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
COJINETE SUPERIOR	11-202-443	TERMOMETRO 1	10950	ACEPTADO
	11-202-451	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
	11-202-510	TERMOMETRO 2	10950	ACEPTADO
COJINETE TURBINA	11-202-445	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
	11-202-446	TERMOMETRO	10950	ACEPTADO
	11-202-447	TERMOMETRO	365	ACEPTADO
	11-202-479	TERMOMETRO	730	ACEPTADO
	11-202-482	TERMOMETRO	730	ACEPTADO
	11-202-434	TERMOMETRO 1	10950	ACEPTADO
	11-202-435	TERMOMETRO 2	10950	ACEPTADO
	11-202-436	TERMOMETRO 3	10950	ACEPTADO
	11-202-437	TERMOMETRO 4	10950	ACEPTADO
	11-202-438	TERMOMETRO 5	10950	ACEPTADO
ESTATOR	11-202-439	TERMOMETRO 6	10950	ACEPTADO
	11-202-489	TERMOMETRO 1	730	ACEPTADO
	11-202-490	TERMOMETRO 1	730	ACEPTADO
	11-202-491	TERMOMETRO 2	730	ACEPTADO
	11-202-492	TERMOMETRO 2	730	ACEPTADO
	11-202-493	TERMOMETRO 3	730	ACEPTADO
	11-202-494	TERMOMETRO 3	730	ACEPTADO
	11-202-495	TERMOMETRO 4	730	ACEPTADO
	11-202-496	TERMOMETRO 4	730	ACEPTADO
	11-202-497	TERMOMETRO 5	730	ACEPTADO
	11-202-498	TERMOMETRO 5	730	ACEPTADO
	11-202-499	TERMOMETRO 6	730	ACEPTADO
	11-202-500	TERMOMETRO 6	730	ACEPTADO
	SAE	11-202-480	TERMOMETRO	730
SAR	11-202-478	TERMOMETRO	730	ACEPTADO
	11-202-481	TERMOMETRO	730	ACEPTADO
TRAFO AUXILIARES	11-202-504	TERMOMETRO	365	ACEPTADO
	11-202-505	TERMOMETRO	730	ACEPTADO
TRAFO EXCITACIÓN	11-202-501	TERMOMETRO C	730	ACEPTADO
	11-202-502	TERMOMETRO B	730	ACEPTADO
	11-202-503	TERMOMETRO A	730	ACEPTADO
	11-202-463	TERMOMETRO H1	365	ACEPTADO
	11-202-464	TERMOMETRO H2	365	ACEPTADO
TRAFO PRINCIPAL	11-202-465	TERMOMETRO	365	ACEPTADO
	11-202-466	TERMOMETRO H3	365	ACEPTADO
	11-202-483	TERMOMETRO 1	730	ACEPTADO
	11-202-484	TERMOMETRO 1	730	ACEPTADO
	11-202-485	TERMOMETRO 1	730	ACEPTADO
	11-202-486	TERMOMETRO 2	730	ACEPTADO
	11-202-487	TERMOMETRO 2	730	ACEPTADO
	11-202-488	TERMOMETRO 2	730	ACEPTADO

**Fuente:** Software de control metrológico MetrologyPC. Unidad de Negocio Hidropaute.

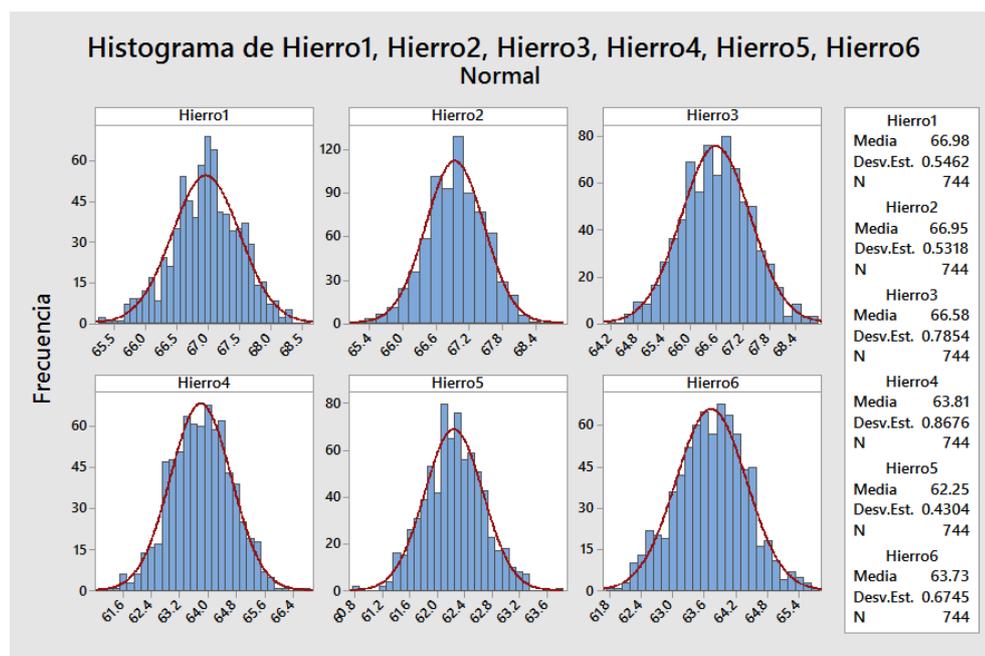
## 4.2. Análisis de intervalos de tolerancia paramétricos

Las medidas de distribución como la asimetría y la curtosis nos permiten identificar la forma en que se separan o aglomeran los valores de acuerdo a su representación gráfica. Estas medidas describen la manera como los datos tienden a reunirse de acuerdo con la frecuencia con que se hallen dentro de la información. En la Tabla -4 y Tabla -4 se presenta los resultados de las medidas de distribución como la media, desviación estándar, mediana, asimetría y curtosis de una muestra de datos del estator y transformador principal de la U02 y U07 respectivamente, las que nos permitirán tomar las decisiones de aceptar o rechazar la hipótesis nula, mientras que en la Figura -4 y Figura -4 se presenta sus histogramas.

**Tabla 3-4:** Resultados de medidas de distribución, muestras estator Hierro - U02

Variable	Media	Desv.Est.	Mediana	Asimetría	Curtosis
Hierro1	66.978	0.546	66.997	-0.16	-0.03
Hierro2	66.947	0.532	66.955	-0.14	0.13
Hierro3	66.578	0.785	66.59	0.02	-0.15
Hierro4	63.811	0.868	63.819	-0.06	-0.05
Hierro5	62.248	0.43	62.247	0.05	0.06
Hierro6	63.727	0.674	63.755	-0.06	-0.11

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016



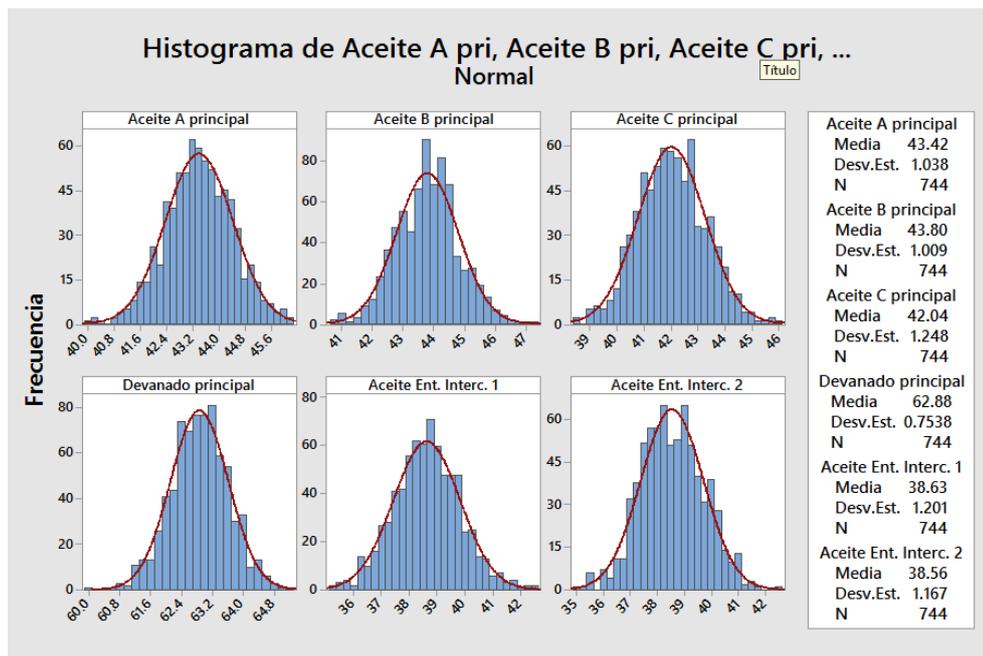
**Figura 3-4:** Histograma de distribución de datos del Hierro del Estator – U02

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 4-4:** Resultados de medidas de distribución, muestras Transformador Principal - U07

Variable	Media	Desv.Est.	Mediana	Asimetría	Curtosis
Aceite A principal	43.418	1.038	43.387	-0.05	0
Aceite B principal	43.795	1.009	43.811	-0.01	0.2
Aceite C principal	42.041	1.248	42.028	0.08	-0.11
Devanado principal	62.878	0.754	62.881	-0.1	0.16
Aire serv. Aux.	32.316	0.473	32.3	-0.18	-0.29
Rotor	64.445	1.488	64.499	-0.14	0.39

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016



**Figura 4-4:** Histograma de distribución de datos del Hierro del Estator – U07

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

Cuando la distribución de los datos cuenta con un coeficiente de asimetría de  $\pm 0.5$  y un coeficiente de curtosis de  $\pm 0.5$ , se le denomina Curva Normal. Con lo cual aceptamos la hipótesis nula ( $H_0$ ), la distribución de las variables en estudio no difiere de la distribución normal.

### 4.3. Resultados de los intervalos de tolerancia estadísticos de las magnitudes de temperatura en las Unidades de Generación U02 y U07.

El análisis de los intervalos de tolerancia, está basado en una muestra de 744 datos los cuales corresponden a los meses de análisis de julio y diciembre del año 2015. Se ha

establecido un nivel de confianza  $(1 - \alpha)$  del 99.9% y un porcentaje de población en el intervalo del 99%, para contener por lo menos una proporción específica de los elementos de la población. Para la aplicación de los intervalos de tolerancias de acuerdo a la ISO 16269, el intervalo de tolerancia es paramétrico, es decir que la aproximación paramétrica toma como base que la característica sujeta a estudio de la población tiene una distribución normal.

#### 4.3.1. Temperaturas del estator - U02

**Tabla 5-4:** Limite de tolerancia superior de las temperaturas del estator - U02

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.
Hierro1	744	66.978	0.546
Hierro2	744	66.947	0.532
Hierro3	744	66.578	0.785
Hierro4	744	63.811	0.868
Hierro5	744	62.248	0.430
Hierro6	744	63.727	0.674
Aire Ent. Radiad. 1	744	40.094	1.664
Aire Sal. Radiad. 1	744	21.619	0.621
Aire Ent. Radiad. 2	744	39.930	1.676
Aire Sal. Radiad. 2	744	22.100	0.570
Aire Ent. Radiad. 3	744	38.287	1.517
Aire Sal. Radiad. 3	744	21.948	0.527
Aire Ent. Radiad. 4	744	38.713	1.552
Aire Sal. Radiad. 4	744	22.147	0.575
Aire Ent. Radiad. 5	744	38.081	1.534
Aire Sal. Radiad. 5	744	21.375	0.602
Aire Ent. Radiad. 6	744	41.304	1.735
Aire Sal. Radiad. 6	744	25.501	0.743

<b>Límite de tolerancia superior de 99.9%</b>			
Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Hierro1	68.376	68.592	99.9%
Hierro2	68.308	68.758	99.9%
Hierro3	68.588	68.808	99.9%
Hierro4	66.032	66.815	99.9%
Hierro5	63.349	63.836	99.9%
Hierro6	65.454	65.705	99.9%
Aire Ent. Radiad. 1	44.354	44.400	99.9%
Aire Sal. Radiad. 1	23.208	25.000	99.9%
Aire Ent. Radiad. 2	44.219	44.100	99.9%
Aire Sal. Radiad. 2	23.560	24.500	99.9%
Aire Ent. Radiad. 3	42.169	42.000	99.9%
Aire Sal. Radiad. 3	23.297	25.400	99.9%
Aire Ent. Radiad. 4	42.686	42.600	99.9%
Aire Sal. Radiad. 4	23.617	24.800	99.9%
Aire Ent. Radiad. 5	42.007	41.900	99.9%
Aire Sal. Radiad. 5	22.916	24.900	99.9%
Aire Ent. Radiad. 6	45.746	45.500	99.9%
Aire Sal. Radiad. 6	27.403	27.500	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 6-4:** Limite de tolerancia inferior de las temperaturas del estator - U02

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.
Hierro1	744	43.788	0.949
Hierro2	744	43.742	0.945
Hierro3	744	43.385	1.095
Hierro4	744	43.590	1.173
Hierro5	744	43.036	0.885
Hierro6	744	43.556	1.025
Aire Ent. Radiad. 1	744	31.929	1.752
Aire Sal. Radiad. 1	744	16.140	0.799
Aire Ent. Radiad. 2	744	31.833	1.812
Aire Sal. Radiad. 2	744	16.612	0.752
Aire Ent. Radiad. 3	744	30.223	1.650
Aire Sal. Radiad. 3	744	16.467	0.720
Aire Ent. Radiad. 4	744	30.624	1.625
Aire Sal. Radiad. 4	744	16.677	0.788
Aire Ent. Radiad. 5	744	30.031	1.603
Aire Sal. Radiad. 5	744	15.875	0.770
Aire Ent. Radiad. 6	744	33.236	1.779
Aire Sal. Radiad. 6	744	20.025	0.910

<b>Límite de tolerancia normal de 99.9%</b>			
Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Hierro1	41.358	41.000	99.9%
Hierro2	41.322	41.216	99.9%
Hierro3	40.582	39.901	99.9%
Hierro4	40.587	39.939	99.9%
Hierro5	40.771	40.166	99.9%
Hierro6	40.932	40.830	99.9%
Aire Ent. Radiad. 1	27.445	23.388	99.9%
Aire Sal. Radiad. 1	14.095	11.254	99.9%
Aire Ent. Radiad. 2	27.194	23.279	99.9%
Aire Sal. Radiad. 2	14.685	11.595	99.9%
Aire Ent. Radiad. 3	25.999	21.807	99.9%
Aire Sal. Radiad. 3	14.625	12.624	99.9%
Aire Ent. Radiad. 4	26.465	22.099	99.9%
Aire Sal. Radiad. 4	14.662	11.583	99.9%
Aire Ent. Radiad. 5	25.927	22.033	99.9%
Aire Sal. Radiad. 5	13.903	11.964	99.9%
Aire Ent. Radiad. 6	28.683	23.887	99.9%
Aire Sal. Radiad. 6	17.695	12.515	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 7-4:** Resultados de las temperaturas del estator - U02

	<b>Límites Actuales</b>				<b>Intervalos de tolerancias estadísticos</b>	
	<b>Límite 1</b>		<b>Límite 2</b>		<b>Límite Inferior</b>	<b>Límite Superior</b>
	<b>Limite 1</b>	<b>Limite 2</b>	<b>Limite 1</b>	<b>Limite 2</b>		
Hierro Punto 1	45	75	40	80	41.358	68.376
Hierro Punto 2	45	75	40	80	41.322	68.308
Hierro Punto 3	45	75	40	80	40.582	68.588
Hierro Punto 4	45	75	40	80	40.587	66.032
Hierro Punto 5	45	75	40	80	40.771	63.349
Hierro Punto 6	45	75	40	80	40.932	65.454
Aire Ent. Radiad. 1	25	65	20	75	27.445	44.354

	Límites Actuales				Intervalos de tolerancias estadísticas	
	Limite 1	Limite 2	Limite 1	Limite 2	Limite Inferior	Limite Superior
Aire Sal. Radiad. 1	15	75	10	80	14.095	23.208
Aire Ent. Radiad. 2	25	65	20	75	27.194	44.219
Aire Sal. Radiad. 2	15	75	10	80	14.685	23.560
Aire Ent. Radiad. 3	25	65	20	75	25.999	42.169
Aire Sal. Radiad. 3	15	75	10	80	14.625	23.297
Aire Ent. Radiad. 4	25	65	20	75	26.465	42.686
Aire Sal. Radiad. 4	15	75	10	80	14.662	23.617
Aire Ent. Radiad. 5	25	65	20	75	25.927	42.007
Aire Sal. Radiad. 5	15	75	10	80	13.903	22.916
Aire Ent. Radiad. 6	25	65	20	75	28.683	45.746
Aire Sal. Radiad. 6	15	75	10	80	17.695	27.403

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

### 4.3.2. Temperaturas de los cojinetes - U02

**Tabla 8-4:** Límite de tolerancia superior de las temperaturas de los cojinetes - U02

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.
Metal empuje 1	744	64.473	1.134
Metal empuje 2	744	63.331	1.654
Metal guía sup	744	42.904	0.824
Metal guía inf	744	48.314	1.740
Metal guía turb	744	48.501	1.629
Aceite guía turb	744	33.773	0.790
Metal empuje barril	744	70.608	1.308
Metal guía sup. Barril	744	45.788	1.248
Metal guía inf. Barril	744	53.317	1.658
Aceite combinado barril	744	40.875	1.162
Aceite guía inf. Barril	744	44.469	0.991

<b>Límite de tolerancia superior de 99.9%</b>			
Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Metal empuje 1	67.374	68.286	99.9%
Metal empuje 2	67.565	64.200	99.9%
Metal guía sup	45.013	53.800	99.9%
Metal guía inf	52.767	53.800	99.9%
Metal guía turb	52.669	52.300	99.9%
Aceite guía turb	35.794	52.000	99.9%
Metal empuje barril	73.955	74.505	99.9%
Metal guía sup. Barril	48.983	49.868	99.9%
Metal guía inf. Barril	57.562	58.025	99.9%
Aceite combinado barril	43.848	44.598	99.9%
Aceite guía inf. Barril	47.005	47.727	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 9-4:** Limite de tolerancia inferior de las temperaturas de los cojinetes - U02

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.
Metal empuje 1	744	41.560	1.192
Metal empuje 2	744	41.144	1.657
Metal guía sup	744	38.983	1.044
Metal guía inf	744	38.083	1.764
Metal guía turb	744	38.971	1.628
Aceite guía turb	744	30.567	0.801
Metal empuje barril	744	40.098	1.314
Metal guía sup. Barril	744	39.789	1.307
Metal guía inf. Barril	744	39.305	1.698
Aceite combinado barril	744	31.875	1.216
Aceite guía inf. Barril	744	33.967	1.044

<b>Límite de tolerancia normal de 99.9%</b>			
Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Metal empuje 1	38.509	37.765	99.9%
Metal empuje 2	36.902	20.316	99.9%
Metal guía sup	36.312	37.064	99.9%
Metal guía inf	33.567	-6.620	99.9%
Metal guía turb	34.804	24.542	99.9%
Aceite guía turb	28.518	24.454	99.9%
Metal empuje barril	36.735	35.860	99.9%
Metal guía sup. Barril	36.443	35.080	99.9%
Metal guía inf. Barril	34.957	34.526	99.9%
Aceite combinado barril	28.762	27.189	99.9%
Aceite guía inf. Barril	31.296	30.491	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 10-4:** Resultados de las temperaturas de los cojinetes - U02

	<b>Límites Actuales</b>				<b>Intervalos de tolerancias estadísticos</b>	
	<i>Limite 1</i>	<i>Limite 2</i>	<i>Limite 1</i>	<i>Limite 2</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Limite Superior</i>
	Metal empuje 1	60	75	55	80	38.509
Metal empuje 2	60	75	55	80	36.902	67.565
Metal guía sup	40	70	35	75	36.312	45.013
Metal guía inf	50	60	45	65	33.567	52.767
Metal guía turb	40	60	35	65	34.804	52.669
Aceite guía turb	25	55	20	60	28.518	35.794
Metal empuje barril	60	75	55	80	36.735	73.955
Metal guía sup. Barril	70	85	65	90	36.443	48.983
Metal guía inf. Barril	75	95	70	100	34.957	57.562
Aceite combinado barril	55	70	50	75	28.762	43.848
Aceite guía inf. Barril	50	65	45	70	31.296	47.005

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

### 4.3.3. Temperaturas de los transformadores, rotor y cuba - U02

**Tabla 11-4:** Limite de tolerancia superior de las temperaturas de los transformadores, rotor y cuba - U02

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.
Dev. A principal	744	61.662	1.917
Dev. B principal	744	59.021	1.715
Dev. C principal	744	63.296	1.601
Aceite principal	744	51.534	0.960
Aire ser. Aux	744	29.610	0.730
Devanado serv. Aux	744	68.604	0.876
Agua Sal. Inter. 1	744	21.608	1.155
Agua Sal. Inter. 2	744	22.548	1.226
Aceit Ent. Interc. 1	744	40.030	1.426
Aceit Ent. Interc. 2	744	41.857	0.969
Aceit Sal. Interc. 1	744	35.507	1.035
Aceit Sal. Interc. 2	744	34.547	1.144
Aire excitación fase A	744	36.866	1.403
Aire excitación fase B	744	36.199	1.164
Aire excitación fase C	744	36.247	1.304
Rotor	744	65.308	1.695
Aceite cuba regulador	744	43.461	0.546

<b>Límite de tolerancia superior de 99.9%</b>			
Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Dev. A principal	66.569	68.016	99.9%
Dev. B principal	63.411	64.975	99.9%
Dev. C principal	67.394	68.076	99.9%
Aceite principal	53.993	54.784	99.9%
Aire ser. Aux	31.478	31.000	99.9%
Devanado serv. Aux	70.845	71.805	99.9%
Agua Sal. Inter. 1	24.563	24.300	99.9%
Agua Sal. Inter. 2	25.686	26.830	99.9%
Aceit Ent. Interc. 1	43.680	43.920	99.9%
Aceit Ent. Interc. 2	44.337	44.756	99.9%
Aceit Sal. Interc. 1	38.156	39.020	99.9%
Aceit Sal. Interc. 2	37.476	37.712	99.9%
Aire excitación fase A	40.456	40.900	99.9%
Aire excitación fase B	39.178	39.200	99.9%
Aire excitación fase C	39.586	39.500	99.9%
Rotor	69.646	70.559	99.9%
Aceite cuba regulador	44.858	45.700	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 12-4:** Limite de tolerancia inferior de las temperaturas de los trasformadores, rotor y cuba - U02

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.
Dev. A principal	744	39.552	1.958
Dev. B principal	744	36.895	1.736
Dev. C principal	744	42.174	1.622
Aceite principal	744	36.083	0.993
Aire ser. Aux	744	26.725	0.743
Devanado serv. Aux	744	45.710	0.947
Agua Sal. Inter. 1	744	19.119	1.207
Agua Sal. Inter. 2	744	20.062	1.305
Aceit Ent. Interc. 1	744	36.738	1.472
Aceit Ent. Interc. 2	744	38.598	1.020
Aceit Sal. Interc. 1	744	32.513	1.046
Aceit Sal. Interc. 2	744	31.544	1.160
Aire excitación fase A	744	32.899	1.441
Aire excitación fase B	744	32.206	1.229
Aire excitación fase C	744	32.274	1.340
Rotor	744	0.000	0.000
Aceite cuba regulador	744	34.501	0.628

**Límite de tolerancia normal de 99.9%**

Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Dev. A principal	34.540	32.127	99.9%
Dev. B principal	32.452	32.291	99.9%
Dev. C principal	38.023	37.161	99.9%
Aceite principal	33.541	33.170	99.9%
Aire ser. Aux	24.824	24.774	99.9%
Devanado serv. Aux	43.285	43.387	99.9%
Agua Sal. Inter. 1	16.028	-2.494	99.9%
Agua Sal. Inter. 2	16.722	15.401	99.9%
Aceit Ent. Interc. 1	32.970	32.385	99.9%
Aceit Ent. Interc. 2	35.987	35.169	99.9%
Aceit Sal. Interc. 1	29.836	29.337	99.9%
Aceit Sal. Interc. 2	28.575	26.978	99.9%
Aire excitación fase A	29.211	26.157	99.9%
Aire excitación fase B	29.060	26.023	99.9%
Aire excitación fase C	28.844	25.429	99.9%
Rotor	0.000	0.000	99.9%
Aceite cuba regulador	32.894	26.906	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 13-4:** Resultados de las temperaturas de los trasformadores, rotor y cuba - U02

	<b>Límites Actuales</b>				<b>Intervalos de tolerancias estadísticos</b>	
	<i>Limite 1</i>	<i>Limite 2</i>	<i>Limite 1</i>	<i>Limite 2</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>
Dev. A principal	45	65	40	70	34.540	66.569
Dev. B principal	45	65	40	70	32.452	63.411
Dev. C principal	45	65	40	70	38.023	67.394
Aceite principal	35	55	30	60	33.541	53.993

	Límites Actuales				Intervalos de tolerancias estadísticas	
	Limite 1		Limite 2		Límite Inferior	Limite Superior
Aire ser. Aux	25	40	20	45	24.824	31.478
Devanado serv. Aux	10	60	5	70	43.285	70.845
Agua Sal. Inter. 1	10	30	5	35	16.028	24.563
Agua Sal. Inter. 2	10	30	5	35	16.722	25.686
Aceit Ent. Interc. 1	20	50	15	55	32.970	43.680
Aceit Ent. Interc. 2	20	50	15	55	35.987	44.337
Aceit Sal. Interc. 1	30	45	25	50	29.836	38.156
Aceit Sal. Interc. 2	30	45	25	50	28.575	37.476
Aire excitación fase A	25	40	20	45	29.211	40.456
Aire excitación fase B	25	40	20	45	29.060	39.178
Aire excitación fase C	25	40	20	45	28.844	39.586
Rotor	0	92	0	100	0.000	69.646
Aceite cuba regulador	25	55	20	60	32.894	44.858

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

#### 4.3.4. Temperaturas del Sistema de agua de enfriamiento - U02

**Tabla 14-4:** Límite de tolerancia superior de las temperaturas del sistemas de agua de enfriamiento - U02

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.
Entrada general	744	13.456	0.198
Salida radiadores	744	16.279	0.295
Salida coj. Comb.	744	17.416	0.264
Salida coj. Guía inferior	744	29.522	0.565
Salida coj. Guía turbina	744	19.916	0.293
Salida regulador	744	18.707	0.222

<b>Límite de tolerancia superior de 99.9%</b>			
Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Entrada general	13.963	15.000	99.9%
Salida radiadores	17.034	20.300	99.9%
Salida coj. Comb.	18.091	22.000	99.9%
Salida coj. Guía inferior	30.969	30.900	99.9%
Salida coj. Guía turbina	20.665	20.500	99.9%
Salida regulador	19.276	20.700	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 15-4:** Límite de tolerancia inferior de las temperaturas del sistemas de agua de enfriamiento - U02

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.
Entrada general	744	11.682	0.282
Salida radiadores	744	14.501	0.362
Salida coj. Comb.	744	15.609	0.344
Salida coj. Guía inferior	744	27.723	0.605
Salida coj. Guía turbina	744	18.116	0.356
Salida regulador	744	16.917	0.304

<b>Límite de tolerancia normal de 99.9%</b>			
Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Entrada general	10.961	10.852	99.9%
Salida radiadores	13.574	13.355	99.9%
Salida coj. Comb.	14.729	13.905	99.9%
Salida coj. Guía inferior	26.175	19.109	99.9%
Salida coj. Guía turbina	17.205	13.753	99.9%
Salida regulador	16.138	15.901	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 16-4:** Resultados de las temperaturas del sistemas de agua de enfriamiento - U02

	<b>Límites Actuales</b>				<b>Intervalos de tolerancias estadísticos</b>	
	<i>Límite 1</i>		<i>Límite 2</i>		<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>
Entrada general	10	20	5	25	10.961	13.963
Salida radiadores	15	25	10	30	13.574	17.034
Salida coj. Comb.	15	25	10	30	14.729	18.091
Salida coj. Guía inferior	25	30	20	35	26.175	30.969
Salida coj. Guía turbina	15	25	10	30	17.205	20.665
Salida regulador	15	25	10	30	16.138	19.276

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

#### 4.3.5. Temperaturas del estator - U07

**Tabla 17-4:** Límite de tolerancia superior de las temperaturas del estator - U07

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.
Bobinados punto 1	744	74.513	0.729
Bobinados punto 2	744	73.881	0.932
Bobinados punto 3	744	75.429	0.702
Bobinados punto 4	744	73.435	1.041

Variable	N	Media	Desv.Est.
Bobinados punto 5	744	73.992	0.892
Bobinados punto 6	744	72.976	0.775
Bobinados punto 7	744	74.117	0.912
Bobinados punto 8	744	72.165	0.976
Bobinados punto 9	744	74.000	0.731
Núcleo punto 1	744	60.844	1.388
Núcleo punto 2	744	58.689	1.493
Núcleo punto 3	744	59.771	1.550
Aire Ent. Radiad. 1	744	51.369	1.318
Aire Sal. Radiad. 1	744	24.168	0.863
Aire Ent. Radiad. 2	744	49.533	1.218
Aire Sal. Radiad. 2	744	22.812	0.758
Aire Ent. Radiad. 3	744	50.289	1.272
Aire Sal. Radiad. 3	744	27.005	0.832
Aire Ent. Radiad. 4	744	49.080	1.238
Aire Sal. Radiad. 4	744	26.235	0.734
Aire Ent. Radiad. 5	744	50.529	1.241
Aire Sal. Radiad. 5	744	25.518	0.724
Aire Ent. Radiad. 6	744	52.647	1.326
Aire Sal. Radiad. 6	744	25.510	0.770

**Límite de tolerancia superior de 99.9%**

Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Bobinados punto 1	76.378	77.157	99.9%
Bobinados punto 2	76.267	76.402	99.9%
Bobinados punto 3	77.225	77.776	99.9%
Bobinados punto 4	76.101	78.705	99.9%
Bobinados punto 5	76.274	77.162	99.9%
Bobinados punto 6	74.961	77.016	99.9%
Bobinados punto 7	76.452	77.039	99.9%
Bobinados punto 8	74.664	75.547	99.9%
Bobinados punto 9	75.872	76.117	99.9%
Núcleo punto 1	64.396	65.815	99.9%
Núcleo punto 2	62.510	66.414	99.9%
Núcleo punto 3	63.738	67.902	99.9%
Aire Ent. Radiad. 1	54.741	55.386	99.9%
Aire Sal. Radiad. 1	26.376	25.744	99.9%
Aire Ent. Radiad. 2	52.650	52.932	99.9%
Aire Sal. Radiad. 2	24.751	24.100	99.9%
Aire Ent. Radiad. 3	53.545	53.689	99.9%
Aire Sal. Radiad. 3	29.136	28.571	99.9%
Aire Ent. Radiad. 4	52.249	52.698	99.9%
Aire Sal. Radiad. 4	28.115	27.678	99.9%
Aire Ent. Radiad. 5	53.705	54.411	99.9%
Aire Sal. Radiad. 5	27.370	27.106	99.9%
Aire Ent. Radiad. 6	56.041	57.528	99.9%
Aire Sal. Radiad. 6	27.481	27.000	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 18-4:** Limite de tolerancia inferior de las temperaturas del estator - U07

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.
Bobinados punto 1	744	42.791	0.786
Bobinados punto 2	744	42.152	0.912
Bobinados punto 3	744	43.663	0.752

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.

Bobinados punto 4	744	41.669	1.089
Bobinados punto 5	744	42.269	0.907
Bobinados punto 6	744	41.230	0.807
Bobinados punto 7	744	42.349	0.942
Bobinados punto 8	744	40.498	0.977
Bobinados punto 9	744	42.235	0.764
Núcleo punto 1	744	40.672	1.513
Núcleo punto 2	744	38.554	1.550
Núcleo punto 3	744	39.568	1.532
Aire Ent. Radiad. 1	744	34.272	1.345
Aire Sal. Radiad. 1	744	19.044	0.842
Aire Ent. Radiad. 2	744	32.373	1.175
Aire Sal. Radiad. 2	744	17.849	0.810
Aire Ent. Radiad. 3	744	33.156	1.257
Aire Sal. Radiad. 3	744	21.906	0.842
Aire Ent. Radiad. 4	744	32.014	1.232
Aire Sal. Radiad. 4	744	20.976	0.781
Aire Ent. Radiad. 5	744	33.490	1.263
Aire Sal. Radiad. 5	744	20.372	0.716
Aire Ent. Radiad. 6	744	35.519	1.265
Aire Sal. Radiad. 6	744	20.403	0.779

**Límite de tolerancia normal de 99.9%**

Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Bobinados punto 1	40.779	40.118	99.9%
Bobinados punto 2	39.817	38.799	99.9%
Bobinados punto 3	41.737	41.374	99.9%
Bobinados punto 4	38.882	38.491	99.9%
Bobinados punto 5	39.948	39.624	99.9%
Bobinados punto 6	39.163	38.758	99.9%
Bobinados punto 7	39.938	39.468	99.9%
Bobinados punto 8	37.998	36.622	99.9%
Bobinados punto 9	40.280	39.916	99.9%
Núcleo punto 1	36.799	35.846	99.9%
Núcleo punto 2	34.588	33.959	99.9%
Núcleo punto 3	35.648	34.736	99.9%
Aire Ent. Radiad. 1	30.828	29.519	99.9%
Aire Sal. Radiad. 1	16.889	16.348	99.9%
Aire Ent. Radiad. 2	29.364	28.932	99.9%
Aire Sal. Radiad. 2	15.776	15.238	99.9%
Aire Ent. Radiad. 3	29.938	29.650	99.9%
Aire Sal. Radiad. 3	19.752	19.481	99.9%
Aire Ent. Radiad. 4	28.860	28.258	99.9%
Aire Sal. Radiad. 4	18.978	18.654	99.9%
Aire Ent. Radiad. 5	30.256	29.747	99.9%
Aire Sal. Radiad. 5	18.539	18.076	99.9%
Aire Ent. Radiad. 6	32.281	31.568	99.9%
Aire Sal. Radiad. 6	18.409	18.029	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 19-4:** Resultados de las temperaturas del estator - U07

	Límites Actuales		Intervalos de tolerancias estadísticos			
	Limite 1	Limite 2	Límite Inferior	Límite Superior		
Bobinados punto 1	35	70	20	75	40.779	76.378
Bobinados punto 2	35	70	20	75	39.817	76.267
Bobinados punto 3	35	70	20	75	41.737	77.225
Bobinados punto 4	35	70	20	75	38.882	76.101
Bobinados punto 5	35	70	20	75	39.948	76.274
Bobinados punto 6	35	70	20	75	39.163	74.961
Bobinados punto 7	35	70	20	75	39.938	76.452

	Límites Actuales				Intervalos de tolerancias estadísticos	
	Limite 1		Limite 2		Límite Inferior	Límite Superior
Bobinados punto 8	35	70	20	75	37.998	74.664
Bobinados punto 9	35	70	20	75	40.280	75.872
Núcleo punto 1	35	70	20	75	36.799	64.396
Núcleo punto 2	35	70	20	75	34.588	62.510
Núcleo punto 3	35	70	20	75	35.648	63.738
Aire Ent. Radiad. 1	25	65	20	75	30.828	54.741
Aire Sal. Radiad. 1	25	65	20	75	16.889	26.376
Aire Ent. Radiad. 2	25	65	20	75	29.364	52.650
Aire Sal. Radiad. 2	25	65	20	75	15.776	24.751
Aire Ent. Radiad. 3	25	65	20	75	29.938	53.545
Aire Sal. Radiad. 3	25	65	20	75	19.752	29.136
Aire Ent. Radiad. 4	25	65	20	75	28.860	52.249
Aire Sal. Radiad. 4	25	65	20	75	18.978	28.115
Aire Ent. Radiad. 5	25	65	20	75	30.256	53.705
Aire Sal. Radiad. 5	25	65	20	75	18.539	27.370
Aire Ent. Radiad. 6	25	65	20	75	32.281	56.041
Aire Sal. Radiad. 6	25	65	20	75	18.409	27.481

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

#### 4.3.6. Temperaturas de los cojinetes - U07

**Tabla 20-4:** Límite de tolerancia superior de las temperaturas de los cojinetes - U07

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv. Est.
Metal combinado guía 1	744	50.472	0.780
Metal combinado guía 2	744	45.502	0.928
Metal combinado empuje 1	744	58.677	1.446
Metal combinado empuje 2	744	56.152	1.647
Aceite combinado	744	33.075	0.296
Metal 1 guía generador	744	44.048	0.711
Metal 2 guía generador	744	40.321	1.217
Aceite guía generador	744	38.605	0.643
Metal 1 guía turbina	744	49.050	1.309
Metal 2 guía turbina	744	48.894	1.092
Aceite guía turbina	744	38.335	0.652

<b>Límite de tolerancia superior de 99.9%</b>			
Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Metal combinado guía 1	52.469	59.000	99.9%
Metal combinado guía 2	47.877	48.364	99.9%
Metal combinado empuje 1	62.377	63.627	99.9%
Metal combinado empuje 2	60.368	57.300	99.9%
Aceite combinado	33.833	33.400	99.9%
Metal 1 guía generador	45.868	45.800	99.9%
Metal 2 guía generador	43.435	42.000	99.9%
Aceite guía generador	40.251	40.390	99.9%
Metal 1 guía turbina	52.400	53.454	99.9%
Metal 2 guía turbina	51.688	52.667	99.9%
Aceite guía turbina	40.004	55.100	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 21-4:** Limite de tolerancia inferior de las temperaturas de los cojinetes - U07

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.
Metal combinado guía 1	744	40.359	0.786
Metal combinado guía 2	744	39.088	0.911
Metal combinado empuje 1	744	41.438	1.467
Metal combinado empuje 2	744	39.872	1.661
Metal combinado empuje 3	744	40.566	1.348
Aceite combinado	744	29.182	0.359
Metal 1 guía generador	744	37.650	0.734
Metal 2 guía generador	744	35.278	1.245
Aceite guía generador	744	31.115	0.679
Metal 1 guía turbina	744	32.578	1.334
Metal 2 guía turbina	744	32.398	1.161
Aceite guía turbina	744	32.506	0.720

<b>Límite de tolerancia normal de 99.9%</b>			
Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Metal combinado guía 1	38.348	37.319	99.9%
Metal combinado guía 2	36.755	36.710	99.9%
Metal combinado empuje 1	37.683	37.576	99.9%
Metal combinado empuje 2	35.621	34.385	99.9%
Metal combinado empuje 3	37.116	36.125	99.9%
Aceite combinado	28.264	25.991	99.9%
Metal 1 guía generador	35.772	35.164	99.9%
Metal 2 guía generador	32.092	31.119	99.9%
Aceite guía generador	29.376	28.469	99.9%
Metal 1 guía turbina	29.163	28.492	99.9%
Metal 2 guía turbina	29.427	29.160	99.9%
Aceite guía turbina	30.663	30.165	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 22-4:** Resultados de las temperaturas de los cojinetes - U07

	<b>Límites Actuales</b>		<b>Intervalos de tolerancias estadísticos</b>			
	<i>Limite 1</i>	<i>Limite 2</i>	<i>Limite Inferior</i>	<i>Limite Superior</i>		
Metal combinado guía 1	35	65	30	70	38.348	52.469
Metal combinado guía 2	35	65	30	70	36.755	47.877
Metal combinado empuje 1	30	70	25	75	37.683	62.377
Metal combinado empuje 2	30	70	25	75	35.621	60.368
Metal combinado empuje 3	30	70	25	75	37.116	60.790
Aceite combinado	30	45	25	50	28.264	33.833
Metal 1 guía generador	30	70	20	75	35.772	45.868
Metal 2 guía generador	30	70	20	75	32.092	43.435
Aceite guía generador	30	45	20	50	29.376	40.251
Metal 1 guía turbina	30	45	25	50	29.163	52.400
Metal 2 guía turbina	30	45	25	50	29.427	51.688
Aceite guía turbina	30	50	25	55	30.663	40.004

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

### 4.3.7. Temperaturas de los transformadores, rotor y cuba - U07

**Tabla 23-4:** Limite de tolerancia superior de las temperaturas de los transformadores, rotor y cuba - U07

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

---

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.
Aceite A principal	744	43.418	1.038
Aceite B principal	744	43.795	1.009
Aceite C principal	744	42.041	1.248
Devanado principal	744	62.878	0.754
Aire serv. Aux.	744	32.316	0.473
Agua Sal. Interc. 1	744	23.503	1.121
Agua Sal. Interc. 2	744	23.630	1.164
Aceite Ent. Interc. 1	744	38.633	1.201
Aceite Ent. Interc. 2	744	38.561	1.167
Aceite Sal. Interc. 1	744	34.471	1.224
Aceite Sal. Interc. 2	744	34.371	1.227
Aire excitación fase A	744	31.023	1.094
Aire excitación fase B	744	29.312	0.770
Aire excitación fase C	744	30.093	1.220
Rotor	744	64.445	1.488
Aceite cuba regulador	744	41.961	1.168

---

<b>Límite de tolerancia superior de 99.9%</b>			
Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Aceite A principal	46.074	46.163	99.9%
Aceite B principal	46.377	47.288	99.9%
Aceite C principal	45.235	45.904	99.9%
Devanado principal	64.808	65.165	99.9%
Aire serv. Aux.	33.526	33.500	99.9%
Agua Sal. Interc. 1	26.372	25.000	99.9%
Agua Sal. Interc. 2	26.608	25.300	99.9%
Aceite Ent. Interc. 1	41.708	42.485	99.9%
Aceite Ent. Interc. 2	41.549	42.501	99.9%
Aceite Sal. Interc. 1	37.604	38.648	99.9%
Aceite Sal. Interc. 2	37.513	39.382	99.9%
Aire excitación fase A	33.824	33.300	99.9%
Aire excitación fase B	31.281	31.200	99.9%
Aire excitación fase C	33.215	32.300	99.9%
Rotor	68.254	70.393	99.9%
Aceite cuba regulador	44.950	44.100	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 24-4:** Limite de tolerancia inferior de las temperaturas de los transformadores, rotor y cuba - U07

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

---

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.
Aceite A principal	744	37.547	1.072
Aceite B principal	744	37.870	1.065

<b>Estadísticas</b>			
Aceite C principal	744	36.097	1.297
Devanado principal	744	39.315	0.827
Aire serv. Aux.	744	28.485	0.561
Agua Sal. Interc. 1	744	18.716	1.116
Agua Sal. Interc. 2	744	18.783	1.250
Aceite Ent. Interc. 1	744	30.771	1.242
Aceite Ent. Interc. 2	744	30.798	1.223
Aceite Sal. Interc. 1	744	29.882	1.249
Aceite Sal. Interc. 2	744	29.913	1.255
Aire excitación fase A	744	27.976	1.080
Aire excitación fase B	744	26.203	0.766
Aire excitación fase C	744	27.019	1.277
Rotor	744	0.000	0.000
Aceite cuba regulador	744	33.773	1.211

<b>Límite de tolerancia normal de 99.9%</b>			
Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Aceite A principal	34.804	34.565	99.9%
Aceite B principal	35.143	34.331	99.9%
Aceite C principal	32.777	31.220	99.9%
Devanado principal	37.198	36.779	99.9%
Aire serv. Aux.	27.049	26.713	99.9%
Agua Sal. Interc. 1	15.860	15.473	99.9%
Agua Sal. Interc. 2	15.582	15.082	99.9%
Aceite Ent. Interc. 1	27.592	27.499	99.9%
Aceite Ent. Interc. 2	27.667	27.071	99.9%
Aceite Sal. Interc. 1	26.685	26.479	99.9%
Aceite Sal. Interc. 2	26.699	26.168	99.9%
Aire excitación fase A	25.211	24.323	99.9%
Aire excitación fase B	24.243	23.825	99.9%
Aire excitación fase C	23.749	22.462	99.9%
Rotor	0.000	0.000	99.9%
Aceite cuba regulador	30.674	29.936	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 25-4:** Resultados de las temperaturas de los transformadores, rotor y cuba - U07

	<b>Límites Actuales</b>				<b>Intervalos de tolerancias estadísticos</b>	
	<i>Límite 1</i>	<i>Límite 2</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>		
Aceite A principal	25	35	20	40	34.804	46.074
Aceite B principal	25	35	20	40	35.143	46.377
Aceite C principal	25	35	20	40	32.777	45.235
Devanado principal	25	35	20	40	37.198	64.808
Aire serv. Aux.	25	40	20	45	27.049	33.526
Agua Sal. Interc. 1	15	35	10	40	15.86	26.372
Agua Sal. Interc. 2	15	35	10	40	15.582	26.608
Aceite Ent. Interc. 1	15	35	10	40	27.592	41.708
Aceite Ent. Interc. 2	15	35	10	40	27.667	41.549
Aceite Sal. Interc. 1	15	35	10	40	26.685	37.604
Aceite Sal. Interc. 2	15	35	10	40	26.699	37.513
Aire excitación fase A	25	40	20	45	25.211	33.824
Aire excitación fase B	25	40	20	45	24.243	31.281
Aire excitación fase C	25	40	20	45	23.749	33.215
Rotor	0	95	0	110	0.000	68.254
Aceite cuba regulador	25	55	20	60	30.674	44.95

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

#### 4.3.8. Temperaturas del Sistema de agua de enfriamiento - U07

**Tabla 26-4:** Límite de tolerancia superior de las temperaturas del sistemas de agua de enfriamiento - U07

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.
Entrada general	744	13.809	1.561
Salida radiadores	744	17.218	0.305
Salida coj. Comb.	744	19.517	0.211
Salida coj. Guía inferior	744	20.567	0.185
Salida coj. Guía turbina	744	19.364	0.195
Salida regulador	744	16.059	0.215

<b>Límite de tolerancia superior de 99.9%</b>			
Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Entrada general	17.806	56.000	99.9%
Salida radiadores	17.999	17.800	99.9%
Salida coj. Comb.	20.058	20.000	99.9%
Salida coj. Guía inferior	21.040	20.900	99.9%
Salida coj. Guía turbina	19.862	19.800	99.9%
Salida regulador	16.611	16.500	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 27-4:** Límite de tolerancia inferior de las temperaturas del sistemas de agua de enfriamiento - U07

<b>Método</b>			
Nivel de confianza			99.9%
Porcentaje de población en el intervalo			99%

<b>Estadísticas</b>			
Variable	N	Media	Desv.Est.
Entrada general	744	11.672	1.572
Salida radiadores	744	14.095	0.443
Salida coj. Comb.	744	15.381	0.244
Salida coj. Guía inferior	744	18.638	0.285
Salida coj. Guía turbina	744	17.256	0.225
Salida regulador	744	14.084	0.307

<b>Límite de tolerancia normal de 99.9%</b>			
Variable	Método normal	Método no paramétrico	Confianza lograda
Entrada general	7.648	10.840	99.9%
Salida radiadores	12.962	12.528	99.9%
Salida coj. Comb.	14.758	14.511	99.9%
Salida coj. Guía inferior	17.909	17.637	99.9%
Salida coj. Guía turbina	16.680	16.572	99.9%
Salida regulador	13.299	13.015	99.9%

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

**Tabla 28-4:** Resultados de las temperaturas del sistemas de agua de enfriamiento - U07

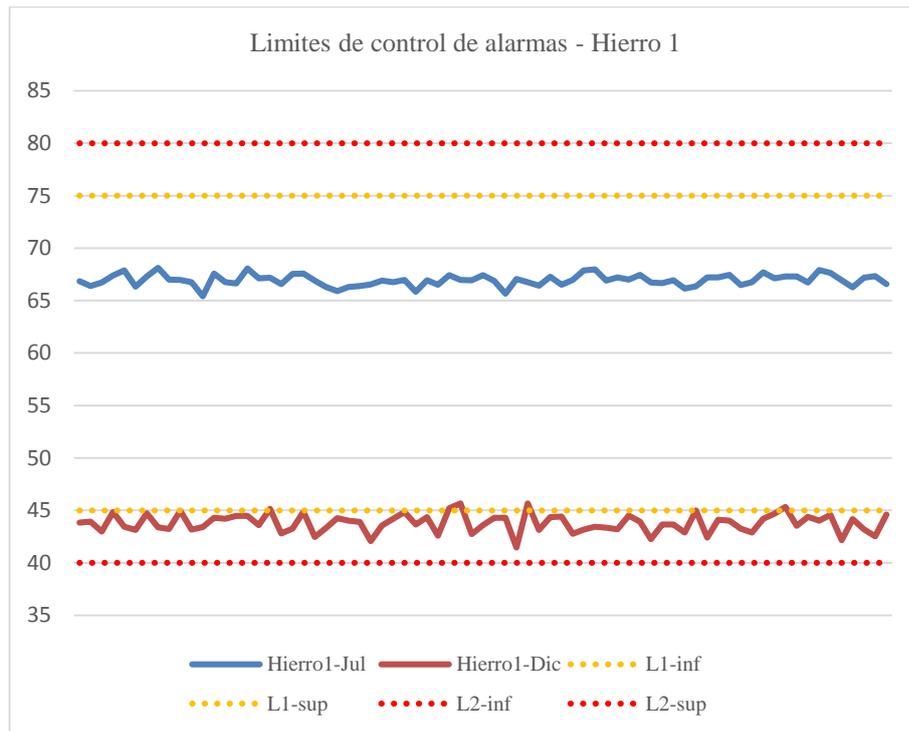
	Límites Actuales		Intervalos de tolerancias estadísticos			
	<i>Limite 1</i>	<i>Limite 2</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Limite Superior</i>		
Entrada general	10	20	5	25	7.648	17.806
Salida radiadores	15	30	10	35	12.962	17.999
Salida coj. Comb.	15	30	10	35	14.758	20.058
Salida coj. Guía inferior	15	30	10	35	17.909	21.040
Salida coj. Guía turbina	15	30	10	35	16.680	19.862
Salida regulador	15	30	10	35	13.299	16.611

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

#### **4.4. Análisis de los resultados de los intervalos de tolerancia estadísticos de las magnitudes de temperatura en las Unidades de Generación U02 y U07.**

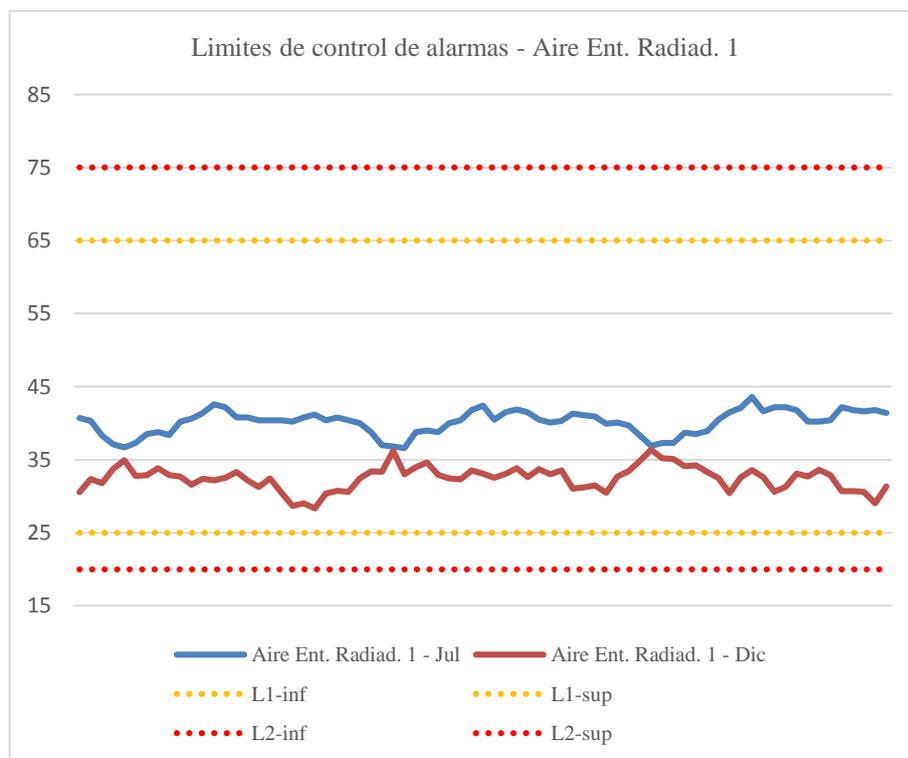
De los resultados obtenidos se ha verificado que todos los límites de control de alarmas vigentes no están acordes al contexto operacional actual de la Unidad de Generación caso de estudio. La información de los datos históricos nos corrobora que para algunos casos sus límites de control de alarmas están muy encima o muy por debajo, para otros casos estos límites están muy ajustados bien para el límite de control superior o inferior, la cual es la causa de que se tenga un sin número de alarmas presentes en los despliegues de alarmas del XA/21.

En la Figura -4, Figura -4, Figura -4, Figura -4, Figura -4 y Figura -4 se presentan las muestras de los límites de control de alarmas actuales en las que se evidencia que no hay correspondencia con el contexto operacional actual.



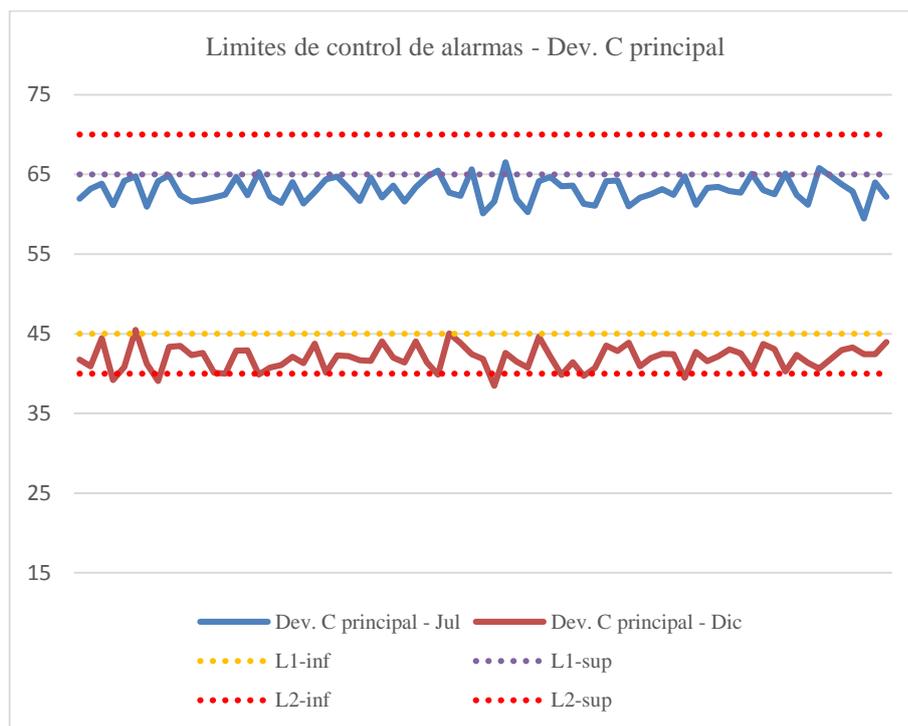
**Figura 5-4:** Limites de control de alarmas, muestra del estator Hierro 1 – U02

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016



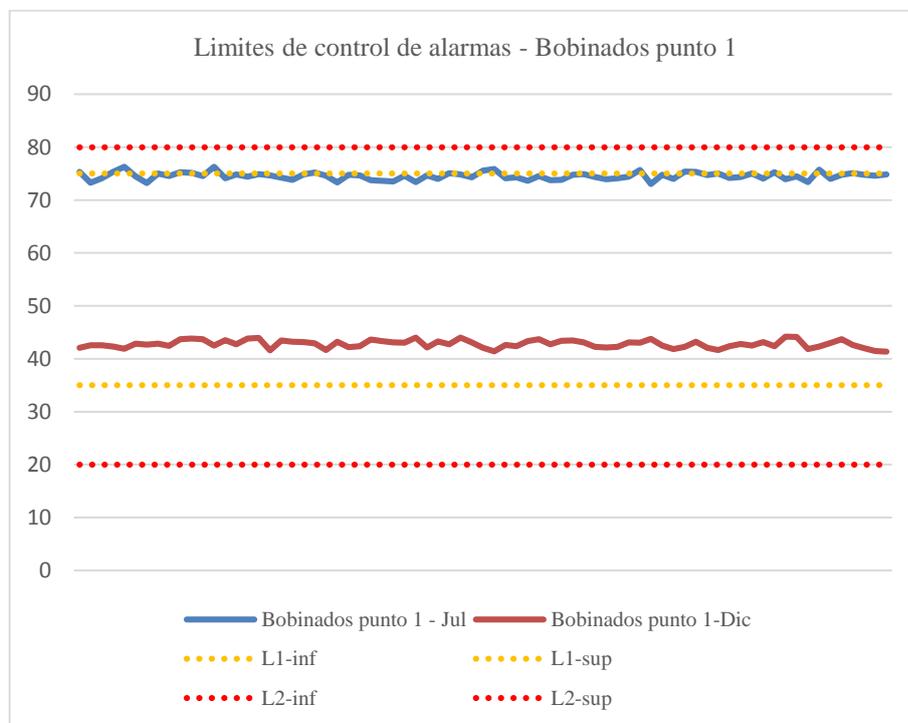
**Figura 6-4:** Limites de control de alarmas, muestra Aire Ent. Radiad. 1 – U02

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016



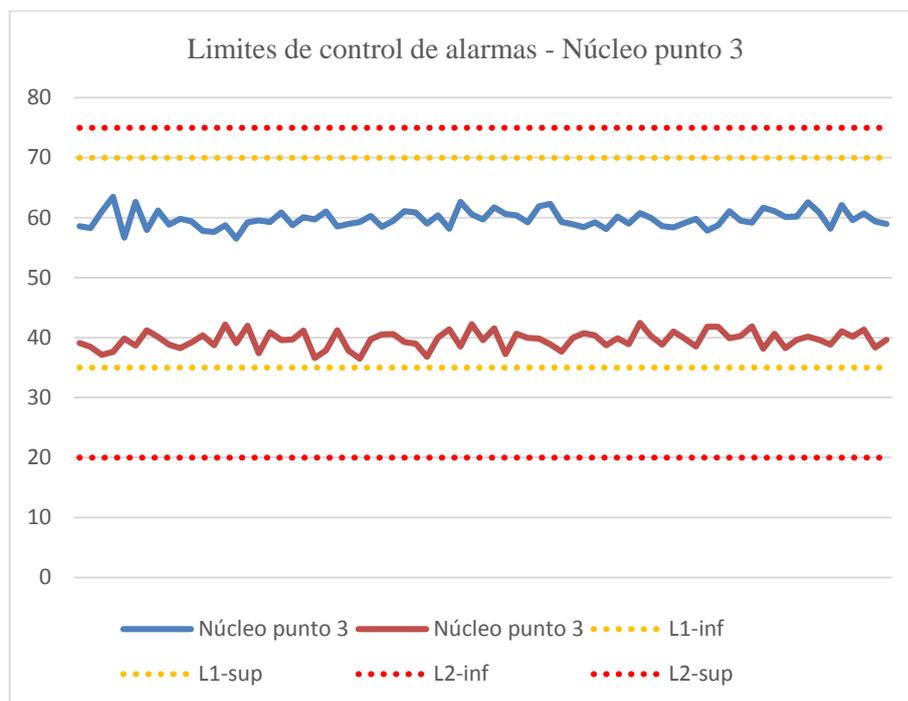
**Figura 7-4:** Limites de control de alarmas, muestra del transformador principal Dev. C principal – U02

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016



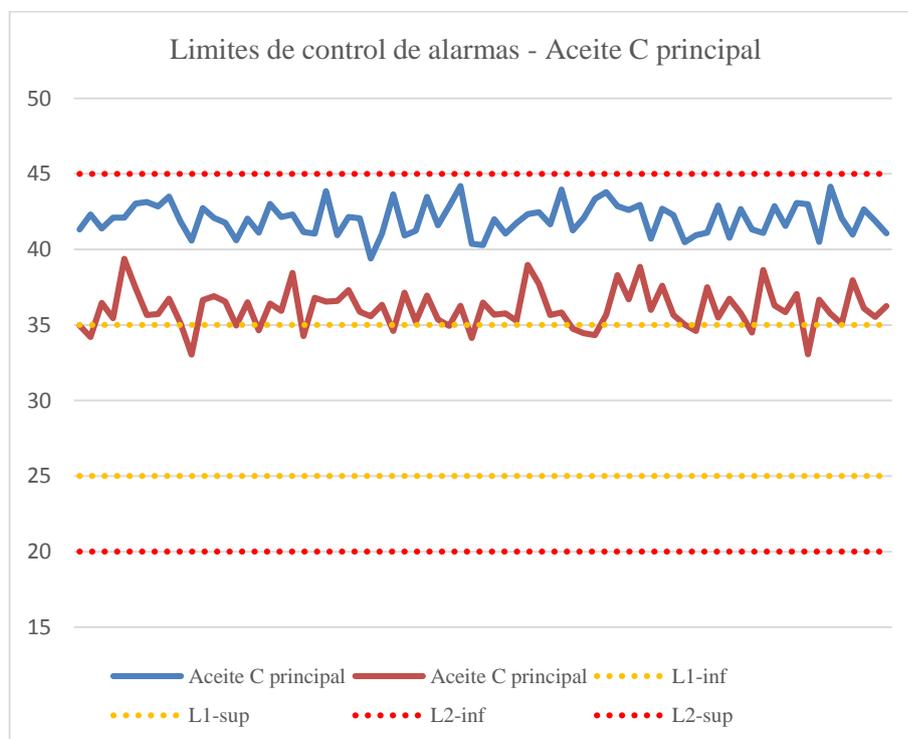
**Figura 8-4:** Limites de control de alarmas, muestra del estator Bobinados punto 1 – U07

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016



**Figura 9-4:** Limites de control de alarmas, muestra del estator Núcleo punto 3 – U07

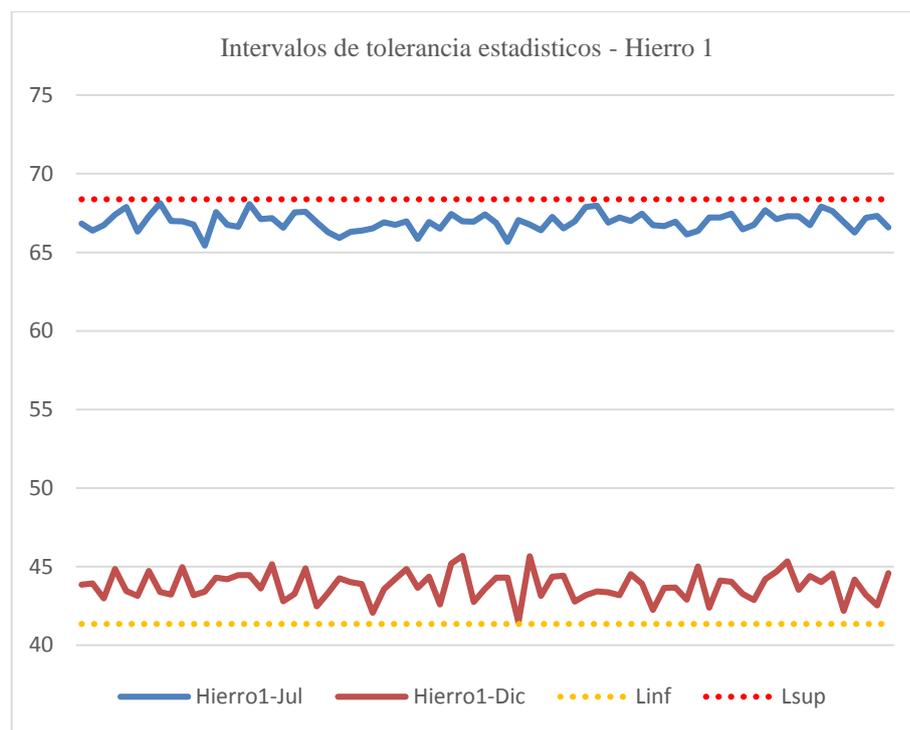
Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016



**Figura 10-4:** Limites de control de alarmas, muestra del transformador principal Aceite C principal – U07

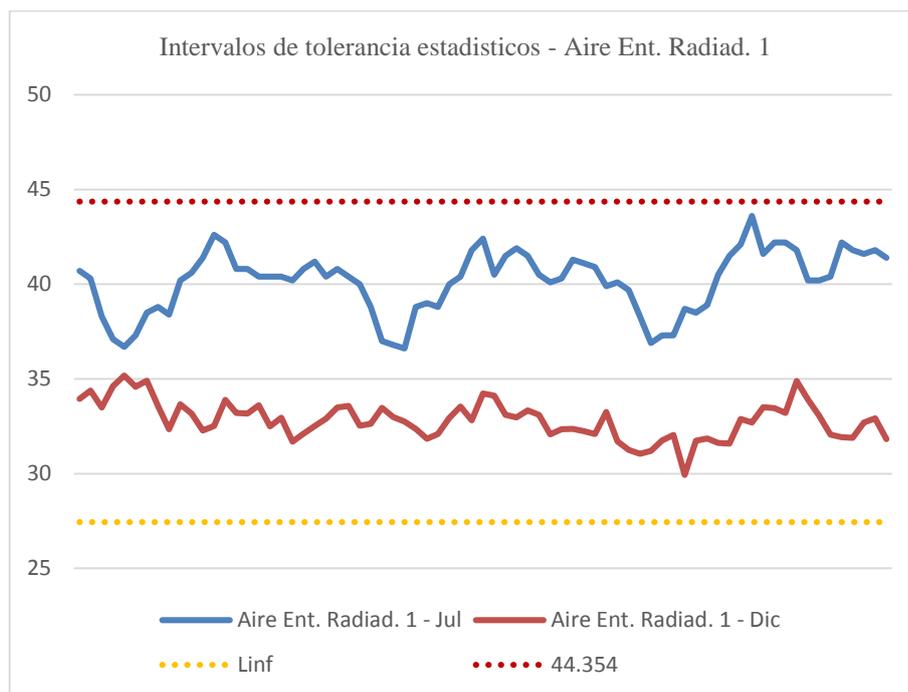
Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

Para establecer los nuevos límites de control de alarmas en función del contexto operacional actual, se ha considerado a los resultados de los intervalos de tolerancia en función de los datos históricos como se muestra en la Figura -4, Figura -4, Figura -4, Figura -4, Figura -4 y Figura -4. Estos límites de control de alarmas están enfocados al Monitoreo de Condición como herramienta de vigilancia y protección para gestión operativa y de mantenimiento de acuerdo a la ISO 17359 de monitoreo de Condición y diagnóstico de máquinas.



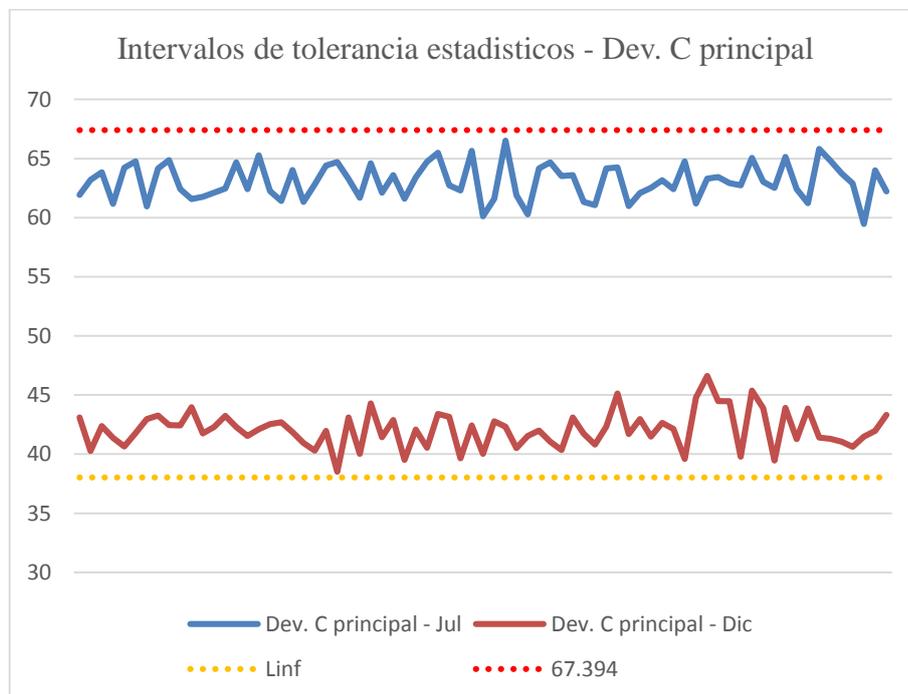
**Figura 11-4:** Límites de control de alarmas de acuerdo a los intervalos de tolerancia estadísticos, muestra del estator Hierro – U02

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016



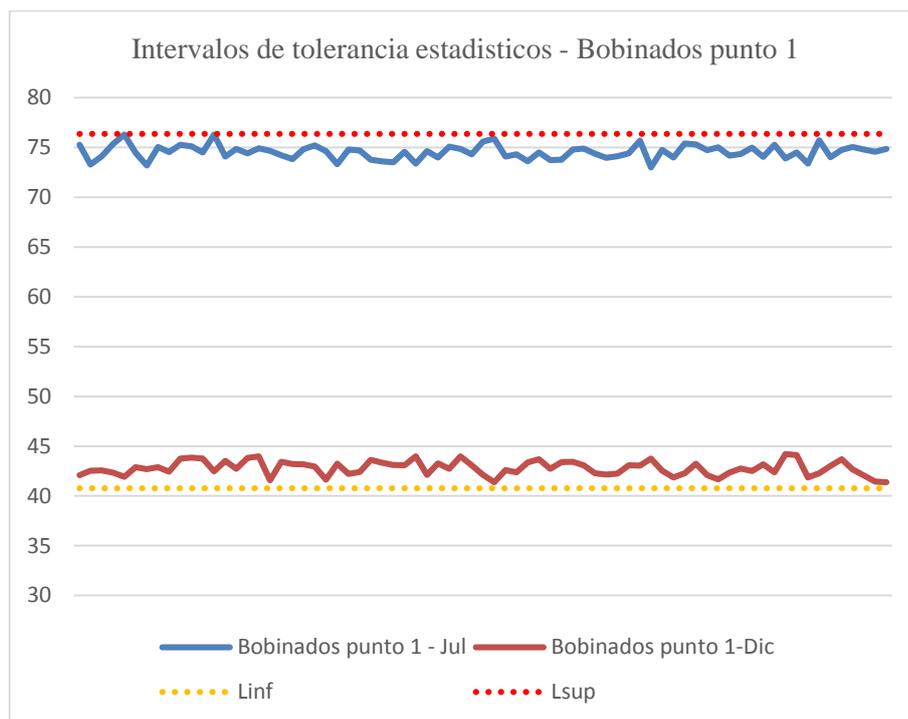
**Figura 12-4:** Límites de control de alarmas de acuerdo a los intervalos de tolerancia estadísticos, muestra del estator Aire Ent. Radiad. 1 – U02

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016



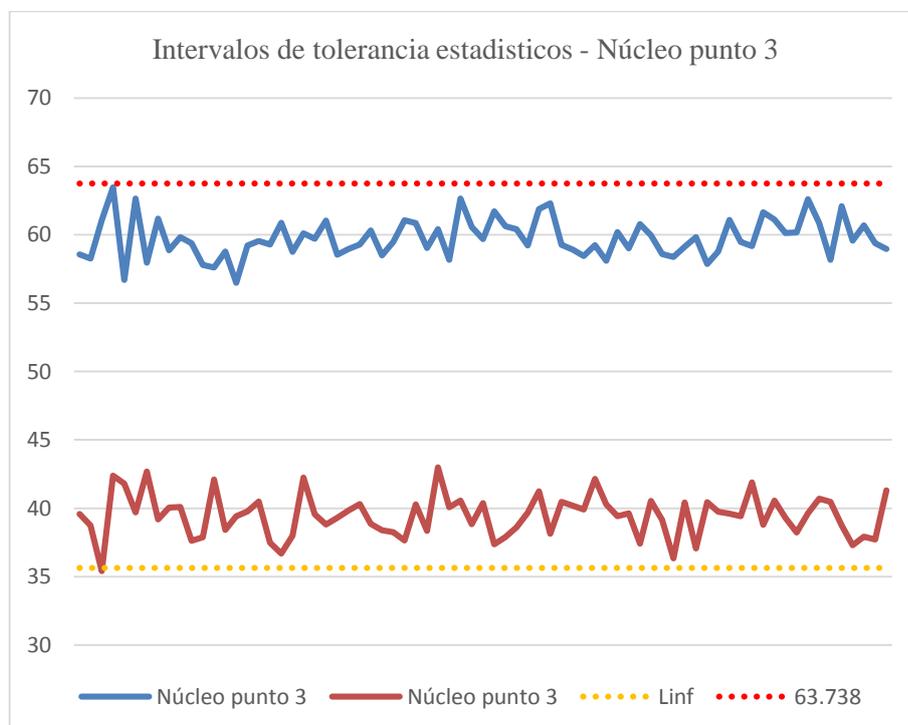
**Figura 13-4:** Límites de control de alarmas de acuerdo a los intervalos de tolerancia estadísticos, muestra del transformador principal Dev. C principal – U02

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016



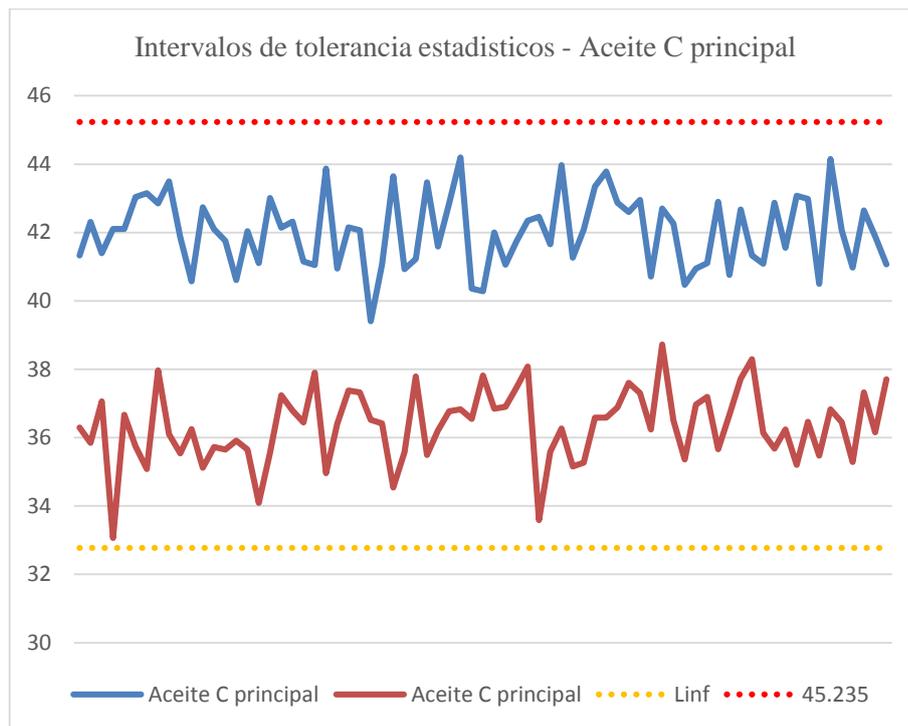
**Figura 14-4:** Límites de control de alarmas de acuerdo a los intervalos de tolerancia estadísticos, muestra del estator Bobinados punto 1 – U07

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016



**Figura 15-4:** Límites de control de alarmas de acuerdo a los intervalos de tolerancia estadísticos, muestra del estator Núcleo punto 3 – U07

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016



**Figura 16-4:** Límites de control de alarmas de acuerdo a los intervalos de tolerancia estadísticos, muestra del transformador principal Aceite C principal – U07

Fuente: ROMERO, Eduardo, 2016

## CONCLUSIONES

1. Se ha verificado que los límites de control de alarmas actuales de las magnitudes de temperatura establecidos en el sistema de gestión de energía XA/21 no están acordes al contexto operacional actual, los cuales están en función con el historial de datos de las magnitudes de temperaturas caso de estudio.
2. En la metodología planteada se contempla la implementación de actividades de mantenimiento preventivo en los procesos de mantenimiento y operación como complemento a las actividades de gestión metrológica para garantizar la conformidad de las magnitudes de temperatura.
3. Con la aplicación de la norma ISO 16269-6 para la interpretación estadística de los datos históricos de las Unidades de Generación se ha determinado que la característica de las magnitudes de temperatura tiene una distribución normal y se ha obtenido los intervalos de tolerancia superior e inferior acordes al contexto operacional actual de las Unidades de Generación caso de estudio. Interpretación enfocada a la adquisición de datos y análisis de acuerdo a la ISO 17359 de monitoreo de Condición y diagnóstico de máquinas.
4. Los límites de control de alarmas planteados mediante la interpretación estadística de los datos históricos están enfocados al Monitoreo de Condición como herramienta de vigilancia y protección para una adecuada gestión de alarmas, gestión operativa y de mantenimiento. Estos límites de pueden ser establecidos como avisos para la toma de decisiones a nivel operativo y de mantenimiento.
5. Con los límites de control de alarmas establecidos mediante la interpretación estadística se ha desarrollado planes de control para las magnitudes de temperatura de los sistemas los sistemas de acumulación bombeo y regulación, agua de enfriamiento, excitación y regulación de voltaje, generador, transformador principal y auxiliares eléctricos.

6. El contexto operacional de las Unidades de Generación de la Central Molino está en función de los requerimientos del Cenace, quienes determinan la reserva rodante de generación para el control primario y secundario de frecuencia en el Sistema Nacional Interconectado. En operación normal la regulación secundaria de frecuencia se está realizando desde la central Hidroeléctrica Paute, mediante el Control Automático de Generación en las Unidades de Fase AB. Ante cambios que pudieran darse en el porcentaje de reserva rodante o de regulación secundaria es necesario realizar el análisis de datos históricos para establecer en función de la interpretación estadística de los datos históricos los valores reales en función del contexto operacional.
  
7. Se plantea un análisis de datos históricos con una periodicidad anual, esto debido al cambio de parámetros de las magnitudes de temperaturas en función del ciclo de vida del activo.
  
8. La metodología planteada, está desarrollada con la finalidad de que sea aplicable y tomada como modelo para las centrales hidroeléctricas de Mazar y Sopladora para el cumplimiento de las siguientes políticas institucionales:
  - Contar con un PLAN DE CONTROL METROLÓGICO de las variables de proceso, estandarizado en las Centrales de Generación (incluyendo las variables a ser calibradas en los sistemas SCADA).
  - Contar con un PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO, que considere el monitoreo de condición (con sus registros puntuales y de tendencia) del equipamiento electromecánico de las Centrales de Generación que lo requieran.
  - Desarrollar una cultura de investigación y análisis de los datos y determinar en los casos que existan desviaciones de las variables de proceso de las condiciones normales, un Plan de Acción que incluya un análisis de riesgos de las acciones a implementar.

## RECOMENDACIONES

1. El software de gestión de energía XA/21 permite configurar hasta cuatro alarmas para cada punto analógico que pueden ser clasificadas como aviso, precaución, crítico y urgente. Para los nuevos límites de control de alarmas establecidos se ve conveniente que sean configurados a un nivel de precaución y a nivel de su tolerancia como críticos.
2. Es necesario que el área de Ingeniería de mantenimiento y producción implemente las actividades de mantenimiento preventivas en el software de gestión de mantenimiento API PRO, para su desarrollo en función de los planes de mantenimientos preventivos de las Unidades de Generación.
3. La respuesta transitoria de las RTD's son lentas, es conveniente que se realice el análisis para que su tiempo de muestreo tenga una banda muerta de al menos unos 20 segundos, con lo cual puede ayudar a prevenir la aparición de alarmas transitorias.
4. Es necesario la implementación en el Plan anual de actividades de monitoreo del personal de Operación, las actividades planteadas a nivel operativo.
5. Con la política institucional de la utilización de software libre, con el objetivo de optimizar recursos, se plantea la utilización del paquete estadístico R que es uno de los más flexibles, potente y profesionales que existen actualmente para realizar tareas estadísticas de todo tipo, desde las más elementales, hasta las más avanzadas como es la interpretación estadística de los datos históricos para determinar los intervalos de tolerancia superior e inferior acordes a un contexto operacional.
6. El sistema de gestión de energía XA/21 y el SARDOM son herramientas de las cuales personal de mantenimiento puede obtener información para su análisis enfocadas a la gestión del mantenimiento, por lo que es necesario que dispongan de los conocimientos para su manejo y de los accesos necesarios.

## **BIBLIOGRAFIA**

**ANSI / ISA 18.00.02.** *Management of Alarm Systems for the Process Industries*".

**IEEE Std. 1249.** *Guide for Computer Based Control for Hydroelectric Power Plant Automation.*

**ISO 10012.** *Sistemas de gestión de las mediciones – Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición.*

**ISO 17025.** *Evaluación de la conformidad – Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración.*

**ISO 17359.** *Monitoreo de Condición y diagnóstico de máquinas - Guías generales.*

**ISO 9001.** *Sistemas de Gestión de Calidad.*

**ISO 16269-6:2014(en)** *Interpretación Estadística de Datos — Parte 6: Determinación de Intervalos de Tolerancia Estadísticos.*

**ISO/IEC Guide 99:2007.** *International vocabulary of metrology -- Basic and general concepts and associated terms (VIM)*

**UNE – EN 13306.** *Terminología del mantenimiento.*

**UNE – EN 13460.** *Documentos para el mantenimiento.*

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

**AMENDOLA, L. (2003).** *Gestión de proyectos de activos industriales.* Valencia: Universitat Politecnica de Valencia.

**ANSI / ISA-18-2. (2009).** *Managament of Alarm Systems for the Process Industries.* USA.

**ARCONEL. (2000, Agosto 09).** **REGULACION No. CONELEC – 007/00.** *Procedimientos del mercado eléctrico mayorista.* Ecuador.

**ARCONEL. (2008, Noviembre 27).** **REGULACIÓN No. CONELEC 013/08.** *Regulación complementaria no. 1 para la aplicación del mandato constituyente no. 15 .* Ecuador.

**ARCONEL. (2008, Junio 19).** **REGULACION No. CONELEC – 005/08.** *Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del sistema nacional interconectado por parte del CENACE.* Ecuador.

**AVILA, I. (2015, 02 03).** *Facturación Anual 2014.* Cuenca, Azuay, Ecuador.

**DIN IEC 60751. (2008).** *Industrial platinum resistance thermometers and platinum temperature sensors.*

**GE Energy. (n.d.).** *D20 Technical Overview.*

**GOLDMAN, S. (1999).** *Vibration Spectrum Analysis: A Practical Approach.*

**HOLLIFIELD, B., & HABIBI, E. (2010).** *Alarm Management Handbook.* Houston: 360 Digital Books.

*http://www.conelec.gob.ec.* (2014, 11 08). Obtenido de *http://www.conelec.gob.ec/enlaces\_externos.php?l=1&cd\_menu=4224*

<https://www.celec.gob.ec/hidropaute>. (2015, 02 08). Obtenido de <https://www.celec.gob.ec/hidropaute/index.php/perfil-corporativo/filosofia-corporativa>

<https://www.celec.gob.ec/hidropaute>. (2015, 12 10). Obtenido de <https://www.celec.gob.ec/hidropaute/perfil-corporativo/paute-integral.html>

**ISO 10012. (2003).** *Sistemas de gestión de las mediciones.*

**ISO 16269-6. (2014).** *Interpretación estadística de datos - parte 6: Determinación de intervalos de tolerancia estadísticos.*

**ISO 17359. (2011).** *Condition Monitoring and Diagnostics of Machines - General Guidelines,.*

**ISO. (2015, 12 01).** <https://www.iso.org>.

**ISO 9001. (2008).** *Sistemas de Gestión de Calidad.*

**ISO/IEC 99. (2007).** *Vocabulario Internacional de Metrología .*

**ISO/TR 10017. (s.f.).** *Orientación sobre las técnicas estadísticas para la Norma ISO 9001:2008.*

**MADERO, C. (2015, 01 28).** Alarmas últimos días XA/21. Cuenca, Azuay, Ecuador.

**MENDRANO, S. (2002, 11).** *Metas, Metrologos Asociados.* Obtenido de [www.metas.com.mx](http://www.metas.com.mx)

**REINOSO, G., & BUELE, M. (2012).** *Estructura del centro de control SCADA-EMS para centrales de generación hidroeléctrica.* Cuenca, Azuay, Ecuador.

**ROMERO, E. (2012).** *Autoevaluación Sistema de Gestión Integrado.* Guarumales.

**UNE-EN 13306. (s.f.).** *Terminología del mantenimiento.*

**UNE-EN 600-3-14. (s.f.).** Gestión de la contabilidad. Parte 3-14: Guía de aplicación.  
Mantenimiento y logística de mantenimiento.

**Unidad de Negocio Hidropaute, Subgerencia de Producción. (2014).** *Planificación 2015-2020.* Cuenca.





**PLANES DE CONTROL FASE AB**

**Anexo 4-C.-** Temperaturas del estator

Sistema	Subsistema	Parámetro de Control	Especificación		Tolerancia	Referencia	Sistema de medición o referencia	Frecuencia	Método de Control	Gráfico de Control	Plan de Reacción	Registros Utilizados	Responsable
		Temperaturas	LI	LS									
Generador	Estator	Hierro Punto 1	41	68	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Hierro Punto 2	41	68	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Hierro Punto 3	41	69	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Hierro Punto 4	41	66	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Hierro Punto 5	41	63	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Hierro Punto 6	41	65	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Ent. Radiad. 1	27	44	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Sal. Radiad. 1	14	23	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Ent. Radiad. 2	27	44	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Sal. Radiad. 2	15	24	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Ent. Radiad. 3	26	42	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento

Sistema	Subsistema	Parámetro de Control	Especificación		Tolerancia	Referencia	Sistema de medición o referencia	Frecuencia	Método de Control	Gráfico de Control	Plan de Reacción	Registros Utilizados	Responsable
		Temperaturas	LI	LS									
Generador	Estator	Aire Sal. Radiad. 3	15	23	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Ent. Radiad. 4	26	43	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Sal. Radiad. 4	15	24	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Ent. Radiad. 5	26	42	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Sal. Radiad. 5	14	23	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Ent. Radiad. 6	29	46	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Sal. Radiad. 6	18	27	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento

**Anexo 4-D.-** Temperaturas de los cojinetes

Sistema	Subsistema	Parámetro de Control	Especificación		Tolerancia	Referencia	Sistema de medición o referencia	Frecuencia	Método de Control	Gráfico de Control	Plan de Reacción	Registros Utilizados	Responsable
		Temperaturas	LI	LS									
Generador	Cojinetes	Metal empuje 1	39	67	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Metal empuje 2	37	68	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Metal guía sup	36	45	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Metal guía inf	34	53	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Metal guía turb	35	53	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Aceite guía turb	29	36	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Metal empuje barril	37	74	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Metal guía sup. Barril	36	49	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Metal guía inf. Barril	35	58	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Aceite combinado barril	29	44	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Aceite guía inf. Barril	31	47	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento

**Anexo 4-E.-** Temperaturas de los transformadores, rotor y cuba

Sistema	Subsistema	Parámetro de Control	Especificación		Tolerancia	Referencia	Sistema de medición o referencia	Frecuencia	Método de Control	Gráfico de Control	Plan de Reacción	Registros Utilizados	Responsable
		Temperaturas	LI	LS									
Transformador Principal	Transformador Principal	Dev. A principal	35	67	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Dev. B principal	32	63	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Dev. C principal	38	67	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Aceite principal	34	54	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador de Auxiliares	Transformador de Auxiliares	Aire ser. Aux	25	31	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador de Auxiliares	Transformador de Auxiliares	Devanado serv. Aux	43	71	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Agua Sal. Inter. 1	16	25	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Agua Sal. Inter. 2	17	26	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Aceit Ent. Interc. 1	33	44	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Aceit Ent. Interc. 2	36	44	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Aceit Sal. Interc. 1	30	38	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento

Sistema	Subsistema	Parámetro de Control	Especificación		Tolerancia	Referencia	Sistema de medición o referencia	Frecuencia	Método de Control	Gráfico de Control	Plan de Reacción	Registros Utilizados	Responsable
		Temperaturas	LI	LS									
Transformador Principal	Transformador Principal	Aceit Sal. Interc. 2	29	37	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador de Excitación	Transformador de Excitación	Aire excitación fase A	29	40	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador de Excitación	Transformador de Excitación	Aire excitación fase B	29	39	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador de Excitación	Transformador de Excitación	Aire excitación fase C	29	40	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Generador	Rotor	0	70	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Sistema de Acumulación y Bombeo	Sistema de Acumulación y Bombeo	Aceite cuba regulador	33	45	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento

**Anexo 4-F.-** Temperaturas del Sistema de agua de enfriamiento

Sistema	Subsistema	Parámetro de Control	Especificación		Tolerancia	Referencia	Sistema de medición o referencia	Frecuencia	Método de Control	Gráfico de Control	Plan de Reacción	Registros Utilizados	Responsable
		Temperaturas	LI	LS									
Sistema Agua de Enfriamiento	Sistema Agua de Enfriamiento	Entrada general	11	14	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida radiadores	14	17	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida coj. Comb.	15	18	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida coj. Guía inferior	26	31	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida coj. Guía turbina	17	21	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida regulador	16	19	± 1.5	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento

**PLANES DE CONTROL FASE C**

**Anexo 4-G.- Temperaturas del estator**

Sistema	Subsistema	Parámetro de Control	Especificación		Tolerancia	Referencia	Sistema de medición o referencia	Frecuencia	Método de Control	Gráfico de Control	Plan de Reacción	Registros Utilizados	Responsable
		Temperaturas	LI	LS									
Generador	Estator	Bobinados punto 1	41	76	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Bobinados punto 2	40	76	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Bobinados punto 3	42	77	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Bobinados punto 4	39	76	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Bobinados punto 5	40	76	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Bobinados punto 6	39	75	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Bobinados punto 7	40	76	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Bobinados punto 8	38	75	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Bobinados punto 9	40	76	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Núcleo punto 1	37	64	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Núcleo punto 2	35	63	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento

Sistema	Subsistema	Parámetro de Control	Especificación		Tolerancia	Referencia	Sistema de medición o referencia	Frecuencia	Método de Control	Gráfico de Control	Plan de Reacción	Registros Utilizados	Responsable
		Temperaturas	LI	LS									
Generador	Estator	Núcleo punto 3	36	64	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Ent. Radiad. 1	31	55	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Sal. Radiad. 1	17	26	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Ent. Radiad. 2	29	53	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Sal. Radiad. 2	16	25	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Ent. Radiad. 3	30	54	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Sal. Radiad. 3	20	29	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Ent. Radiad. 4	29	52	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Sal. Radiad. 4	19	28	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Ent. Radiad. 5	30	54	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Sal. Radiad. 5	19	27	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Ent. Radiad. 6	32	56	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Estator	Aire Sal. Radiad. 6	18	27	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento

**Anexo 4-H.-** Temperaturas de los cojinetes

Sistema	Subsistema	Parámetro de Control	Especificación		Tolerancia	Referencia	Sistema de medición o referencia	Frecuencia	Método de Control	Gráfico de Control	Plan de Reacción	Registros Utilizados	Responsable
		Temperaturas	LI	LS									
Generador	Cojinetes	Metal combinado guía 1	38	52	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Metal combinado guía 2	37	48	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Metal combinado empuje 1	38	62	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Metal combinado empuje 2	36	60	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Metal combinado empuje 3	37	61	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Aceite combinado	28	34	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Metal 1 guía generador	36	46	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Metal 2 guía generador	32	43	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Aceite guía generador	29	40	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Metal 1 guía turbina	29	52	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Metal 2 guía turbina	29	52	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Cojinetes	Aceite guía turbina	31	40	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento

**Anexo 4-I.-** Temperaturas de los transformadores, rotor y cuba

Sistema	Subsistema	Parámetro de Control	Especificación		Tolerancia	Referencia	Sistema de medición o referencia	Frecuencia	Método de Control	Gráfico de Control	Plan de Reacción	Registros Utilizados	Responsable
		Temperaturas	LI	LS									
Transformador Principal	Transformador Principal	Aceite A principal	35	46	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Aceite B principal	35	46	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Aceite C principal	33	45	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Devanado principal	37	65	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador de Auxiliares	Transformador de Auxiliares	Aire serv. Aux.	27	34	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Agua Sal. Interc. 1	16	26	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Agua Sal. Interc. 2	16	27	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Aceite Ent. Interc. 1	28	42	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Aceite Ent. Interc. 2	28	42	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Aceite Sal. Interc. 1	27	38	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador Principal	Transformador Principal	Aceite Sal. Interc. 2	27	38	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador de Excitación	Transformador de Excitación	Aire excitación fase A	25	34	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento

Sistema	Subsistema	Parámetro de Control	Especificación		Tolerancia	Referencia	Sistema de medición o referencia	Frecuencia	Método de Control	Gráfico de Control	Plan de Reacción	Registros Utilizados	Responsable
		Temperaturas	LI	LS									
Transformador de Excitación	Transformador de Excitación	Aire excitación fase B	24	31	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metrológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Transformador de Excitación	Transformador de Excitación	Aire excitación fase C	24	33	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metrológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Generador	Rotor	0	68	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metrológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Sistema de Acumulación y Bombeo	Sistema de Acumulación y Bombeo	Aceite cuba regulador	31	45	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metrológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento

**Anexo 4-J.-** Temperaturas del Sistema de agua de enfriamiento

Sistema	Subsistema	Parámetro de Control	Especificación		Tolerancia	Referencia	Sistema de medición o referencia	Frecuencia	Método de Control	Gráfico de Control	Plan de Reacción	Registros Utilizados	Responsable
		Temperaturas	LI	LS									
Sistema Agua de Enfriamiento	Sistema Agua de Enfriamiento	Entrada general	8	18	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida radiadores	13	18	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida coj. Comb.	15	20	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida coj. Guía inferior	18	21	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida coj. Guía turbina	17	20	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento
Generador	Sistema Agua de Enfriamiento	Salida regulador	13	17	± 1.5 °	Datos Históricos ISO 16269-6: Interpretación estadística de datos	XA/21 SARDOM	Anual	Análisis Estadístico Contexto operacional	Grafica de tendencia	1.- Confirmación Metroológica. 2.- Acciones correctivas 3.- Análisis Causa Raíz	Historial SARDOM	Analistas de Mantenimiento

## Cartas de control

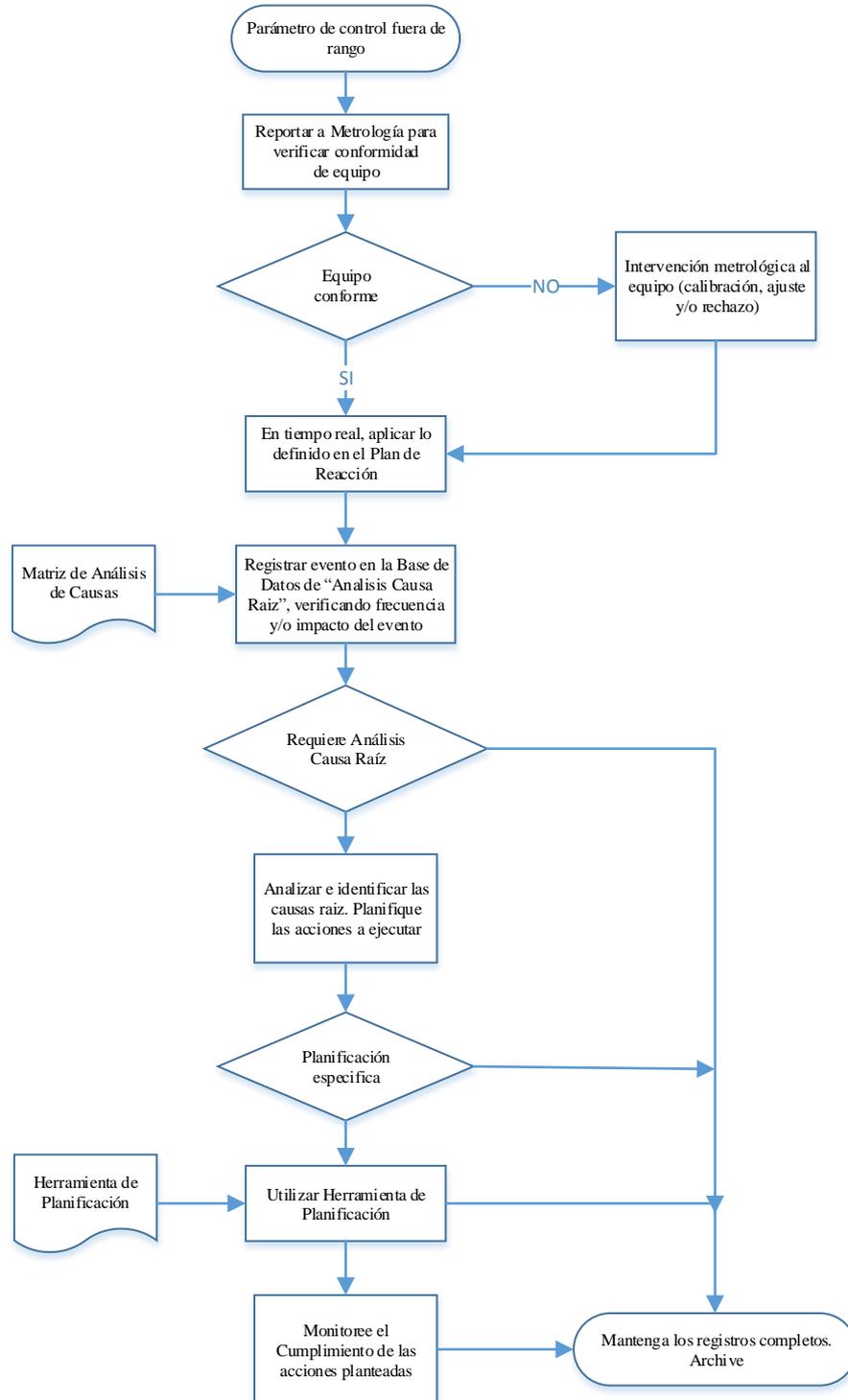
### Anexo 4-K.- Grafica de tendencia de Temperaturas



Fuente: Sistema de Análisis y Registro de Operación y Mantenimiento

## Diagrama Plan de Reacción y Análisis de Causa Raíz

### Anexo 4-L.- Diagrama del Plan de Reacción y Análisis de Causa Raíz.



Fuente: Sistema de Gestión Integral de Celec EP. Unidad de Negocio Hidropaute. Instructivo de planes de control