

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**Tesis previo a la obtención del título de
Ingeniero Eléctrico**

**“METODOLOGÍA DE PROCEDIMIENTOS PARA
PRECOMISIONADO, COMISIONADO, PUESTA EN MARCHA,
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO MECÁNICO, ELÉCTRICO
Y ELECTRÓNICO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
ALAZAN”**

**Autores: Jorge Luis Aucancela Zhindon
 Hernán Paul Saquicuya Amendaño**

Director: Ing. Freddy Campoverde

**Cuenca– Ecuador
OCTUBRE 2013**

Ing. Freddy Campoverde

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos del informe de la tesis, **“Metodología de procedimientos para Precomisionado, Comisionado, Puesta en marcha, Operación y Mantenimiento, mecánico, eléctrico y electrónico de la central hidroeléctrica Alazán”**.

La misma ha sido realizada por los Sres. Aucancela Zhindon Jorge Luis y Saquicuya Amendaño Hernán Paul, previa la obtención del título de Ingenieros en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

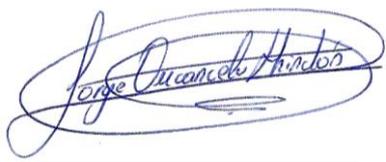
Cuenca, de Octubre del 2013



Ing. Freddy Campoverde
DIRECTOR DE TESIS

DECLARACIÓN

Nosotros, Jorge Luis Aucancela Zhindon y Hernán Paul Saquicuya Amendaño declaramos que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento y autorizamos el uso de la misma con fines académicos.



Jorge Luis Aucancela Zhindon



Hernán Paul Saquicuya Amendaño

AGRADECIMIENTO

Sobre todo agradecemos a Dios, por concedernos la vida y mediante sus bendiciones permitirnos cumplir con nuestros objetivos durante todos estos años de vida estudiantil y de ahora en adelante profesional.

A nuestros Padres y Familiares, ya que el apoyo incondicional que nos han brindado ha sido muy importante para el estudio de nuestra carrera y para la culminación de este trabajo.

A los docentes de los Universidad Politécnica Salesiana, de manera especial a nuestro director de tesis, Ing. Freddy Campoverde, por su valioso apoyo y atención nos ha permitido alcanzar exitosamente este trabajo.

A la empresa CELEC EP HidroAzogues, representada por su gerente, Ing. Marcelo Cárdenas, que sin condiciones nos dio su atención y la facilidad para realizar este proyecto.

A quien ha sido nuestro guía en HidroAzogues, Ing. Daniel Abad, agradecemos considerablemente por brindarnos su tiempo para compartir su experiencia profesional y ser un aporte significativo para el desarrollo de la presente tesis.

A nuestros compañeros, por la gran amistad ofrecida durante todos estos años que hemos compartidos en las aulas.

DEDICATORIA

A mis Padres

Por ser un pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto moral como académica, por la constante motivación y por su apoyo incondicional para salir adelante, sin duda ellos han sido la mayor inspiración para culminar exitosamente este trabajo que significa un trascendental logro en mi vida.

A mis hermanos

Que han sido mi gran apoyo y motivación, en todos los momentos de mi vida, por su infinita bondad y amor que me han brindado, todo esto también se lo debo a ustedes.

A mis Familiares y amigos

Por estar siempre conmigo y llenarme de felicidad, han contribuido directa o indirectamente para la culminación de este trabajo.

Jorge Luis Aucancela Zhindon

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a mi Padre, a mi Madre y a mis hermanos fuentes infinitas de admiración y respeto, por formar parte de mis ideales y por ser mi ejemplo a seguir. Gracias al apoyo incondicional que me han brindado ha sido posible cumplir con todas mis metas.

Hernán Paul Saquicuya Amendaño

CONTENIDO

1	CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAZÁN	1
1.1	INTRODUCCIÓN A LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	1
1.2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CENTRAL ALAZÁN	3
1.3	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÍNICO	7
1.3.1	Sistemas mecánicos principales.....	7
1.3.2	Sistemas mecánicos auxiliares	9
1.3.3	Sistemas eléctricos principales	10
1.3.4	Sistemas eléctricos auxiliares.....	14
1.3.5	Sistemas electrónicos.....	18
2	PRECOMISIONADO DE LOS EQUIPOS ELECTROMECAINICOS	22
2.1	CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DE MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA DE LA CENTRAL	22
2.1.1	Cronograma de montaje y comisionamiento	22
2.1.2	Cronograma de utilización de personal para la fiscalización del proyecto... 26	
2.2	SUPERVISIÓN DE LAS DISTINTAS ETAPAS PARA LA EJECUCIÓN DE ACTIVIDADES ELECTROMECAINICAS	27
2.2.1	Descripción de actividades, responsabilidades y funciones	27
2.2.2	Estandares y/o patrones generales de instalacion de equipos y accesorios. 30	
2.3	ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD DE NORMAS CHINAS CON NORMAS EUROPEAS Y AMERICANAS APLICADAS A LA CENTRAL.....	35
2.3.1	Normas aplicables a la central de alazán	35
2.3.2	Relación de normas chinas con normas internacionales.....	36
2.4	PRUEBAS Y PROCEDIMIENTOS DE PRECOMISIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS ELECTROMECAINICOS.....	38
2.4.1	Control de la gestión de la calidad qa/qc.....	38
2.4.2	Procedimientos para el precomisionamiento.....	43
2.4.3	Protocolos de precomisionamiento.....	46
2.4.4	Estructura del dossier de calidad	48
3	COMISIONAMIENTO DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA ALAZAN	50
3.1	DEFINICIÓN DE COMISIONAMIENTO	50
3.1.1	Objetivos del comisionamiento	51
3.1.2	Beneficios o ventajas de un programa de comisionamiento a la central alazan	51

3.2	ETAPAS DEL COMISIONAMIENTO.....	52
3.2.1	Procedimiento del comisionamiento.....	53
3.3	APLICACIÓN DE LA NORMA IEEE 1248-1998 EN LOS PROCESOS DE COMISIONAMIENTO DE LA CENTRAL	54
3.3.1	Chequeos preliminares	54
3.3.2	Pruebas estáticas – pruebas de campo.....	54
3.3.3	Pruebas en condiciones secas (sin agua)	55
3.3.4	Pruebas dinámicas con agua.....	55
3.3.5	Pruebas de comisiomiento de los equipos principales.....	58
3.4	CERTIFICADOS DE COMISIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS ELECTROMECAÑICOS	66
4	PUESTA EN MARCHA DE LA CENTRAL ALAZÁN	70
4.1	ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE CAPABILIDAD Y DE COLINA DEL GENERADOR Y DE LA TURBINA.....	70
4.1.1	Análisis de la curva de capacidad del generador sincrónico de la central hidroeléctrica alazán.....	70
4.1.2	Análisis de las curvas de colina de la turbina pelton	74
4.2	RECOMENDACIONES PARA LA PUESTA EN MARCHA DE LA CENTRAL	78
4.2.1	Identificación y documentación de pendientes.....	78
4.2.2	Buenas y malas prácticas de montaje y puesta en marcha	81
4.2.3	Recomendaciones antes de la entrada a operación comercial	88
5	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL	92
5.1	APLICACIÓN DE LA NORMA IEEE 492 EN LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAZÁN.....	92
5.1.1	Operación.....	92
5.1.2	Mantenimiento	99
5.2	REQUERIMIENTOS DEL CENACE PARA LA PUESTA EN OPERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAZÁN.....	102
5.2.1	Requerimiento de información técnica	102
5.2.2	Requerimiento de parámetros operacionales	104
5.2.3	Requerimiento de pruebas para la operación	106
5.3	ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL PARA LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL ALAZAN	110
5.3.1	Organigrama estructural.....	110
5.3.2	Aspectos que no deben presentarse dentro de la organización	111

5.4	CRITERIOS DE REQUERIMIENTOS DE PERSONAL Y PERFILES PROFESIONALES PARA LA OPERACIÓN Y EL MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL.....	111
5.4.1	Requerimiento de personal	111
5.4.2	Capacitacion y entrenamiento del personal.....	112
5.4.3	Perfiles profesionales.....	115
5.5	BITÁCORA OPERACIONAL REFERENTE A LA INFORMACIÓN TÉCNICA QUE SE DEBE ENTREGAR A LA CENACE.....	120
5.5.1	Bitacoral interna.....	120
5.5.2	Bitacora cenace.....	120
5.6	PLANIFICACIÓN DE MANTENIMIENTO.....	121
5.6.1	Mantenimiento preventivo para la turbina y generador.....	121
5.6.2	Mantenimiento capital (overhaul) para el hidrogenerador.....	138
	CONCLUSIONES.....	141
	RECOMENDACIONES.....	142
	ANEXOS	

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO I

Fig.1.1 Matriz energética en el año 2006 vs matriz energética en el año 2016.....	1
Fig.1.2 Clasificación de las centrales Hidroeléctricas.....	2
Fig.1.3 Componentes Principales de la Central de Alazán.....	3
Fig.1.4 Descripción geográfica de la central Mazar Dudas.....	4
Fig.1.5(a) Disposición de los equipos electromecánicos en la casa de máquinas de Alazán...5	
Fig.1.5 (b) Disposición de los equipos eléctricos en la subestación de Alazán.....	5
Fig.1.6 Flujograma de funcionamiento de la central.....	6
Fig.1.7 Disposición de la turbina Pelton de la central Saucay de 8MW.....	7
Fig.1.8 Disposición de la válvula esférica en la central Saucay.....	9
Fig.1.9. Disposición del generador de 8MW en la central Saucay.....	11
Fig.1.10 Esquema Básico Unifilar del Sistema SCADA a implementarse en las centrales de generación hidroeléctricas de HidroAzogues.....	19

CAPITULO II

Fig. 2.1 Escala temporal de los hitos fundamentales.....	25
Fig. 2.2. Especificaciones técnicas de los equipos de la central Alazán.....	31
Fig. 2.3. Red de masa para un conjunto de equipos electromecánicos.....	32
Fig. 2.4. Conexión para continuidad de puesta a tierra para bandejas y ductos metálicos....	34
Fig. 2.5 Conexión de los cables blindados para puesta a tierra.....	34
Fig. 2.6. Correcta manera de conectar las partes metálicas para puesta a tierra.....	34
Figura 2.7. Codificación de documentos.....	39
Figura 2.8 Diagrama de flujo del procedimiento para el precomisionamiento.....	44
Figura 2.9 Estructura del dossier de calidad de Alazán.....	49

CAPITULO III

Fig. 3.1 Beneficios de un programa de comisionamiento para Mazar-Dudas.....	52
Fig. 3.2 Etapas de comisionamiento central Alazán.....	52
Fig. 3.3 Diagrama de flujos del procedimiento.....	53

CAPITULO IV

Fig. 4.1 Curva de capacidad del generador síncrono.....	71
Fig. 4.2 Rendimiento de la de turbina frente al caudal.....	75
Fig. 4.3 Curvas características de potencia.....	76
Fig. 4.4 Curvas Q(n) para distintos grados de apertura.....	77
Fig. 4.5 Curvas de Colina de la turbina Pelton de la Central de Alazán.....	77
Fig. 4.6 Registro de Pendientes para la Central de Alazán.....	80
Fig. 4.7 a Fig. 4.15 Buenas prácticas de montaje y puesta en marcha.....	81
Fig. 4.16 a Fig. 4.24 Malas prácticas de montaje y puesta en marcha	85

CAPITULO V

Fig.5.1 Objetivos del mantenimiento.....	99
Fig.5.2 Tipos de mantenimiento para una central hidroeléctrica.....	100
Fig.5.3 Inspección de mantenimiento diario.....	101
Fig.5.4 Inspección de mantenimiento semanal.....	101
Fig.5.5 Requisitos para un mantenimiento eficaz.....	102
Fig.5.6 Estructura Organizacional de la Central Hidroeléctrica Alazán.....	110
Fig.5.7 Aspectos importantes que un personal eficiente.....	111

INDICE DE TABLAS

CAPITULO I

Tabla 1.1 Especificaciones técnicas de la turbina de Alazán.....	8
Tabla 1.2 Especificaciones técnicas de la válvula esférica.....	9
Tabla 1.3 Especificaciones técnicas del generador.....	11
Tabla 1.4 Especificaciones técnicas del sistema de excitación.....	12
Tabla 1.5 Especificaciones técnicas del transformador elevador.....	12
Tabla 1.6 Especificaciones técnicas del transformador de corriente Alazán.....	13
Tabla 1.7 Especificaciones técnicas del transformador de potencial.....	13
Tabla 1.8 Especificaciones técnicas del tablero de baja tensión.....	14
Tabla 1.9 Especificaciones técnicas del tablero de 125 V.c.c.....	14
Tabla 1.10 Especificaciones técnicas de los cables de media tensión.....	14
Tabla 1.11 Especificaciones técnicas de los cables de fuerza.....	15
Tabla 1.12 Especificaciones técnicas de los cables de iluminación.....	15
Tabla 1.13 Especificaciones técnicas de los cables de control.....	15
Tabla 1.14 Especificaciones técnicas del grupo de emergencia.....	16
Tabla 1.15 Especificaciones técnicas del transformador auxiliar.....	16
Tabla 1.16 Especificaciones técnicas del rectificador.....	17
Tabla 1.17 Especificaciones técnicas del banco de baterías.....	17

CAPITULO II

Tabla 2.1 Hitos fundamentales del proyecto Hidroeléctrico Alazán.....	24
Tabla 2.2. Especificación técnica de la compatibilidad electromecánica.....	32
Tabla 2.3. Especificación técnica referente a la puesta a tierra.....	33
Tabla 2.4 Listado de normas aplicables al proyecto Hidroeléctrico Alazán.....	35
Tabla 2.5 Voltajes en CC para la prueba de resistencia de aislamiento según IEEE std 43-2000 y GB/t20160-2000.....	37
Tabla 2.6 Comparación de valores mínimos de I.P entre IEEE 43-2000 y GB/t20160-2000.....	37
Tabla 2.7 Diferencias de tensiones nominales entre las normas IEEE 43-2000 y GB/t20160-2000.....	38
Tabla 2.9 Formatos para el precomisionamiento de la central Alazán.....	47

CAPITULO III

Tabla 3.1 Protocolo de pruebas para el comisionamiento del generador.....	61
Tabla 3.2 Protocolo de pruebas para el comisionamiento del transformador.....	64
Tabla 3.3 Protocolo de pruebas para el comisionamiento del transformador.....	66

CAPITULO IV

Tabla 4.1 Características técnicas del generador de la central Alazán.....	71
Tabla 4.2 Características técnicas de la turbina de la central Alazán.....	74
Tabla 4.3 Comportamiento general y rendimiento de la turbina Alazán.....	75

CAPITULO V

Tabla 5.1 Información técnica de la unidad de generación.....	104
Tabla 5.2 Chequeo diario de mantenimiento mecánico preventivo para la unidad de generación.....	122
Tabla 5.3 Chequeo semanal de mantenimiento mecánico preventivo para la unidad de generación.....	123
Tabla 5.4 Chequeo semanal de mantenimiento eléctrico preventivo para la unidad de generación.....	124
Tabla 5.5 Chequeo mensual de mantenimiento eléctrico preventivo para la unidad de generación.....	125
Tabla 5.6 Chequeo mensual de mantenimiento mecánico preventivo para la unidad de generación.....	127
Tabla 5.7 Chequeo semestral de mantenimiento mecánico preventivo para la unidad de generación.....	128
Tabla 5.8 Chequeo semestral de mantenimiento semestral eléctrico preventivo para la unidad de generación.....	129
Tabla 5.9 Chequeo anual de mantenimiento mecánico preventivo para la unidad de generación.....	134
Tabla 5.10 Chequeo anual de mantenimiento eléctrico preventivo para la unidad de generación.....	137

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. APLICATIVO PARA LA ETAPA DE PRECOMISIONAMIENTO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAZÁN

Anexo A.1 Estructura de división de trabajo EDT para el montaje electromecánico de la central hidroeléctrica Alazán

Anexo A.2 Tabla de actividades precedentes del montaje electromecánico de la central hidroeléctrica Alazán

Anexo A.3 Cronograma de montaje y comisionamiento electromecánico de la central hidroeléctrica Alazán

Anexo A.4 Cronograma para la utilización del personal para la fiscalización del proyecto hidroeléctrico Alazán.

Anexo A.5 Estándares y/o patrones para el montaje de equipos de la central Alazán.

Anexo A.6 Protocolos de precomisionamiento de la central hidroeléctrica Alazán.

ANEXO B. PLAN DE PROCEDIMIENTOS Y PROTOCOLOS PARA EL COMISIONAMIENTO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAZÁN

Anexo B.1. Procedimientos y protocolos de comisionamiento del Generador

Anexo B.2. Procedimientos y protocolos de comisionamiento del Transformador

Anexo B.3. Procedimientos y protocolos de comisionamiento del Regulador

ANEXO C. FORMATOS PARA LA PUESTA EN MARCHA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAZÁN

Anexo C.1. Protocolos para el registro de pendientes y puesta en marcha.

ANEXO D. FORMATOS PARA EL MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAZÁN

Anexo D.1 Bitácora de mantenimiento

Anexo D.2 Ordenes de trabajo de mantenimiento

GLOSARIO TÉCNICO

Fabricación.- supervisar puntualmente los procesos de fabricación del equipamiento conforme al cronograma de inspección y pruebas en fábrica.

Pruebas FAT.- presenciar y aprobar o rechazar las pruebas en fábrica del equipamiento electromecánico conforme al cronograma de inspección y pruebas en fábrica.

Liberación para transporte en China.- presenciar y aprobar o rechazar el “packing list” del equipamiento electromecánico conforme al cronograma de inspección y pruebas en fábrica (PIP) y al formulario para liberación de transporte que se adjuntan.

Llegada en sitio.- presenciar y aprobar o rechazar la llegada y el almacenamiento del equipamiento electromecánico en la obra del Proyecto Hidroeléctrico Mazar-Dudas, conforme al formulario que se adjunta.

Precomisionado.- Abarca las actividades relacionadas con chequeos y pruebas en frío de los equipos y sistemas antes de energizarlo y ponerlos en funcionamiento, garantizando que cumpla con los requisitos especificados. Es una actividad sucesora del montaje.

Comisionado.- Abarca las actividades relacionadas con chequeos y pruebas en caliente de los equipos y sistemas energizados y puestos en funcionamiento, garantizando que cumpla con los requisitos especificados. Es una actividad sucesora del precomisionado.

Montaje.- Se refiere al ensamblaje y/o combinación de las diferentes piezas de un artefacto o instalación que conforman un todo.

Diagrama de Gantt.- Es una popular herramienta gráfica cuyo objetivo es mostrar el tiempo de dedicación previsto para diferentes tareas o actividades a lo largo de un tiempo total determinado.

Plano As Built.- Se refiere al plano de construcción final de la central.

IR.- Insulation Resistance (la resistencia de aislamiento de los devanados).

RTD y DTE.- Se refiere a los sensores de temperatura.

CAPITULO I

1 CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAZÁN

1.1 INTRODUCCIÓN A LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

El Ecuador posee importantes recursos hídricos, actualmente el gobierno nacional ha tomado muy en cuenta esto y es por ello que ha invertido gran capital en la creación de centrales hidroeléctricas a través de la empresa pública CELEC EP, la cual ha hecho los correspondientes estudios y para su posterior aprobación y construcción en distintos puntos estratégicos, a lo largo de todo el país. El objetivo es cambiar la matriz energética del Ecuador con energía limpia, disminuyendo las centrales de generación con combustibles. En la figura 1. Se visualiza la matriz energética en el año 2006 y la matriz energética en el año 2016 apostando la mayor parte de la energía suministrada con energía hidroeléctrica.

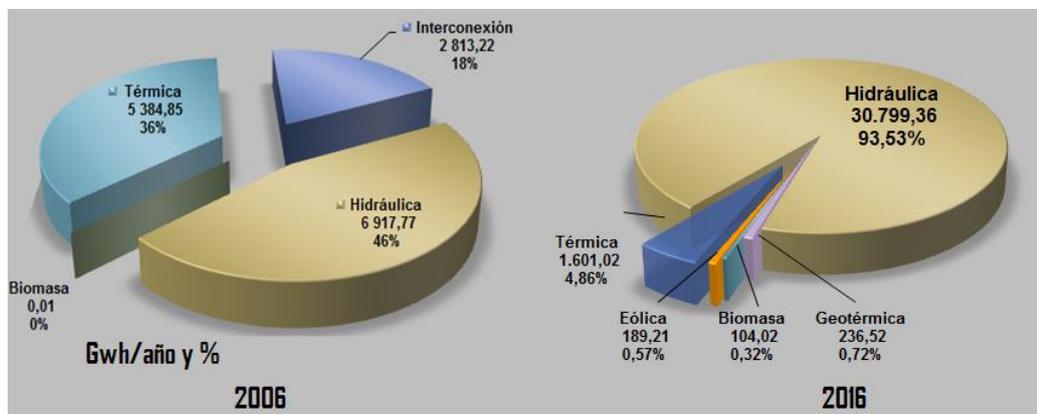


Fig. 1.1 Matriz energética en el año 2006 vs matriz energética en el año 2016. [2]

A continuación se presenta una clasificación general de las centrales más comunes existentes en nuestro país:

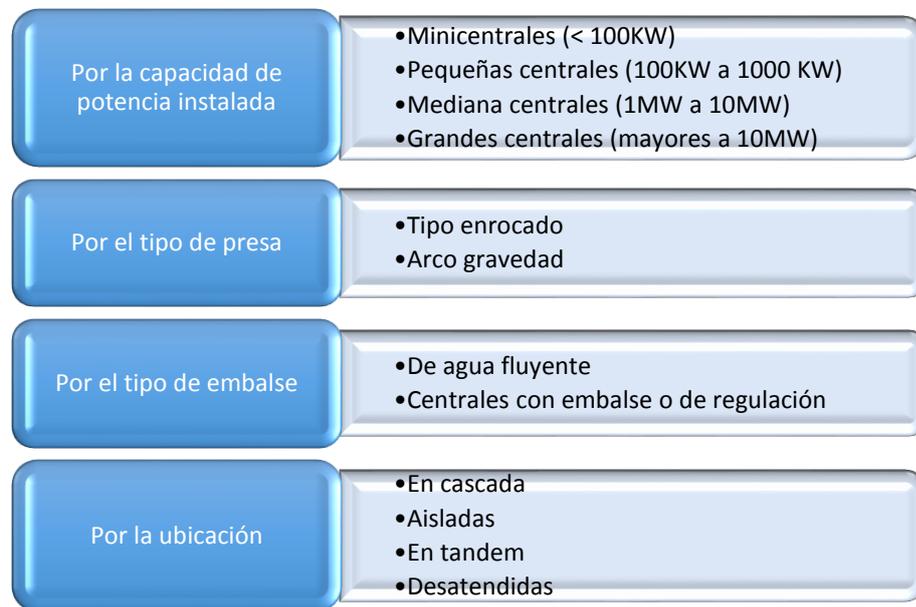


Fig. 1.2 Clasificación de las centrales Hidroeléctricas. (Elaboración propia)

En cuanto a las centrales que se están construyendo para el proyecto hidroeléctrico de Mazar-Dudas, es importante mencionar que este tipo de centrales no poseen presas; por lo que este tipo de centrales se denominan como centrales de agua fluyente o de pasada, y se puede clasificar por su capacidad de potencia instalada el cual estarían dentro de las centrales de mediana potencia con una capacidad instalada de 6,3 MW, además estas centrales son de tipo desatendidas ya que toda el control de sus funciones se realiza desde una central colectora mediante control remoto a través de un sistema SCADA.

Entre los componentes principales de la central hidroeléctrica de Alazán y que serán detallados más adelante tenemos: Captación, Tubería Forzada o de Presión, Desarenador, Sala de Turbinas o Casa de Máquinas (Conjunto Turbina-Alternador, Turbina, Generador), Transformadores y Líneas de transporte de Energía Eléctrica.



Fig. 1.3 Componentes Principales de la Central de Alazán. (Elaboración propia)

Entre las principales ventajas de las centrales hidroeléctricas respecto a las demás centrales de energía no renovables son:

- No requieren combustible, ya que el agua es un recurso renovable y que está en la naturaleza de forma considerable.
- Es un tipo de energía limpia no tiene mucho impacto ambiental como si lo tienen las centrales térmicas al emitir grandes cantidades de CO₂ a la atmósfera.
- Los costos de mantenimiento y explotación son bajos a comparación de las térmicas.
- Estas centrales tienen un factor de planta mayor a las térmicas por lo tanto son más eficientes al transformar la energía del agua a energía eléctrica.

1.2 CARACTERISTICAS TECNICAS DE LA CENTRAL ALAZÁN

La central hidroeléctrica Alazán ubicada en la parte oriental de las provincias del Cañar y Azuay, el cual aprovechara el caudal del río Mazar de 3,6 m³/s; el aprovechamiento consta inicialmente de dos obras de captación: la principal, ubicada en el río Mazar Alto, en la que se deriva el 96% del caudal aprovechable, y la segunda, en la quebrada Simpanche, en la que se deriva el 4% restante.

La central cuenta con una casa de máquinas tipo exterior en el cual están alojados los componentes eléctricos, mecánicos y electrónicos que se van a realizar los procedimientos sistemáticos para el comisionamiento, puesta en marcha, operación y mantenimiento. Entre los principales equipos tenemos: una unidad de eje horizontal de potencia mínima 6230 kW (6.23 MW), con velocidad de rotación 300 rpm, un transformador de elevación de 6.6/69 kV y 10/12.5 MVA de potencia aparente,

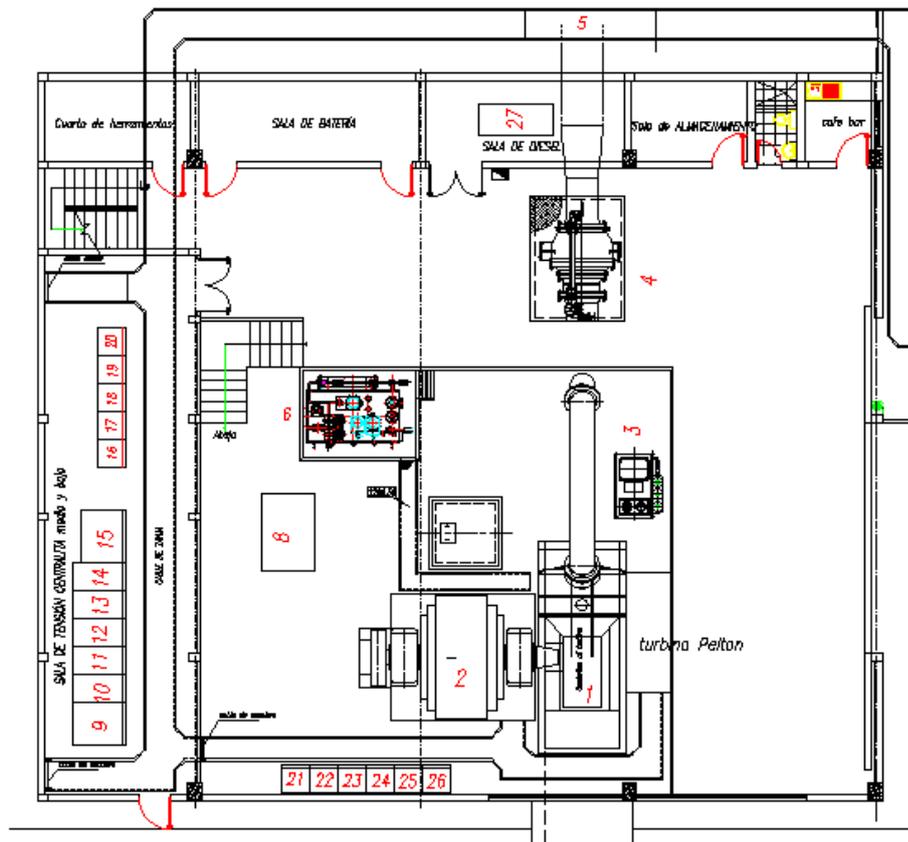
ubicados adosado a la casa de máquinas y una subestación tipo convencional situada exteriormente a la misma y de la cual arrancarán líneas trifásicas a 69 kV de simple circuito, una hasta la subestación Colectora y otra hacia la subestación San Antonio pertenecientes al proyecto Mazar-Dudas.



Fig.1.4 Descripción geográfica de la central Mazar Dudas. [9]

La casa de máquinas consta de una primera planta, donde se ubicarán los generadores junto con el equipo de inyección de aceite de cojinetes, y la unidad oleohidráulica del regulador de velocidad de la turbina. El generador dispondrá de su propio interruptor de máquina, en tablero tipo metalclad, que estará ubicado en el sector de tableros de 6.6 KV, junto con los tableros de servicios auxiliares de C.A y C.C, rectificador y banco de baterías. También se localizarán en la misma planta el cubículo de protección contra sobretensiones y el de conexión a tierra del neutro del generador.

En la segunda planta se localizarán básicamente los tableros de control de la unidad (generador y turbina), los equipos del sistema SCADA y el tablero de la subestación como se puede visualizar en la figura 1.5(a).



LEYENDA:

- | | |
|-----------------------------------|---|
| ① | ④ Cubículo de tierra del neutro |
| ② Generador | ⑩-⑭ accesorios en 6.6kV Generador |
| ③ Gobernador | ⑮ Transformador de servicios auxiliares |
| ④ Válvula circular | ⑰-⑱ Unidad de control de cabina |
| ⑤ Compuerta | ⑲ Generador diesel |
| ⑥ Aceite estación de suministro | ⑳ Mesa de control |
| ⑦ La excitación del transformador | ㉑-㉓ Celdas de control y protección |

Fig. 1.5(a) Disposición de los equipos electromecánicos en la casa de máquinas de Alazán. [13]

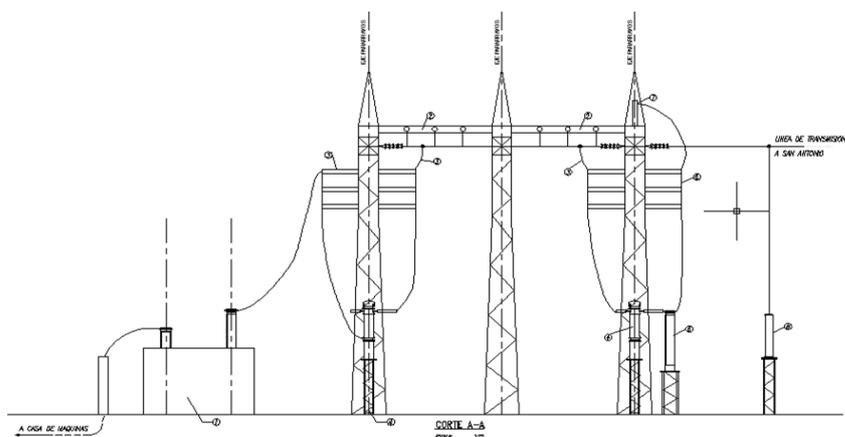


Fig.1.5 (b) Disposición de los equipos eléctricos en la subestación de Alazán. [13]

A continuación en forma resumida se indica las principales funciones básicas de operación de la central hidroeléctrica Alazán, la cual será del tipo desatendida.

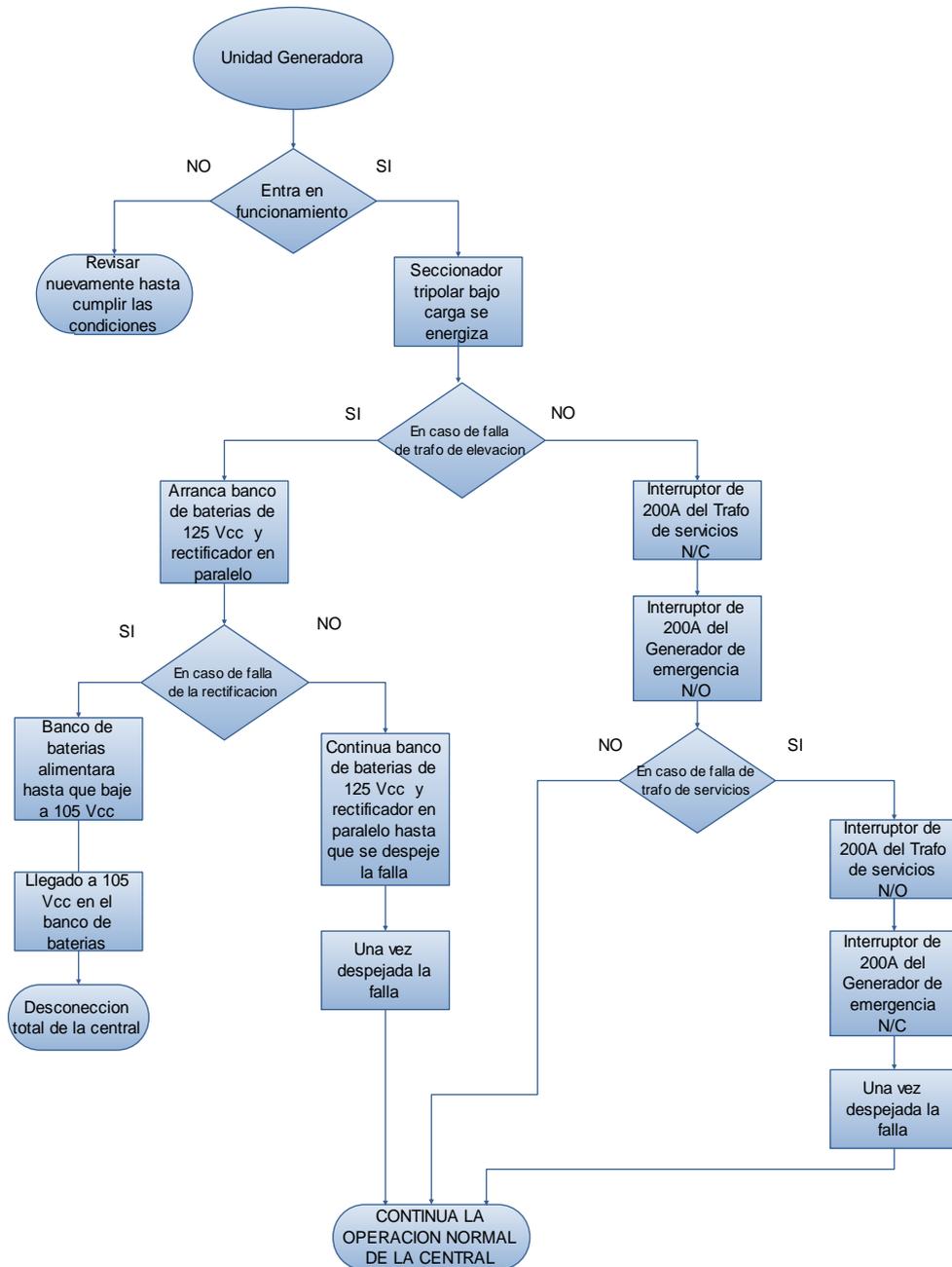


Fig.1.6 Flujograma de funcionamiento de la central. (Elaboración propia)

En forma general, todos los equipos deberán tener sensores e interfaces para dar señales al sistema SCADA, tanto los equipos principales como los de servicios auxiliares, relativas a señalización, indicación de estado y alarmas, consistentes en relés auxiliares multiplicadores y/o convertidores de protocolos de comunicación.

DESCRIPCIÓN ALAZAN			
CARACTERÍSTICAS	Simbología	UNIDADES	Valor
Caudal de diseño	Qd	m ³ /s	3.6
Altura de diseño	Hn	m	200.37
Potencia nominal	P	KW	6300
Aceler. gravedad	g	m/s ²	9.78
Peso específ. agua	ρ	kg/m ³	1000
Efic. turbina	ηt	N/A	0.896
Pt = Qd Hn g ρ ηt ηg		kW	6193
Velocidad nominal	n	rpm	276.9
Velocidad de embamiento		rpm	482

Tabla 1.1 Especificaciones Técnicas de la Turbina de Alazán. [6]

1.3.1.2 Regulador de Velocidad

El regulador será capaz de disminuir la velocidad de la turbina hasta su velocidad nominal en forma progresiva mediante el accionamiento de los inyectores de la turbina y sin que esto produzca desgaste de los demás componentes de la instalación. La diferencia total entre la velocidad de operación sin carga y la velocidad de operación con carga total será ajustable entre el 0 y el 6%.

El regulador deberá ser capaz de modificar la velocidad nominal desde 30% sobre la velocidad normal y 10% bajo la velocidad normal. En todos los casos, el arranque y parada de la unidad deberá ser fácilmente ejecutado por un solo operador. El regulador asegurará una sincronización y acoplamiento desde la sala de control.

El regulador de velocidad deberá ser diseñado para asegurar las siguientes operaciones:

- Arranque manual por operaciones separadas
- Arranque semiautomático por sucesivas operaciones
- Arranque automático

1.3.1.3 Válvula Esférica

La válvula está diseñada para que pueda cerrarse o abrirse bajo todas las condiciones de operación previstas en los diseños y condiciones, etc. La válvula también está diseñada para el cierre de la máxima descarga de la turbina incluyendo la condición de la velocidad de embalamiento bajo la máxima caída.

La válvula a ser instalada como válvula de guardia de la turbina Pelton de 6300 kW será acoplada a la tubería de entrada del distribuidor de la turbina, y cuyo diámetro ha sido determinado de 860 mm y operará bajo una caída neta de máxima de 201.49 m más sobre presión por el golpe de ariete.

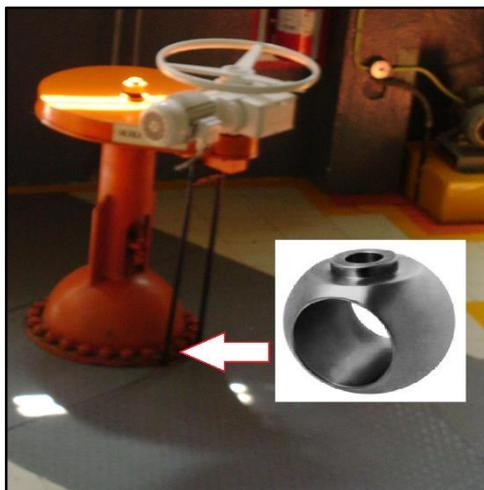


Fig.1.8 Disposición de la válvula esférica en la central Saucay. (Fuente Propia)

Máxima presión estática	204.84 m
Máxima presión de servicio	225.32 m
Diámetro nominal	860 mm
Descarga normal	3.6 m ³ /s.

Tabla 1.2 Especificaciones Técnicas de la válvula esférica de Alazán. [6]

1.3.2 SISTEMAS MECÁNICOS AUXILIARES

1.3.2.1 Agua de enfriamiento

Se suministrará un sistema de agua de enfriamiento de la unidad con el objeto de evacuar el calor disipado en los cojinetes y su sistema de lubricación y otros componentes de la unidad.

Se aplicarán los requerimientos de las normas ASME, ASTM y AWWA, para la aplicación de las condiciones operativas del sistema, materiales y pruebas de los componentes en donde sea aplicable.

1.3.2.2 Ventilación y aire acondicionado

Se suministrará un sistema de ventilación general de la casa de máquinas con el objeto de evacuar parte del calor disipado por los equipamientos a ser instalados, para lo cual se ha previsto una habitación en la cual se instalarán las unidades de ventilación con capacidad del 100% del requerimiento total de aire cada una, constituyendo la segunda unidad el respaldo correspondiente para obtener una cobertura segura.

1.3.2.3 Sistema contra incendios

Para este sistema se proveerá de componentes y accesorios tales como de tuberías, hidrantes, mangueras y gabinetes con los accesorios, tanques contenedores portátiles y estacionarios con los tipos y posibles orígenes de fuego y los medios de extinción, para lo cual el sistema contra incendios aplicará las recomendaciones establecidas en NFPA 851.

1.3.2.4 Aire comprimido

Se suministrara un sistema de aire comprimido para la casa de máquinas de tal modo que cubra las necesidades de operación, mantenimiento y reparación. El sistema cubrirá los siguientes servicios como mínimo: Aire de servicios, aire de frenos, aire para el tanque de presión del regulador de velocidad

1.3.3 SISTEMAS ELÉCTRICOS PRINCIPALES

1.3.3.1 Generador

El generador síncrono a instalarse en la central de Alazán, trabajara con una potencia nominal de 6.23 MW de los 21 MW proyectados por las tres centrales pertenecientes al proyecto hidroeléctrico Mazar-Dudas.

Potencia nominal continua	6.23 MW
Número de fases	3
Factor de potencia nominal (en atraso)	0.90
Conexión del estator	Estrella, con neutro a tierra a través de alta resistencia
Voltaje nominal de salida	6.6 kV
Corriente Nominal	605.5 A
Velocidad sincrónica nominal	276.9 RPM
Rango de ajuste de voltaje con potencia nominal	± 5%
Frecuencia nominal	60 Hz
Eficiencia mínima para potencia y factor de potencia nominales	96.5 %
Número de polos	26
Tipo de montaje	Horizontal
Velocidad máxima	480 RPM

Tabla 1.3 Especificaciones técnicas del generador de Alazán. [6]

Este generador síncrono será de montaje horizontal, con voltaje de generación de 6.6 KV, excitación con escobillas, autoventilado, acoplamiento directo a la turbina, tipo de protección IP23, aislamiento clase F, de polos salientes, con su respectivo regulador de voltaje, interruptor de máquina y tableros de control y protección, con todo el equipamiento adecuado para operación automática a distancia mediante un sistema SCADA, y de acuerdo a las directrices del CENACE y reglamentos del CONELEC.



Fig. 1.9 Disposición del generador de 8MW en la central Saucay. (Fuente Propia)

Además, el voltaje de generación para generadores de estas capacidades podría variar desde 2.4 hasta 6.6 KV, de acuerdo a catálogos de varios fabricantes consultados.

1.3.3.2 Sistema de Excitación

El sistema de excitación es importante para el generador ya que este permite entregar la corriente necesaria para el devanado de campo, y con ello obtener el flujo magnético necesario para desarrollar en la maquina la f.e.m inducida en el devanado del estator.

<i>Excitatriz</i>	
Tipo de generador	Sincrónico
Número de fases	3
Frecuencia	60 Hz
Velocidad	276.9RPM
Clase de aislamiento	F
Grado de protección	IP 40
<i>Panel de Excitación y de regulación de voltaje</i>	
Tipo de excitación	Por medio de anillos colectores y escobillas
Sobrevoltaje (máximo)	115 % Vn
Modo de control	manual y automático
Tipo de puente rectificador	trifásico con diodos
Dispositivos de control	Controlador digital

Tabla 1.4 Especificaciones técnicas del sistema de excitación de Alazán. [6]

1.3.3.3 Transformador elevador

El transformador un elemento importante dentro de una central ya que en consideración a su tamaño y capacidad se puede determinar las características del sitio a ser montado ya sea en la central o en la subestación. Este transformador eleva la tensión de 6.6KV a 69KV, que será transportado por las líneas de transmisión hasta una subestación colectora de Taday y posteriormente hacia la nueva Subestación 2 de la Empresa Eléctrica Azogues.

Potencia nominal	10/12.5 MVA
Tipo de enfriamiento	OA/FA
Número de devanados	2
Frecuencia	60 Hz
Voltaje primario	6.6 kV
Voltaje secundario	69 kV
Grupo de conexión vectorial	Ynd11
Medio de aislamiento (Norma IEC)	Aceite

Tabla 1.5 Especificaciones técnicas del transformador elevador de Alazán. [6]

1.3.3.4 Sistema de medición de energía eléctrica

De acuerdo a los requerimientos del CONELEC y del CENACE, esta central deberá disponer de un sistema de medición comercial localizado en bornes de salida de la subestación de elevación, esto es, a nivel de 69 KV, por lo cual se ha proyectado los equipos que a continuación se detalla.

- Tres transformadores de corriente de relación 100/5 A, 2 núcleos, clase de precisión 0.2 para el núcleo de medición con las siguientes características técnicas:

Tipo de montaje	interior	exterior
Material aislante	resina epóxica	Porcelana
Voltaje nominal	6.6 kV	69 kV
Voltaje máximo de servicio	7.2 kV	72.5kV
Número de fases	1	1
Relación de transformación	MR,500-800/5 A	MR,50-100/5 A
Frecuencia	60 Hz	60 Hz
Número de devanados secundarios	3	3
Burden y clase de precisión, Medición	30VA, 0.2	30VA, 0.2

Tabla 1.6 Especificaciones técnicas del transformador de corriente de Alazán. [6]

- Tres transformadores de potencial de relación 69000/1.732 -115/1.732 V, 2 núcleos, clase de precisión 0.2 para el núcleo de medición con las siguientes características técnicas

Tipo de montaje	interior	Exterior
Material aislante	resina epóxica	porcelana
Voltaje nominal	6.6 kV	69 kV
Voltaje máximo de servicio	7.2 kV	72.5kV
Frecuencia	60 Hz	60 Hz
Número de devanados secundarios	3	3
Tipo de conexión	Fase – tierra	Fase – tierra
Número de fases	1	1
Relación de transformación	6600-115/66 V	69000-115/66 V

Tabla 1.7 Especificaciones técnicas del transformador de potencial de Alazán. [6]

- Dos medidores digitales para medición indirecta, trifásicos, bidireccionales en cuatro cuadrantes de energía activa/reactiva, voltaje, corriente y frecuencia.

1.3.4 SISTEMAS ELÉCTRICOS AUXILIARES

1.3.4.1 Tablero de Baja Tensión 220/127 v C.A.

Incluirá los siguientes elementos:

Barras trifásicas de cobre de 200A, 20 kA	
Barras de cobre para neutro y tierra, 200 A	
Un relé integral de bajo voltaje (27)	
Un medidor integral digital (V, A, kWh, Hz, cosφ), con comunicación al sistema SCADA	
Seis fusibles de control para medición	
Tres transformadores de corriente toroidales relación 200/5 A, clase 0.5	
Dos interruptores termomagnéticos en caja moldeada, tipo extraíble, 200 A, 600 V, tripolares, mando motorizado, con regulación de disparo, 18 kA	
Cinco interruptores termomagnéticos tripolares en caja moldeada de acuerdo al diagrama unifilar y a las capacidades finales de los equipos	
Cuatro interruptores termomagnéticos bipolares en caja moldeada tipo extraíble	
Voltaje de control	125 V c.c.
Calibre mínimo de los cables de control	No. 14 AWG, cobre THW

Tabla 1.8 Especificaciones técnicas del tablero de baja tensión de Alazán. [6]

1.3.4.2 Tablero de 125 V.C.C.

Incluirá los siguientes elementos:

Barras bifásicas de cobre de 100 A, 20 kA	
Voltaje de control	125 V.C.C.
Quince interruptores termomagnéticos bipolares de diferentes capacidades, de acuerdo al diagrama unifilar y a las potencias finales de los equipos	

Tabla 1.9 Especificaciones técnicas del tablero de 125 V.c.c de Alazán. [6]

1.3.4.3 Cables de Media Tensión

Voltaje máximo	8 kV
Temperatura final	90 °C
Número de fases	1
Voltaje de operación	6.6 kV
Calibre	No. 4/0 AWG
Material	Cobre cableado
Material de aislamiento	XLPE
Material de chaqueta	PVC

Tabla 1.10 Especificaciones técnicas de los cables de media tensión de Alazán. [6]

1.3.4.4 Cables de Fuerza y Control

a. Cables de Fuerza

Tensión nominal	600 V
Tipo de aislamiento	TTU, 75° C
Material de aislamiento	Polietileno
Material de aislamiento de la chaqueta	PVC
Material del conductor	cobre cableado

Tabla 1.11 Especificaciones técnicas de los cables de fuerza de Alazán. [6]

b. Cables de Iluminación

Tensión nominal	600 V
Tipo de aislamiento	THHN, 90° C
Material de aislamiento	PVC
Calibre (AWG)	No. 12, 10 y 8
Material del conductor	Cobre sólido

Tabla 1.12 Especificaciones técnicas de los cables de iluminación de Alazán. [6]

c. Cables de Control

Tipo	Multiconductor, apantallado
Tensión nominal	300 V, 60° C
Aislamiento	PVC
Calibre (AWG)	De acuerdo al fabricante de equipos, mínimo No. 14, excepto para los de transformadores de corriente que serán mínimo No.10.
Material del conductor	cobre suave cableado

Tabla 1.13 Especificaciones técnicas de los cables de control de Alazán. [6]

1.3.4.5 Ductos y Bandejas

Los ductos serán en todos los casos metálicos, rígidos, de hierro galvanizado, con todos los accesorios como uniones, conectores, codos, excepto para los de alumbrado y tomacorrientes que irán empotrados, que serán del tipo EMT. Cuando sean expuestos, se sujetarán a las paredes a intervalos regulares cada 2 m. con abrazaderas normalizadas.

Las bandejas serán de aluminio, tipo escalera, de 15 cm. de altura, de ancho variable, de acuerdo a su utilización, norma NEMA 8 B.

Las bandejas de fuerza y control deberán ir separadas por lo menos 30 cm. cuando vayan en disposición vertical y serán independientes unas de otras para los usos indicados cuando vayan en disposición horizontal, a fin de evitar ruidos e interferencias electromagnéticas para los cables de control e instrumentación

Los ductos también serán independientes para los circuitos de fuerza y control, evitando en todo lo posible recorridos paralelos.

Los ductos y las bandejas se conectarán a tierra en ambos extremos y las bandejas adicionalmente en los cambios de dirección y nivel, a más de un cable continuo de tierra que se instalará a lo largo de las mismas.

1.3.4.6 Grupo de Emergencia

El generador de emergencia tendrá básicamente las siguientes características:

Potencia nominal	75 kVA
Frecuencia	60 Hz
Voltaje nominal	220-127 V
Conexión	estrella a tierra
Velocidad	1800 rpm

Tabla 1.14 Especificaciones técnicas del grupo de emergencia de Alazán. [6]

1.3.4.7 Transformador Auxiliar

La central debe tener una fuente de energía totalmente confiable e independiente de la red pública, se ha proyectado obtener la alimentación necesaria de una derivación de las barras de salida del generador, que alimentarán un transformador de distribución trifásico de 75 KVA, tipo padmounted, cuyo secundario alimentará un tablero general de distribución.

Tipo montaje	Padmounted
Potencia nominal (enfriamiento OA)	75 kVA
Número de devanados	2
Relación de Transformación	6600- 220/127 V
Frecuencia	60 Hz
Medio de aislamiento	Aceite
Grupo de conexión vectorial	Dyn5
Número de fases	3

Tabla 1.15 Especificaciones técnicas del transformador auxiliar de Alazán. [6]

En caso de falla del transformador mencionado anteriormente, se ha previsto la entrada en operación automática del generador de emergencia de 50 kVA, a 220/127 V.

Para alimentación de emergencia de los equipos de sistema SCADA se ha previsto la instalación de un UPS de 2 kVA, 120 V c.a.

1.3.4.8 Rectificador y Banco de Baterías

Para el sistema de control y protección de la central, se ha proyectado un voltaje de 125 V.c.c., básicamente para servicio del sistema de control y protección, y se elegido este voltaje por las siguientes razones:

Para el efecto se dispondrá de un rectificador de 30A de capacidad, alimentado del tablero general de distribución a 220 V y que los transformarán a 125 V c.c. El rectificador estará trabajando en paralelo con un banco de baterías. En caso de falla del rectificador entrará a alimentar totalmente la carga el banco de baterías.

Número de fases	2
Voltaje de alimentación	220 V \pm 10%
Frecuencia	60 Hz \pm 5%
Voltaje de salida	125 V c.c. \pm 1%
Corriente de salida	50 A
Tipo	Voltaje autorregulado
Tecnología	Digital

Tabla 1.16 Especificaciones técnicas del rectificador de Alazán. [2]

Tipo	Plomo-ácido, selladas
Voltaje nominal del banco	125 V c.c.
Capacidad	100 A-h
Número de celdas	60
Tipo de electrolito	Ácido
Tiempo de descarga	10 h

Tabla 1.17 Especificaciones técnicas del banco de baterías de Alazán [6]

1.3.5 SISTEMAS ELECTRÓNICOS

1.3.5.1 Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de datos – SCADA

El sistema SCADA permite la supervisión, control y adquisición de datos del sistema integral Mazar-Dudas siendo un sistema completo que permite recopilación de información, pronósticos de carga, contabilidad de energía, programación, etc.

La arquitectura del sistema SCADA es de tipo abierta en Hardware y Software de tal manera que permite la integración futura de dispositivos de diferentes firmas. El sistema es de tipo integral compuesto principalmente por los sistemas: eléctricos, hidráulicos, electromecánicos y sistemas de control de energía.

a. Configuración del Sistema SCADA

Los sistemas en los cuales el sistema SCADA tendrá su gestión, serán los siguientes:

- *Sistema hidráulico.* Obtener la información relacionada para monitorear los niveles, caudales y estado de las compuertas. En este sentido, será indispensable contar con los respectivos sensores y transductores instalados en la toma de carga, conducción y la tubería de presión.
- *Sistema electromecánico.* Controlar, supervisar y obtener la información de los elementos de la turbina, generador, excitatriz y demás elementos vinculados con la unidad turbina-generador-transformador.
- *Sistema eléctrico.* Controlar, supervisar y adquirir la información de los parámetros eléctricos, tales como: voltaje, corriente, potencia y energía eléctrica, tanto del generador, servicios auxiliares, transformador y la subestación. Bajo este sistema se engloba también el equipo de medición, protección y control.
- *Sistema de control de energía (despacho de carga).* Controlará, supervisará e intercambiará información sobre magnitudes de potencia y energía generada y entregada. Deberá incluir un sistema de administración de energía mediante el cual, se ingresarán las consignas de operación, resultado de la planificación operativa. Además de disponer de una base de información histórica y cronológica.

b. Arquitectura del sistema SCADA

El sistema SCADA en cada central debe ser desarrollado con tecnología que contemple un sistema de control distribuido para la captación, conducción, unidad de generación, sistemas auxiliares, transformado, subestación, línea de transmisión y Centro de Control, a base de unidades terminales remotas – UTR's y controladores lógicos programables – PLC's, dispositivos electrónicos inteligentes – IED's, que a su vez estén interrelacionados en el sistema SCADA general.

Para cumplir las funciones se implementará una red LAN Tipo ETHERNET, con protocolo TCP/IP en cada Central y en el Centro de Control.

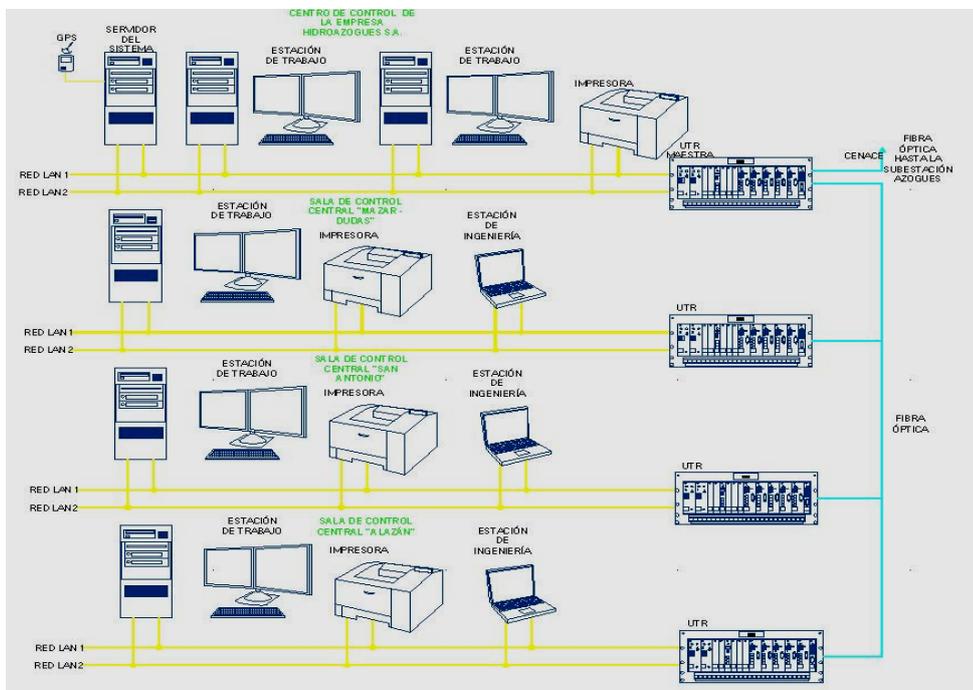


Fig. 1.10 Esquema Básico Unifilar del Sistema SCADA a implementarse en las centrales de generación hidroeléctricas de HidroAzogues. [6]

1.3.5.2 Instrumentación

a. Unidad Terminal Remota de la central – UTR Esclava

La UTR deberá enviar y recibir la señal codificada a través del canal de comunicaciones hasta el Centro de Control del sistema, donde la información va a ser procesada y se van a ejecutar los comandos de acuerdo a los requerimientos operativos del sistema desde el Centro de Control.

Con esta información se va a realizar la supervisión y control en tiempo real, adquisición de datos e información de corriente, voltaje, potencia, energía, frecuencia, estado de los elementos, etc. y ejecución de comandos a petición del centro de control.

b. Unidad Terminal Remota Maestra – UTR Maestra

Esta UTR actuará como maestra del sistema y debe ser capaz de adquirir a través del sistema de comunicación, los datos provenientes de cada una de la UTR esclavas instaladas en cada central de generación.

c. Estación Central de Control – ECC

Esta unidad es la responsable de ejecutar todas las funciones de supervisión y control de todas las centrales de generación de HidroAzogues, a través de su Interfaz Hombre – Máquina.

La ECC entre sus funciones básicas contempla:

- Generar acciones de control.
- Configuración de parámetros desde una interfaz gráfica interactiva.
- Presentación de información en tiempo real, de cada una de las centrales.
- Generar un registro cronológico que podrá ser visualizado e impreso.
- Gestión de las alarmas, permitiendo su visualización y procesamiento.
- Generar una base de datos de archivos históricos y estadísticos, en formato ORACLE.
- Gestionar la interrelación de la información de las bases de datos.
- La configuración de la Estación Central de control deberá estar dotada de medios para detección de fallas y procedimientos de recuperación automática para los distintos tipos de fallas posibles dentro de la configuración.

d. Estación de Control Local – ECL

Esta unidad es la responsable de ejecutar todas las funciones de supervisión y control en cada una de las centrales de generación, a través de su Interfaz Hombre – Máquina.

e. Sistema de Comunicaciones

El sistema de comunicación a implementarse para efectuar el control en tiempo real desde la ECC, estará conformado con los diferentes equipos de comunicación que

permite la transmisión y recepción de información a través de fibra óptica, mediante protocolo TCP/IP, debido a su confiabilidad.

Las características principales de la fibra óptica a ser empleada para el sistema de comunicaciones es: tipo autoportado ADSS, con 24 fibras monomodo, norma ITTU-T G.652D, para instalación aérea, con diseño mecánico para ser tendido en vanos de hasta 500 metros. Esto permitirá que la misma sea instalada sobre las estructuras de la línea de transmisión de 69 kV, las cuales permiten evacuar la energía producida por cada una de las centrales.

El enlace principal de comunicación irá desde el Centro de Control hasta la Subestación Azogues 2, con una longitud de aproximadamente 22,5 Km.

CAPITULO II

2 PRECOMISIONADO DE LOS EQUIPOS ELECTROMECHANICOS

2.1 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DE MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA DE LA CENTRAL

El cronograma tiene con objeto determinar las actividades principales en secuencia temporal dentro del montaje electromecánico, establecer tiempos de ejecución de cada actividad así como también a los responsables de las mismas; y definir hitos fundamentales para la supervisión del avance del proyecto.

2.1.1 CRONOGRAMA DE MONTAJE Y COMISIONAMIENTO

2.1.1.1 Generalidades

El cronograma del montaje electromecánico comprende varias etapas desde la construcción del equipo o sistema hasta la liberación para la puesta en marcha. Debe ser coherente y estar en relación con las fechas de Fabricación, entrega de equipos y montaje (hitos) determinadas por la empresa Contratista.

Desde inicio y hasta la conclusión del suministro y montaje este cronograma deberá ser actualizado, registrando los progresos en el suministro y montaje. Para la elaboración del cronograma se debe tener en consideración ciertos requisitos:

- Presentación: Gráfico de Gantt.
- Evento INICIO: Data de la Firma del CONTRATO.
- Evento FIN: Data conforme definido en el CONTRATO.
- Indicar rango de duración de cada conjunto o etapa de diseño/fabricación suministro, entrega y montaje.
- Incluir todos los eventos principales que envuelvan el aprovisionamiento y ensayos de las materias primas, la fabricación, la ejecución de pruebas y ensayos intermedios, finales y las entregas en la fábrica de cada equipo y montaje en el sitio de las obras.
- Incluir los hitos fundamentales dentro del proyecto

Todos los datos (identificación y tiempos de duración de actividades, observaciones, etc.) relacionados con los eventos que envuelvan cada etapa de diseño y de fabricación, deberán constar en el Cronograma de Fabricación y Entrega con las respectivas fechas.

2.1.1.2 Hitos fundamentales

Dentro del cronograma del proyecto se debe incluir hitos que son eventos importantes de un proyecto que determinan un punto dentro de la línea de tiempo para indicar la terminación de una tarea o fase prioritarias. La misma que son evaluadas entre las fundamentales para supervisar el progreso del proyecto.

Los hitos va a indicar la finalización de tareas o fases dentro de toda el área del proyecto: Diseño, fabricación, montaje y comisionamiento.

La incorporación de hitos en el plan de proyecto ayuda a la fiscalizadora a revisar el estado del mismo, permite la evaluación y toma de decisiones.

A continuación se presenta los hitos fundamentales dentro del proyecto hidroeléctrico Alazán. Los hitos tienen fechas definidas y es obligación de la contratista el cumplimiento de las mismas

	HITOS FUNDAMENTALES EN EL PROYECTO	Fecha:
1	Ingeniería de detalle equipamiento mecánico	mié 03/04/13
2	Ingeniería de detalle equipamiento eléctrico	mié 17/04/13
3	Entrega de los informes de ensayo del modelo reducido de la turbina	vie 03/05/13
4	Conclusión de los ensayos en fábrica del transformador	lun 24/06/13
5	Ingeniería de detalle equipamiento electrónico	mié 24/07/13
6	Conclusión de los ensayos en fábrica del sistema digital de supervisión y control	vie 26/07/13
7	Montaje del puente grúa de casa de máquinas	mié 31/07/13
8	Llegada al sitio de la obra del equipamiento mecánico	jue 01/08/13
9	Llegada al sitio de la obra del equipamiento eléctrico	jue 15/08/13
10	Colocación del rotor del generador	lun 26/08/13
11	Conclusión del montaje y prueba de presión de la carcasa espiral de la turbina	jue 18/09/13
12	Conclusión del montaje y pruebas de los equipos de la subestación	mié 11/11/13
13	Llegada al sitio de la obra del equipamiento electrónico	vie 21/11/13
14	Montaje de la válvula esférica	vie 29/11/13
15	Generación Comercial	vie 24/01/14

Tabla 2.1 Hitos Fundamentales del proyecto Hidroeléctrico Alazán. (Elaboración propia en base a datos de HidroAzogues)

Si no se llegará a cumplir con las fechas estimadas para la realización de los hitos fundamentales o eventos de obra, LA CONTRATANTE podrá solicitar a LA CONTRATISTA que acelere la ejecución del trabajo hasta que dicho trabajo esté al día con lo indicado en el Cronograma de Actividades, de acuerdo a un plan de recuperación o aceleración, métodos de agilización, incrementos de personal, turnos de trabajo, herramientas adicionales. Se visualiza en la figura 2.1 la escala temporal de las principales actividades del proyecto.

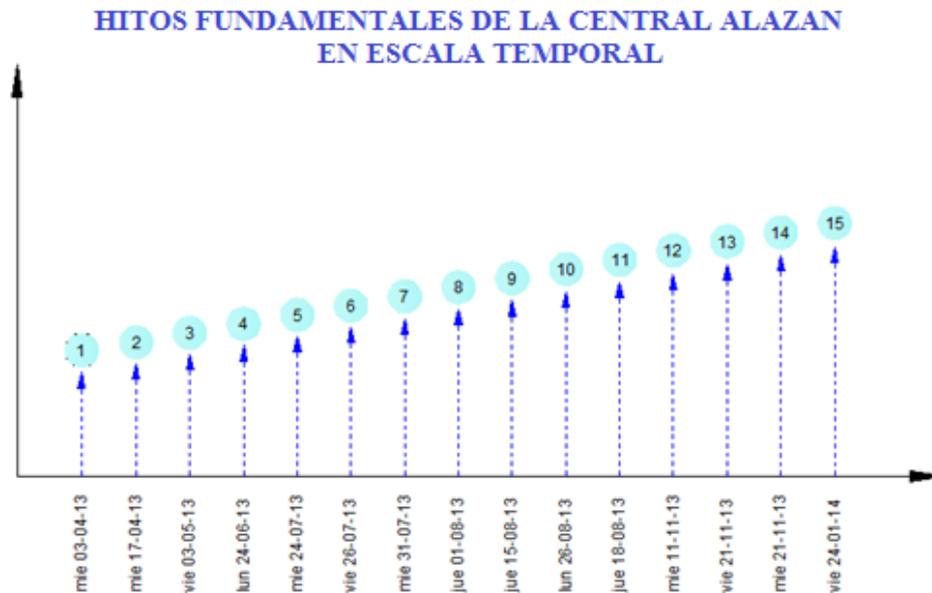


Fig. 2.1 Escala temporal de los hitos fundamentales. (Elaboración propia)

2.1.1.3 Estructura de división de trabajo para el montaje de equipos electromecánicos

Para determinar el desarrollo del proyecto es de gran utilidad la implementación de herramientas de gestión de proyectos como lo es la Estructura de Descomposición del Trabajo EDT, el objetivo de aplicar es para obtener una estructura jerarquizada y completa, reconocer e identificar cada sus etapas, la magnitud de las mismas y las distintas actividades para la ejecución del proyecto.

La EDT ha sido elaborada a partir de la clasificación de los equipos electromecánicos, detallando las actividades de los equipos más relevantes dentro del proyecto. Entre las actividades detalladas debe incluir la de los equipos principales. La Estructura de descomposición del trabajo realizada para la central hidroeléctrica Alazán se adjunta en el Anexo A.1

En tabla de precedencia se determinan la secuencia del cumplimiento de las actividades, determinado las actividades que son necesarias su culminación para el comienzo de la siguiente. La tabla de precedencias de actividades del montaje electromecánico de la central Alazán se adjunta en el Anexo A.2

2.1.1.4 Diagrama de Gantt del proyecto

La ejecución de los procesos y actividades deben realizarse de manera congruente las mismas que deben satisfacer a un conjunto de restricciones o condicionantes, entre ellas la mano de obra, la que se debe tener en consideración la limitación del personal para realizar actividades simultaneas, los equipos o maquinarias disponibles y los predecesores de cada actividad o proceso. El Diagrama Gantt referente al cronograma del montaje y comisionamiento electromecánico de la central Alazán se adjunta en el Anexo A.3

2.1.2 CRONOGRAMA DE UTILIZACIÓN DE PERSONAL PARA LA FISCALIZACIÓN DEL PROYECTO

El CONTRATISTA y la CONTRATANTE deben determinar el personal que va a formar parte del proyecto, en base a la maximización de recursos y minimización de costos. Dentro del proyecto se requerirá 3 grupos de personal: Supervisión, Fiscalización y Ejecución.

2.1.2.1 Supervisión

La función de la supervisión es la verificación del cumplimiento de las obligaciones legales, técnicas y contractuales del servicio de la contratista. La supervisión en campo se realiza con el fin de comprobar la veracidad de la información enviada, y verificar aspectos que no puedan ser constatados desde las oficinas de HIDROAZOGUES.

La supervisión electromecánica es parte del equipo técnico de CELEC-HIDROAZOGUES.

2.1.2.2 Fiscalización

La Fiscalización del contrato, será ejecutada directamente por LA CONTRATANTE o por medio de terceros delegados por ella, y comprende el conjunto de actividades encaminadas a verificar y exigir la aplicación de los diseños, planos de construcción y de fabricación, y el cumplimiento de las especificaciones técnicas y demás normas internacionales aplicables por parte de LA CONTRATISTA.

2.1.2.3 Ejecución

LA CONTRATISTA deberá encargarse de contratar todo el personal y la mano de obra, de origen nacional o de otra procedencia; es de obligación dar preferencia la contratación de la mano de obra no calificada de la zona del Proyecto del cantón Azogues. El cronograma del recurso de personal para la fiscalización del proyecto se adjunta en el anexo A.4

2.2 SUPERVISIÓN DE LAS DISTINTAS ETAPAS PARA LA EJECUCIÓN DE ACTIVIDADES ELECTROMECAÑICAS

El objetivo de este ítem es establecer funciones y responsabilidades del personal dentro del proyecto, garantizando una vinculación exitosa entre las 3 partes involucradas que permita cumplir con el desarrollo del proyecto de manera satisfactoria

2.2.1 DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES, RESPONSABILIDADES Y FUNCIONES

Dentro del proyecto Mazar-Dudas se ha establecido la organización de la siguiente manera: el propietario HidroAzogues, el contratista CNEEC, el Fabricante que es la misma empresa CNEEC y la FISCALIZACIÓN. Las funciones y responsabilidades han sido designadas en base a (IEEE Std. 12, 1998) y a las cláusulas establecidas en el contrato referente a funciones y responsabilidades.

2.2.1.1 CELEC HidroAzogues

HidroAzogues asume el rol de Propietario que es normalmente el operador y proporciona el personal de operación y mantenimiento que participan en el programa de comisionamiento.

HIDROAZOGUES	<p>Revisa la interpretación administrativa, programas pre-operativos y operativos, y los horarios</p> <p>Proporciona coordinación con operaciones fuera de la oficina, despacho, o la interconexión de los organismos, según sea necesario</p> <p>Son testigos de las actividades de prueba, en caso necesario, en apoyo del programa de comisionamiento.</p> <p>Acepta condicionalmente equipos y sistemas para la operación durante la fase de pruebas pre-operacionales</p> <p>Toma decisiones finales en las áreas de litigios relativos a probar actividades realizadas durante el programa de pruebas.</p> <p>Acepta equipos, sistemas e instalaciones, con posterioridad a la prueba exitosa de estos elementos, y es el encargado en la aceptación final del proyecto</p> <p>Opera todo el equipo de planta permanente para apoyar el calendario de puesta en marcha</p>
---------------------	--

2.2.1.2 Contratista CNEEC

El contratista CNEEC generalmente suministra, instala y prueba el equipo y los sistemas en los términos y condiciones del contrato. Las pruebas realizadas por el contratista podrán ser presenciadas por la FISCALIZACIÓN o por CELEC.

CNEEC	<p>Participar en la elaboración de los horarios para todas las fases del programa de puesta en servicio</p> <p>Realiza la construcción y la prueba pre-operacional y sistemas en conformidad con los requisitos de prueba contenidos en el contrato</p> <p>Proporciona personal para la mano de obra requeridos durante la construcción y las pruebas pre-operacional</p> <p>Registra los resultados de las pruebas en montaje pruebas pre-operacionales, se distribuye a fiscalización, e incorpora en el paquete de volúmenes de información</p> <p>Notifica a la fiscalización de las deficiencias de ingeniería o construcción que no permitirá la adecuada prueba y operación de cualquier sistema.</p> <p>Implementa etiquetas y separa trabajos en sistemas y equipos, de acuerdo con el procedimiento del programa de comisionamiento antes de entregar al propietario</p> <p>Proporciona lista de sistemas con deficiencia y resuelve todas las deficiencias</p> <p>Proporciona al ingeniero el estado del montaje de equipos y sistemas y la lista de deficiencia de elementos.</p> <p>Horarios de finalización de actividades de pruebas para apoyar el comisionamiento del programa</p>
--------------	---

2.2.1.3 Fiscalización CELEC-HIDROAZOGUES

La Fiscalización será ejecutada directamente por HIDROAZOGUES o por un Grupo delegado por ella, comprende el conjunto de actividades encaminadas a verificar y exigir la aplicación de los diseños, planos de construcción y de fabricación; y el cumplimiento de las especificaciones técnicas y demás normas internacionales aplicables por parte de LA CONTRATISTA.

FISCALIZACIÓN	Controlar que el contratista cumpla con el objeto del contrato de acuerdo a las especificaciones técnicas eléctricas establecidas en contrato.
	Velar por la estricta aplicación de las normas técnicas eléctricas en la ejecución del contrato.
	Auditar la ingeniería de detalle de los planos de fabricación y montaje eléctrico, en base a los criterios y normas establecidas, de los equipos del proyecto.
	Revisión de la parte técnica eléctrica de las obras a ejecutarse por parte del contratista.
	Informar al Administrador del Contrato acerca de avances, problemas y soluciones presentadas durante la ejecución del contrato.
	Armonizar las actividades de la contratante y el contratista para el logro del objetivo general del contrato, que satisfaga las necesidades del mismo.
	Prestar apoyo al Contratante y al Contratista, en el área eléctrica para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones respectivas
	Verificar el cumplimiento de los cronogramas establecidos en el contrato.
	Efectuar el seguimiento del cumplimiento de obligaciones contractuales mediante actas o informes.
	Suministrar al contratista toda la información que se relacione con el contrato en lo que respecta a obras eléctricas, que sirvan para la ejecución del mismo.
	Mantener reuniones de coordinación con el contratista a fin de analizar aspectos técnicos relacionados con el desarrollo del proyecto.
	Participación activa en el montaje eléctrico de los diferentes equipos que formarán parte integral del proyecto.

2.2.2 ESTANDARES Y/O PATRONES GENERALES DE INSTALACION DE EQUIPOS Y ACCESORIOS

Dentro de este punto se elaborado los estándares o especificaciones técnicas generales para la instalación de los equipos de la central hidroeléctrica Alazán en el que constan los requisitos generales aplicados en la inspección de equipos, montaje de los equipos y sistemas, supervisión del montaje y características constructivas. Las especificaciones técnicas están en base a las normas nacionales e internacionales que están en aplicación.

Se puede visualizar en la figura 2.2 el desglose de los sistemas y equipos que van a constar dentro de las especificaciones técnicas. En la siguiente tabla se presenta las especificaciones técnicas referente a la compatibilidad electromecánica y puesta a tierra.

En el anexo A.5 se adjuntan las especificaciones técnicas generales para el montaje de todos los equipos y sistemas de la central Alazán, en base a la estructura de la figura 2.2

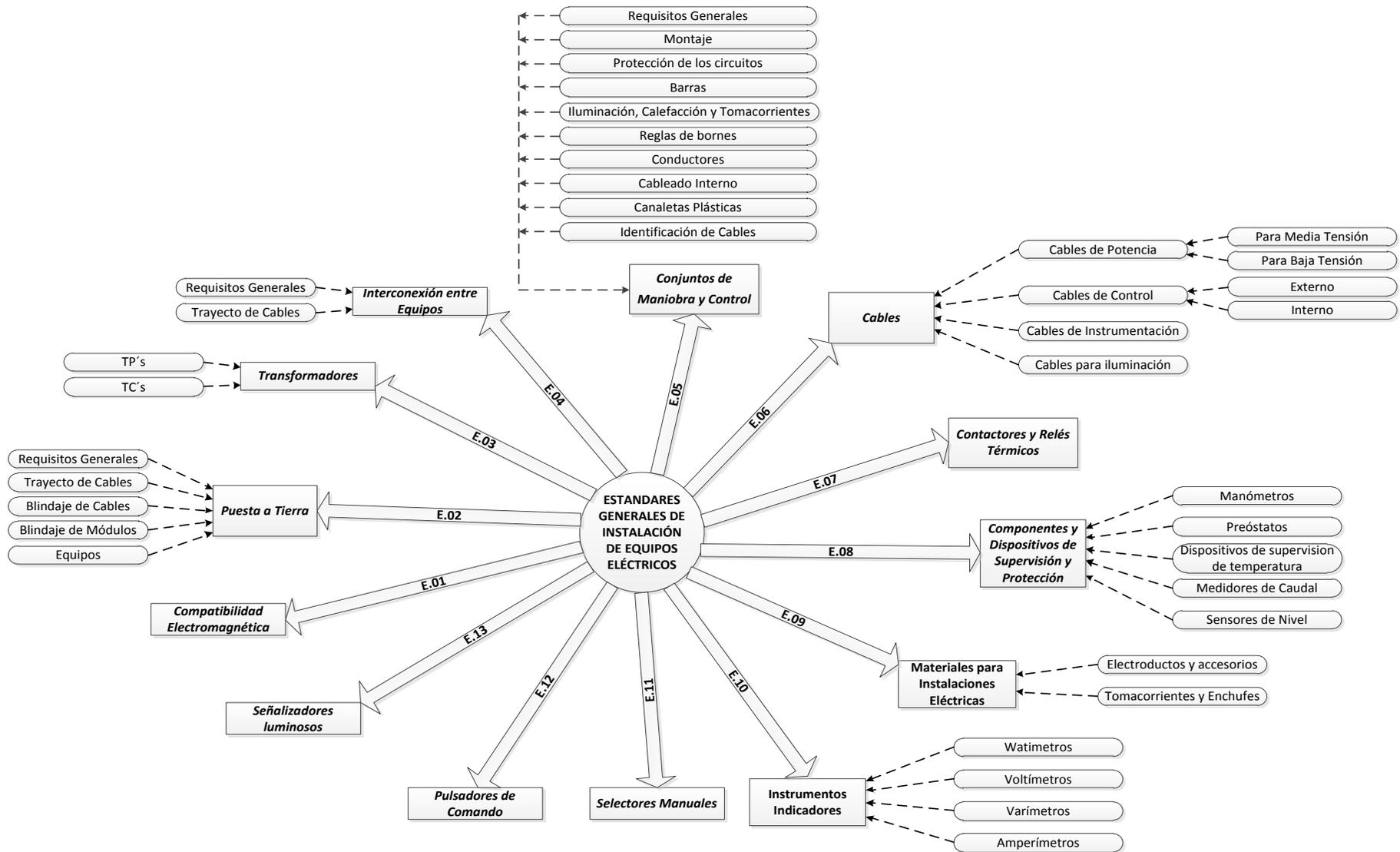


Fig. 2.2. Especificaciones técnicas de los equipos de la central Alazán (Elaboración propia)

CODIGO	ESTANDAR	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN	NORMA
E.01	<i>Compatibilidad Electromagnética</i>	Los requisitos de estas Especificaciones Técnicas Generales deberán ser evaluados en el diseño de los equipos, siendo definidos requisitos adicionales, considerados necesarios a la garantía de la compatibilidad electromagnética de los equipos	<p>En lo que se refiere principalmente a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nivel de resistencia de los equipos a las interferencias electromagnéticas en el local de instalación. - Tipo y características de los cables de interconexión a la instrumentación de campo. - Trayecto de los cables, tanto del cableado interno a los tableros, cuanto de su interconexión a dispositivos en el sitio de la obra. - Características de blindaje y puesta a tierra de los equipos. 	IEC 1000-5

Tabla 2.2. Especificación técnica de la compatibilidad electromecánica (Elaboración propia)

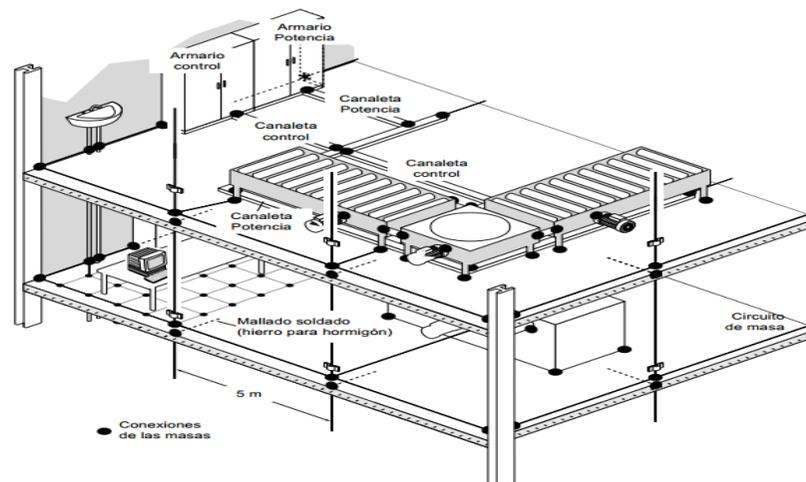
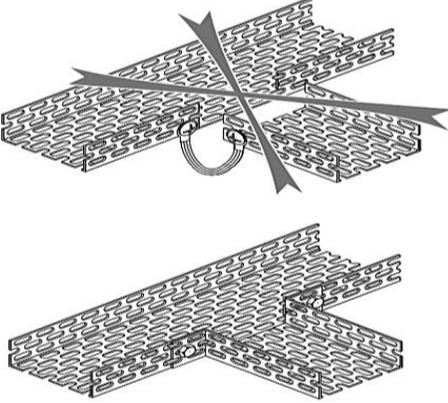
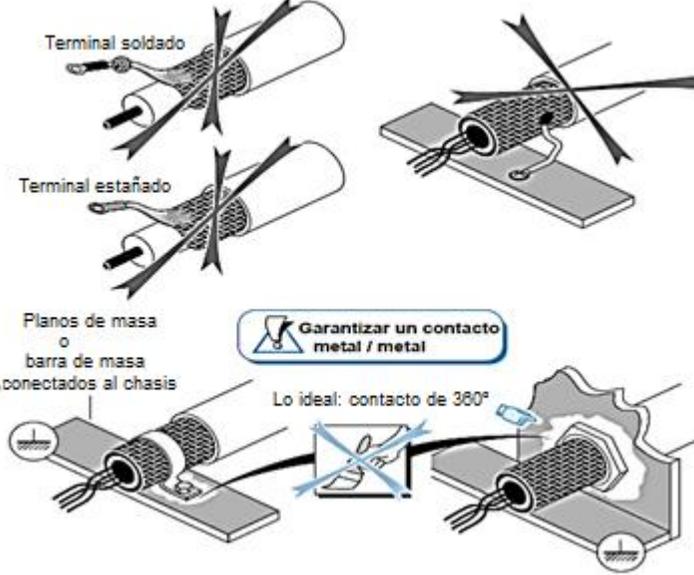
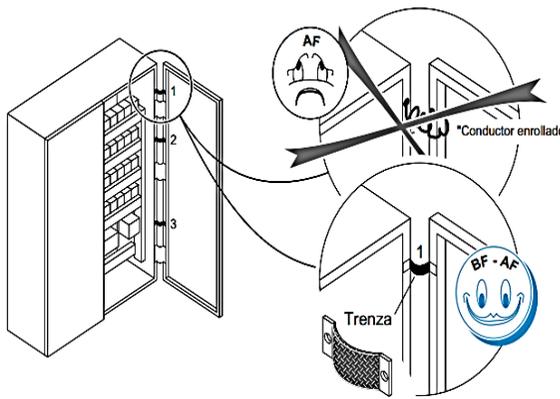


Fig. 2.3. Red de masa para un conjunto de equipos electromecánicos [38]

CODIGO	ESTANDAR	SUBESTANDAR	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN	NORMA
E.02	<i>Puesta a Tierra</i>	Requisitos Generales	En los equipos y sistemas deberán ser definidas técnicas eficaces de puesta a tierra de modo a eliminar o reducir las interferencias que puedan perjudicar su funcionamiento.	Todos los cables de alimentación y de señal deberán ser adecuadamente aterrizados, así como las medidas físicas de instalación de los mismos, tales como electroductos y bandejas portacables. Así también los cubículos y tableros deben tener su grado de protección contra interferencias electromagnéticas	ANSI / IEEE Standard 80-1986 ANSI/IEEE 142. IEC 1000-4
		Trayecto de Cables	La instalación de electroductos y cajas de paso deberá formar un sistema eléctricamente continuo, lo cual deberá ser adecuadamente conectado al sistema de puesta a tierra de la Central.	El sistema de bandejas de cables deberá tener continuidad eléctrica a través de las uniones y ser conectado al sistema de puesta a tierra en las extremidades y a intervalos regulares en su trayecto.	ANSI/IEEE 80, ANSI/IEEE 81 y ANSI/IEEE 142.
		Blindaje de los Cables de Control y de Instrumentación	Deberá ser utilizado blindaje metálico, solamente colectivo (caso de los cables de control) o colectivo e individual (caso de los cables de instrumentación), de modo a reducir los efectos de interferencias electromagnéticas.	La continuidad deberá ser mantenida a lo largo de todo el trayecto del cable, incluso en las cajas de paso o de unión e internamente a los tableros hasta los bornes de los dispositivos.	ANSI/IEEE 80, ANSI/IEEE 81 y ANSI/IEEE 142.
		Blindaje de Módulos	Los módulos electrónicos sensibles a interferencias electromagnéticas deberán ser blindados individualmente mediante planos de tierra en los circuitos impresos y coberturas laminar metálicas.	Los módulos y componentes generadores de campos electromagnéticos, tales como: osciladores, transformadores, bobinas, capacitores y fuentes de alimentación deberán ser adecuadamente blindados, con la finalidad de reducir los niveles de emisión.	ANSI/IEEE 80, ANSI/IEEE 81 y ANSI/IEEE 142.

Tabla 2.3. Especificación técnica referente a la puesta a tierra (Elaboración propia)

• Trayecto de cables	• Blindaje de Módulos	• Equipos
 <p>Fig. 2.4. Conexión para continuidad de puesta a tierra para bandejas y ductos metálicos [38]</p>	 <p>Fig. 2.5 Conexión de los cables blindados para puesta a tierra [38]</p>	 <p>Fig. 2.6. Correcta manera de conectar las partes metálicas para puesta a tierra [38]</p>

2.3 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD DE NORMAS CHINAS CON NORMAS EUROPEAS Y AMERICANAS APLICADAS A LA CENTRAL

2.3.1 NORMAS APLICABLES A LA CENTRAL DE ALAZÁN

El diseño, los valores nominales, las características técnicas, la calidad en fabricación, almacenaje, montaje y ensayos de todos los materiales y equipos, objeto del suministro, deberán estar de acuerdo con las últimas ediciones de las normas de las organizaciones que se indican en la tabla 2.4. En el diseño, fabricación y pruebas deberán aplicarse normas internacionales o en su caso normas chinas adaptadas a las normas internacionales.

NORMAS APLICABLES AL PROYECTO MAZAR-DUDAS	
INEN	Instituto Ecuatoriano de Normalización
ANSI	"American National Standards Institute"
ASME	"American Society of Mechanical Engineers"
ASTM	"American Society for Testing and Materials"
DIN	"Deutsches Institute für Normung"
IEC	"International Electrotechnical Commission"
ISA	"Instrument Society of America"
ISO	"International Organization for Standardization"
IEEE	"Institute of Electrical and Electronics Engineers"
INEN	"Instituto Ecuatoriano de Normalización"
NEC	"National Electrical Code"
NEMA	"National Electric Manufacturers Association"
NFPA	"National Fire Protection Association"

Tabla 2.4 Listado de normas aplicables al proyecto Hidroeléctrico Alazán (Elaboración propia)

Si el CONTRATISTA (CNEEC), desean aplicar normas chinas deberá describir la naturaleza exacta y el grado de desvío o excepción, sometiendo a los análisis del CONTRATANTE, para emisión de certificado de conformidad de los equipos o procesos.

Para que el CONTRATANTE pueda decidir sobre la aceptación de otras normas, el CONTRATISTA deberá prestar informaciones completas sobre las normas que propone, incluyendo sus textos y comparándolas con las normas preferenciales,

mostrando la correspondencia entre ellas y la igualdad o superioridad de las normas propuestas, con el fin de buscar los mejores estándares para el equipamiento de ALAZÁN.

En caso de divergencia entre normas, prevalecerá el determinado en la norma ecuatoriana. En caso de divergencia entre dos normas internacionales (en la ausencia de una norma ecuatoriana) y en caso de divergencia entre las Especificaciones Técnicas y las normas la decisión final será tomada por el CELEC-HidroAzogues.

Los criterios a ser usados en caso de omisión en estas Especificaciones Técnicas serán definidos por el CONTRATANTE luego de analizar las proposiciones hechas por el CONTRATISTA.

Las normas aplicadas en la central Alazán para los procesos del proyecto se referencia en cada procedimiento y prueba.

2.3.2 RELACIÓN DE NORMAS CHINAS CON NORMAS INTERNACIONALES

La estandarización de normas chinas se basan en las normas internacionales, siendo algunas adopciones idénticas a normas internacionales como las normas IEEE, IEC, ANSI; algunas normas son adopciones de contenidos o requisitos técnicos de los estándares con algunas variaciones. Dentro de la página de estandarización de normas chinas se describe la adopción de la norma en relación con otra norma, así como también su grado de proximidad o equivalencia.

Dentro del análisis se ha comparado la norma GB/t20160-2000 con la norma IEEE std 43-2000, aplicadas a las pruebas de resistencia de aislamiento a Maquinas eléctricas rotativas, que dentro de las tablas se identifica como adopción idéntica entre las normas.

El contenido de las normas son iguales, observamos en la siguiente gráfica los valores de tensión en corriente continua aplicable durante la prueba de resistencia de aislamiento en base a la norma IEEE std 43-2000 y GB/t20160-2000

	IEEE 43-2000	GB/T20160-2000
Tensión nominal del devanado (V)	Voltaje directo para la prueba de Resistencia de aislamiento	Voltaje directo para la prueba de Resistencia de aislamiento
<1000	500	500
1000–2500	500–1000	500–1000
2501–5000	1000–2500	1000–2500
5001–12 000	2500–5000	2500–5000
>12 000	5000–10 000	5000–10 000

Tabla 2.5 Voltajes en CC para la prueba de resistencia de aislamiento según IEEE std 43-2000 y GB/t20160-2000

Los valores mínimos recomendados del índice de polarización en AC y DC de las maquinas eléctricas rotativas se muestran a continuación en la tabla siguiente, referenciados en normas chinas y normas IEEE.

	IEEE 43-2000	GB/T20160-2000
Clasificación térmica	Mínimo I.P	Mínimo I.P
Clase A	1.5	1.5
Clase B	2.0	2.0
Clase F	2.0	2.0
Clase H	2.0	2.0

Tabla 2.6 Comparación de valores mínimos de I.P entre IEEE 43-2000 y GB/t20160-2000

Se comprueba la adopción idéntica de la norma tal como se establece en la página de la estandarización nacional china, por lo tanto esta norma es aceptada para los procedimientos y protocolos de aceptación de pruebas en sitio.

Algunas normas son adopciones idénticas de las normas internacionales otras difieren en sus índices de aceptación por ejemplo la norma GB/T156-2003 “Tensión Estándar”, (que se refiere a los estándares de voltajes para diferentes sistemas y equipos), ha sido adoptada de la norma IEC 6038:2002 en los índices, sin embargo existe diferencias relativamente grandes para pocos niveles de tensión como por ejemplo en las tensiones nominales de las redes de suministro europeas como se visualiza en la figura siguiente Otras normas no se basan en normas internacionales siendo propias de china.

TENSIONES NOMINALES DE LAS REDES DE SUMINISTRO	
IEC 6038:2002	GB/T156-2003
230V/400V	220V/380V
400V/690V	380V/660V

Tabla 2.7 Diferencias de tensiones nominales entre las normas IEEE 43-2000 y GB/t20160-2000

Según el análisis realizado para la aplicación de normas china se establece que:

- Si el CONTRATISTA (CNEEC), desean aplicar normas chinas deberá describir la naturaleza exacta y el grado de desvío o excepción, sometiendo a los análisis del CONTRATANTE, para emisión de certificado de conformidad de los equipos o procesos.
- Para que el CONTRATANTE pueda decidir sobre la aceptación de otras normas, el CONTRATISTA deberá prestar informaciones completas sobre las normas que propone, incluyendo sus textos y comparándolas con las normas preferenciales, mostrando la correspondencia entre ellas y la igualdad o superioridad de las normas propuestas, con el fin de buscar los mejores estándares para el equipamiento de ALAZÁN

2.4 PRUEBAS Y PROCEDIMIENTOS DE PRECOMISIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS ELECTROMECAÑICOS

2.4.1 CONTROL DE LA GESTIÓN DE LA CALIDAD QA/QC

2.4.1.1 Plan de seguimiento del proceso de aseguramiento de la actividad electromecánica

Se adjuntan en el anexo A.6 “Protocolos de precomisionamiento para la central Alazán” el listado y los protocolos que se utilizarán para la liberación del montaje de todo el equipamiento electromecánico y que formarán parte del dossier de calidad que será emitido por la Contratista.

2.4.1.2 Gestión y estandarización de documentos

La regla de numeración y codificación de planos y documentos enviados por parte de la Constructora CNEEC a la Unidad de Negocio HIDROAZOGUES, deberá ser aplicada de acuerdo con los puntos establecidos en los siguientes numerales:

a. Objetivo

Establecer un sistema de codificación de los documentos que serán producidos por la China National Electric Engineering Co.Ltda. CNEEC, de forma de facilitar su rápida identificación y su fácil localización en los archivos físicos y magnéticos.

b. Uso

La estructura de la numeración de documentos establecida por esta norma deberá ser aplicada a todos los documentos del Proyecto Hidroeléctrico Mazar-Dudas, elaborados por la Contratista CNEEC y sus respectivos subcontratistas.

c. Estructura

Los documentos tendrán los siguientes estándares de identificación:

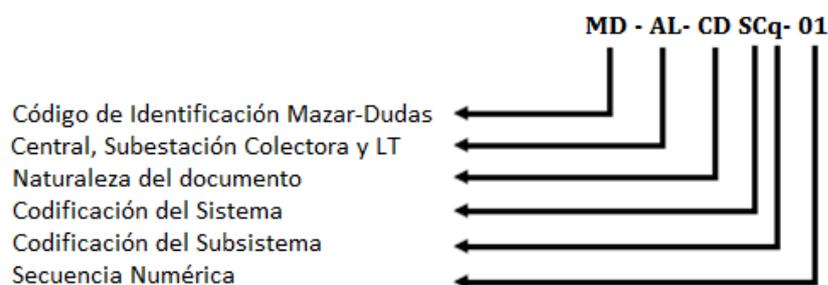


Figura 2.7. Codificación de documentos (Elaboración propia)

NOTA. La Secuencia de revisión de los documentos irá indicada en la etiqueta del plano (a1, a2, a3...., b, c, d, hasta terminar como as-built)

i.- MD - Código de Identificación

Será siempre utilizado el código MD para identificar que son documentos relacionados al Proyecto Mazar - Dudas.

ii. AL – Central de Aprovechamiento y Subestación Colectora

AL	Central de Aprovechamiento Alazán (casa de máquinas, subestación elevadora, tanque de carga, captación y desarenadores)
SA	Central de Aprovechamiento San Antonio (casa de máquinas, subestación elevadora, tanque de carga, captación y desarenadores)
DU	Central de Aprovechamiento Dudas (casa de máquinas, subestación elevadora, tanque de carga, captación y desarenadores)
SC	Subestación Colectora (taller, área de servicios y subestación)
LT	Línea de Transmisión

iii. CD - Naturaleza del documento

CD	Criterio de Diseño *
CM	Catálogos, Data books, Manuales *
CR	Cronograma
DB	Diagrama de Bloques
DF	Diagrama Funcional o Trifilar
DI	Diagrama Interconexión y cableado
DL	Diagrama Lógico
DU	Diagrama Unifilar
ES	Especificación *
FJ	Diagrama de Flujo y Planos P&ID
LC	Lista de Cable
LM	Lista de Materiales
LR	Lista de Repuestos *
LS	Lista de Señales
MC	Memorias de Cálculo *
MD	Memorial Descriptivo *
ME	Manual de ensayos y pruebas de comisionamiento *
MM	Manual de montaje, manipulación, transporte
MO	Manual de operación y mantenimiento *
PB	Plano del Diseño Básico
PE	Plano del Diseño Ejecutivo *
PI	Planos de Inspección y Pruebas

* Documentación obligatoria para para todos los equipos y sistemas

AE Auxiliares Eléctricos

- a) Auxiliares eléctricos en la captación/desarenador
- b) Auxiliares eléctricos en el tanque de carga
- c) Malla a tierra
- d) Ductos y Bandejas
- e) Lanzado de cable
- f) Otros

AI Auxiliares Electrónicos

AU Auxiliares de Unidad

- a) Agua de enfriamiento
- b) Sistema contra incendios
- c) Diseño sistema de agua tratada
- d) Sistema de aceite lubricante
- e) Sistema de mediciones hidráulicas
- f) Sistema de ventilación y aire acondicionado
- g) Sistema de agua de enfriamiento
- h) Sistema de vaciado y llenado
- i) Estructuras metálicas
- j) Equipos hidromecánicos
- k) Otros

GE Generador Completo

PG Auxiliares Mecánicos Generales - Puente Grúa

RV Regulador de Velocidad

SC Sistema de Control, Protección y medición

- a) Panel de distribución de C.C. 125Vcc
- b) Celda de alimentación de los sistemas auxiliares
- c) Tableros de control y protección
- d) Celda de línea y neutro
- e) Tableros de baja tensión
- f) Transformador auxiliar del generador
- g) Celda de protección de sobretensión del generado

- h) Celda del interruptor del generador
- i) Subestación elevadora y tableros
- j) Tablero de terminales de los cojinetes
- k) Tablero de comando de los compresores
- l) Panel de comando de las bombas de enfriamiento
- m) Tablero local de comando de bombas de drenaje y vaciado
- n) Tablero de comando de las bombas de incendio
- o) Panel de control agua potable
- p) Panel local de los ventiladores y aire acondicionado
- q) Grupo generador diésel
- r) Rectificador/Cargador de batería
- s) Banco de baterías
- t) No break para iluminación
- u) Tablero de iluminación normal y tomacorrientes
- v) Tablero de iluminación de emergencia
- w) Otros

SD Instrumentación y Sistema SCADA, sistema de comunicaciones

TB Turbina

VE Válvula Esférica

iv.- Naturaleza del documento

1. Secuencia Numérica

La Secuencia numérica tendrá 3 (tres) algoritmos, de 001 a 999. Será iniciada una secuencia numérica para cada Ramo de sistema o sub-sistema, de cada Estructura Física o Unidad de la Obra, Naturaleza del Documento y Código de Identificación.

2. Revisión de los Documentos

Las revisiones serán identificadas con 2 caracteres alfanuméricos, según los siguientes criterios:

- El primer envío de un documento para comentarios o aprobación de Hidroazogues, el campo de revisión deberá estar identificado por el código alfanumérico, **a1**;
- En el caso de ser necesaria un nuevo envío antes de la aprobación de HidroAzogues, con la finalidad de atender comentarios, será mantenida la letra **a** alterándose la secuencia numérica como si sigue: **a2, a3, a4,....an**.
- Después de la primera aprobación de determinado documento por HidroAzogues el mismo deberá recibir la identificación de revisión **a**;
- En caso que sea necesaria modificaciones en un documento previamente aprobado por HidroAzogues, el mismo deberá seguir nuevamente todo el proceso anterior, cambiándose la letra de identificación de revisiones según la orden alfabética (**b,c,d....n**).
- Finalmente todos los planos serán remitidos con revisión “**como construido**”

Ejemplo para identificar un plano:

MD-AL-CD-SCq-01 revisión **a1**

Es el primer documento (**01**) referente al Criterio de Diseño (**CD**) del grupo Generador Diésel (q) del Sistema de Control, Protección y Medición (**SC**) del aprovechamiento Alazán (**AL**) del Proyecto Hidroeléctrico Mazar-Dudas (**MD**), primera revisión (**a1**).

2.4.2 PROCEDIMIENTOS PARA EL PRECOMISIONAMIENTO

Procedimiento para llevar a cabo la etapa del precomisionado:

- Revisar documentos de la liberación de fabricación o construcción para verificar si el sistema o equipo está listo para iniciar las pruebas y revisiones de precomisionamiento. Los documentos de la liberación de fabricación constan los registros de calidad y las pruebas FAT
- Estudio de estándares de montaje y protocolos chequeo para la liberación del montaje de los equipos electromecánicos.
- La contratista China realiza el montaje del equipamiento electromecánico
- Coordinar las pruebas de precomisionado a realizarse en los equipos eléctricos, mecánicos y electrónicos.
- La contratista China realiza el montaje del equipamiento electromecánico

- La fiscalización realiza la aceptación de las pruebas mediante los protocolos de precomisionamiento con la firma de responsabilidad del personal delegado.
- En caso de no aceptarse las pruebas se reporta en la lista de pendientes, los cuales deben ser registrados y clasificados. La clasificación de pendientes de realizará de la siguiente manera: A: pendiente que no impiden con el desarrollo del proyecto, B: pendientes que impiden la realización de la etapa del comisionamiento, C: pendientes que impiden la puesta en Marcha.
- Revisar los planos aprobados para construcción mediante inspección en campo en donde se va anotar los cambios que se han realizado y lo que se han eliminado para la elaboración de los planos de la construcción real.
- Hacer el levantamiento de los listados de pendientes para el completamiento del montaje de cada sistema hasta obtener el cierre de pendientes.
- Entregar el certificado de “listo para el comisionamiento” y lista de pendientes aprobado para la siguiente etapa que es el comisionamiento.

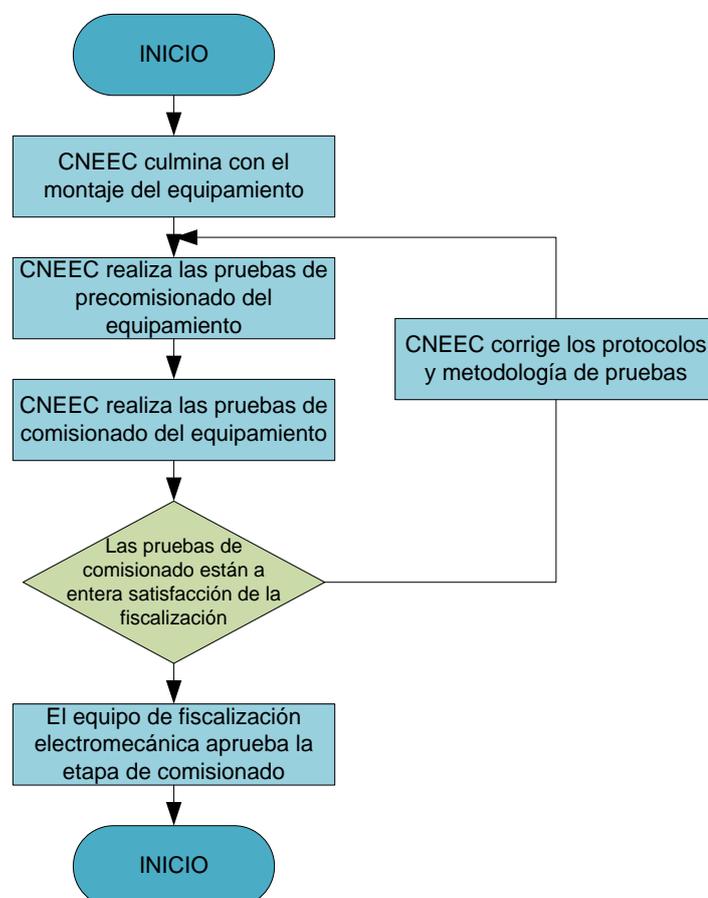


Figura 2.8 Diagrama del flujo del procedimiento de precomisionamiento. (Elaboración propia en base a datos de HidroAzogues)

2.4.2.1 Gestión de la documentación

- Los registros de chequeo y pruebas de comisionamiento deben ser previamente aprobadas dentro del plan de calidad y deben estar de acuerdo a los lineamientos de la norma ISO 9001/2008 “Sistemas de gestión de la calidad”
- Luego de la finalización de cada registro de chequeo o prueba de precomisionamiento se debe certificar y firmar por el personal autorizado para garantizar su ejecución y supervisión.
- Toda la información se debe adjuntar en un folder con su respectiva identificación, la misma que se debe entregar para su revisión y aprobación o para su devolución y corrección con un control de fechas.
- La fase de precomisionamiento se considera terminada completamente cuando se ha aprobado los certificados de precomisionamiento y los pendientes tipo B hayan sido levantados.
- Se debe realizar el control de los pendientes abiertos, y entregar un informe semanalmente hasta lograr el cierre de todos los pendientes.
- Se deben escanear todos los registros de chequeos y pruebas de precomisionamiento, archivarlos en un disco magnético y adjuntarlo con las copias impresas.
- Luego de la finalización de la etapa de precomisionamiento se debe entregar un certificado de listo para pruebas de comisionamiento con la firma autorización como evidencia de que ha sido aceptado y aprobado.

2.4.2.2 Identificación de registros de liberación del montaje

- a. MD AL LB MC 01:** Codificación utilizada para la identificación de registros
- b. MD** Proyecto Hidroeléctrico Mazar Dudas
- c. AL** Central alazán
- d. LB** Naturaleza del documento, que se refiere a liberación del montaje de los equipos electromecánicos
- e. MC** codificación del sistema

MC: Liberación de la parte Mecánica

EL: Liberación de la parte eléctrica

2.4.3 PROTOCOLOS DE PRECOMISIONAMIENTO

En la tabla 2.8 se visualizan la lista de protocolos que se utilizaran para la liberación del montaje de todo el equipamiento electromecánico y que formarán parte del dossier de calidad. Los protocolos de precomisionamiento de la central Hidroeléctrica Alazán se adjuntan en el anexo A.6, los mismos que están realizados en base a las especificaciones técnicas desarrolladas en el capítulo 2.2.2 y a normas ecuatorianas e internacionales.

LISTA DE VERIFICACIÓN DE LIBERACIÓN DEL MONTAJE DEL SISTEMA MECÁNICO	
MD-AL-LB-MC-01	Registro de lista de chequeo de completación mecánica del Generador
MD-AL-LB-MC-02	Registro de lista de chequeo de completación mecánica de la turbina
MD-AL-LB-MC-03	Registro de lista de chequeo de completación mecánica del transformador
MD-AL-LB-MC-04	Registro de lista de chequeo de completación mecánica de sistemas aux. (Aire comprimido. Agua enfriamiento)
MD-AL-LB-MC-05	Registro de lista de chequeo de completación mecánica de sistema Aux. (Agua tratada, aceite lubricación, agua pulverizada.)
MD-AL-LB-MC-06	Registro de lista de chequeo de completación de montaje del sistema de ventilación
MD-AL-LB-MC-07	Registro de lista de chequeo de completación de montaje del sistema de aire acondicionado
MD-AL-LB-MC-08	Registro de lista de chequeo de instalación de equipo estático
MD-AL-LB-MC-09	Registro de lista de chequeo de instalación de equipo rotativo del sistema de ventilación - generador diésel
MD-AL-LB-MC-10	Registro de lista de chequeo de instalación de equipo rotativo de sistema auxiliar (Aire comprimido, Agua de enfriamiento)
MD-AL-LB-MC-11	Registro de lista de verificación previo a la prueba de presión en tuberías
MD-AL-LB-MC-12	Registro de lista de chequeo para juntas soldadas
MD-AL-LB-MC-13	Registro de lista de chequeo para liberación de pintura
LISTA DE VERIFICACIÓN DE LIBERACIÓN DEL MONTAJE DEL SISTEMA ELÉCTRICO	
MD-AL-LB-EL-01	Registro de lista de chequeo de completación eléctrica-instrumentación del Generador
MD-AL-LB-EL-02	Registro de lista de chequeo de completación eléctrica-instrumentación de la turbina
MD-AL-LB-EL-03	Registro de lista de chequeo de completación eléctrica-instrumentación del transformador
MD-AL-LB-EL-04	Registro de lista de chequeo de completación eléctrica-instrumentación sistema auxiliar (Aire comprimido, Agua de enfriamiento.)
MD-AL-LB-EL-05	Registro de lista de chequeo de completación eléctrica-instrumentación sistema auxiliar (Agua tratada, agua pulverizada)
MD-AL-LB-EL-06	Registro de lista de chequeo de completación eléctrica-instrumentación de sistemas auxiliares (Mediciones hidráulicas, detección y alamas)
MD-AL-LB-EL-07	Registro de lista de chequeo para montaje de luminarias y tomacorrientes
MD-AL-LB-EL-08	Registro de inspección para sistemas de conexión a tierra
MD-AL-LB-EL-09	Registro de lista de chequeo para transformadores de potencia de servicios auxiliares
MD-AL-LB-EL-10	Registro de lista de paneles eléctricos
MD-AL-LB-EL-11	Registro de lista de chequeo para cables terminados eléctrica-instrumentación
MD-AL-LB-EL-12	Registro de lista de chequeo para halado de cables del transformador
MD-AL-LB-EL-13	Registro de lista de chequeo para halado de cables
MD-AL-LB-EL-14	Registro de lista de chequeo para bandejas portacables y conduits

Tabla 2.8 Formatos para el precomisionamiento de la central Alazán (Elaboración Propia)

2.4.4 ESTRUCTURA DEL DOSSIER DE CALIDAD

El Dossier de Calidad contiene un registro de información que garantice la calidad y especificaciones durante las etapas del proyecto: construcción, montaje, precomisionamiento y comisionamiento del proyecto.

2.4.4.1 Manejo de la documentación

- Los certificados y listas de chequeo deben cumplir con los lineamientos de la norma ISO 9000.
- Las pruebas deben ser certificadas y firmadas por cada persona autorizada.
- Copia magnética de los documentos escaneados luego de la certificación.

2.4.4.2 Líneas guía para la elaboración del dossier de calidad

Las siguientes líneas guías para la elaboración del Dossier de Calidad del proyecto hidroeléctrico Mazar-Dudas están en concordancia con la norma de calidad ISO 9000.

a. Índice: Este deberá describir de manera ordenada el contenido de cada expediente en función a los sistemas eléctricos, electrónicos y mecánicos

b. Generalidades: Descripción de los principales sistemas, memoria descriptiva concisa de los trabajos y alcances obtenidos.

c. Certificados: Certificados de aceptación de los sistemas y subsistemas

d. Documentación de Pendientes: Listado de pendientes e identificación de los mismos.

e. Certificados de precomisionamiento: Los certificados de las pruebas realizadas por cada disciplina para cada Subsistema los cuales se registraran en los formatos de precomisionamiento. Los certificados son organizados por sistemas, en el anexo 1 se presenta el índice de los certificados de precomisionamiento según los sistemas: eléctrico, electrónicos y mecánicos.

f. Planos “Red Line”: Planos y Documentos Red Line y/o As Built.

g. Catálogos y manuales de instalación y mantenimiento: Catálogos o Manuales de instalación y mantenimiento de los equipos del Contratista.

h. Procedimiento Comisionamiento: Se organizará la información según los sistemas principales y auxiliares para los equipos eléctricos, electrónicos y mecánicos. Cada procedimiento por cada equipo debe contener los siguientes puntos:

- i. Objetivo
- ii. Alcance.
- iii. Referencias: En este punto se debe mencionar las normas a usar.
- iv. Responsabilidades
- v. Equipos, Herramientas y Materiales
- vi. Seguridad
- vii. Registros y/o Protocolos
- viii. Certificados de calibración de instrumentación
- ix. Certificados de calibración de instrumentos de pruebas

<p>DOSSIER DE CALIDAD COMISIONAMIENTO MAZAR DUDAS</p> <p>ÍNDICE</p> <p>Índice</p> <p>CAPITULO 1. Generalidades</p> <p>CAPITULO 2. Certificados</p> <p>CAPITULO 3. Documentación de Pendientes</p> <p>CAPITULO 4. Procedimiento Comisionamiento</p> <p>CAPITULO 5. Planos “Red Line”</p> <p>CAPITULO 6. Catálogos y manuales de instalación y mantenimiento.</p> <p>ANEXOS</p> <p>a. Especificaciones de los equipos y documentos de licitación</p> <p>b. Diagramas de flujos y diagramas lógicos de los sistemas y subsistemas</p> <p>c. Diseños y planos de construcción</p> <p>d. Registros de Capacitación y Entrenamiento</p> <p>e. Manuales de Capacitación y Entrenamiento.</p> <p>f. Manuales de Mantenimiento y Operación</p> <p>g. Normas y procedimientos de Seguridad para trabajos de complejidad.</p> <p>h. Registro de Inventarios de repuestos y especificaciones para mantenimiento</p> <p>i. informes de ensayos de fábrica;</p> <p>j. informe de prueba del modelo de turbina;</p> <p>k. Recomendaciones para las pruebas de puesta en marcha.</p>

Figura 2.9 Estructura del Dossier de Calidad para la central hidroeléctrica Alazán. (Elaboración propia en base a datos de HidroAzogues)

CAPITULO III

3 COMISIONAMIENTO DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA ALAZAN

3.1 DEFINICIÓN DE COMISIONAMIENTO

Dentro de los lineamientos de calidad es fundamental un riguroso programa de seguimiento y aseguramiento de la calidad del proyecto en ejecución, con el fin de eliminar problemas en actividades conjuntas y secuenciales de todos los sistemas o equipos que puedan tener como consecuencia una falla crítica.

El comisionamiento es un proceso sistemático orientado en la calidad para lograr, verificar y documentar que el montaje y el rendimiento del sistema cumple con los objetivos y criterios definidos. Es decir el proceso de comisionamiento garantizará que la central cumpla con los niveles determinados y con las necesidades operativas definidas en la etapa de diseño.

El comisionamiento es la integración y revisión de las expectativas del proyecto dentro de sus diversas fases, abarca la inspección visual, listas de chequeo, pruebas en sitio, pruebas de rendimiento funcional por equipo y sistema; supervisión de la capacitación del operador y documentación del expediente. De esta manera se verifica la condición real del sistema luego de su construcción, pruebas en sitio, transporte, montaje, pruebas en campo individuales y del sistema, para lograr una puesta en marcha con éxito.

3.1.1 OBJETIVOS DEL COMISIONAMIENTO

Dentro de los objetivos que se logran con la aplicación de un correcto programa de funcionamiento dentro del proyecto Mazar-Dudas tenemos:

- Proporcionar la documentación y las herramientas necesarias para mejorar la calidad del sistema
- Documentar claramente los requisitos del proyecto
- Verificar y documentar que los sistemas y equipos están contruidos y montados de acuerdo a los requerimientos del proyecto
- Verificar que la documentación del montaje sea proporcionada a HidroAzogues
- Verificar que el personal para la operación y mantenimiento de la central sean debidamente capacitados
- Proporcionaran proceso uniforme y eficaz para la liberación de proyectos de construcción
- Utilizar técnicas de muestreo basados en la calidad para detectar problemas sistémicos, que permita la verificación eficiente, resultados precisos, reducción de costos del proyecto
- Verificar una adecuada coordinación entre los equipos, sistemas y conjuntos, y también entre contratista, contratante y personal presente dentro del proyecto

3.1.2 BENEFICIOS O VENTAJAS DE UN PROGRAMA DE COMISIONAMIENTO A LA CENTRAL ALAZAN

Vamos a describir los principales beneficios de aplicar un programa de comisionamiento, los mismos que son cuantificables, pudiendo ser representados en costos y ahorros potenciales. Los beneficios se determinaron en relación de los principales participantes del proyecto: HidroAzogues y CNEEC.

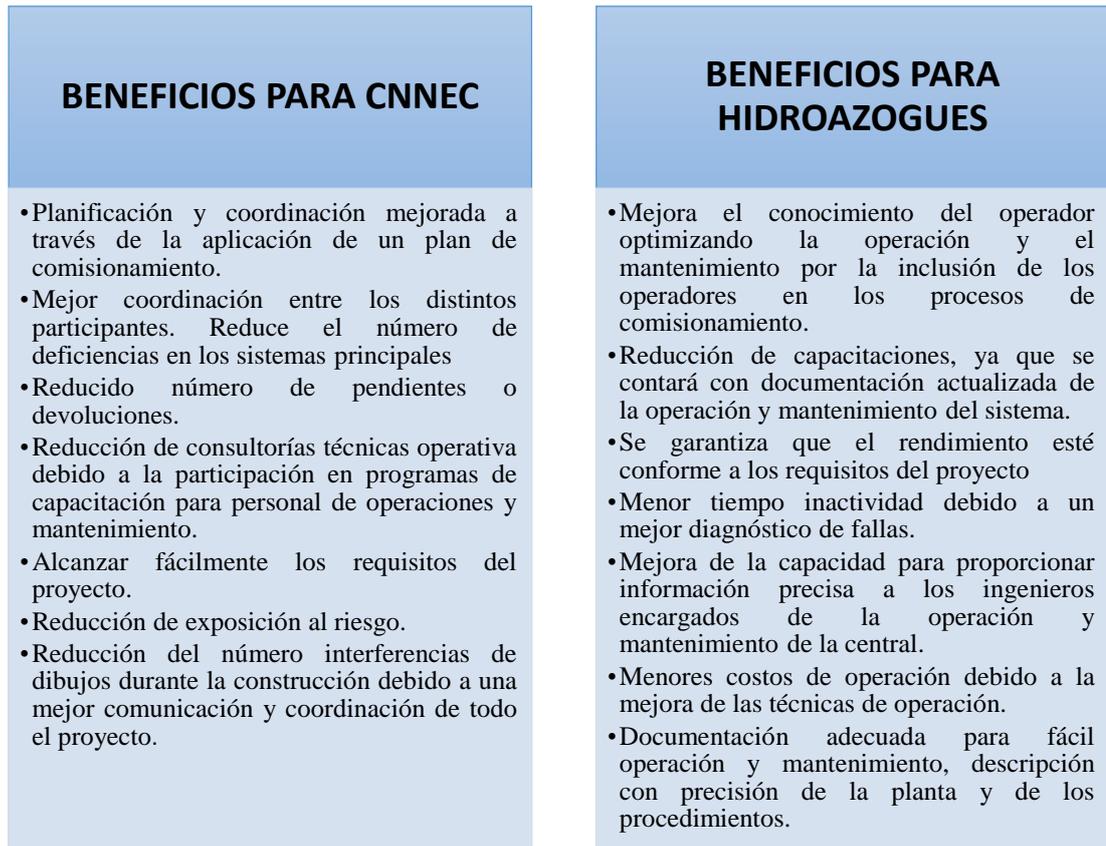


Fig. 3.1 Beneficios de un programa de comisionamiento para Mazar-Dudas. (Elaboración propia)

3.2 ETAPAS DEL COMISIONAMIENTO

La etapa de comisionamiento empieza en el momento que se recibe y se acepta la etapa de precomisionamiento con la entrega del dossier de calidad. Para esta etapa se tiene aprobado los planos “como construido” y documentos de liberación del montaje de los equipos.

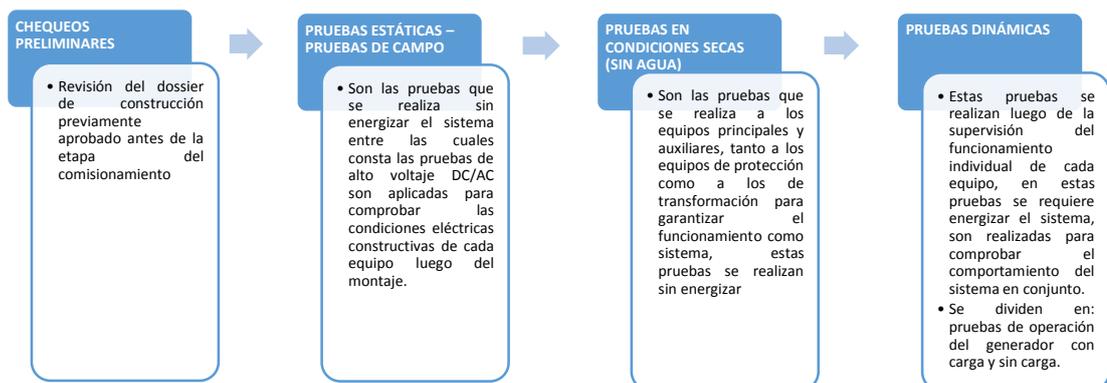


Fig. 3.2 Etapas de comisionamiento central Alazán (Elaboración propia)

3.2.1 PROCEDIMIENTO DEL COMISIONAMIENTO

Se establece un procedimiento para la adecuada ejecución de labores de control del comisionado del equipamiento electromecánico del Proyecto Hidroeléctrico Mazar-Dudas.

El procedimiento para la ejecución de labores de control del comisionado del equipamiento electromecánico del Proyecto Hidroeléctrico Mazar-Dudas central Alazán debe ser aplicado obligatoriamente en las etapas de pruebas de comisionado.

1. La contratista CNEEC culmina con la etapa de montaje y precomisionamiento del equipamiento electromecánico
2. La contratista CNEEC realiza las pruebas de comisionado del equipamiento electromecánico en la presencia del equipo de fiscalización electromecánica designado para el efecto.
3. El equipo de fiscalización electromecánica aprueba las pruebas de comisionado del equipamiento siempre y cuando estén a su entera satisfacción y conforme a lo establecido en el Contrato

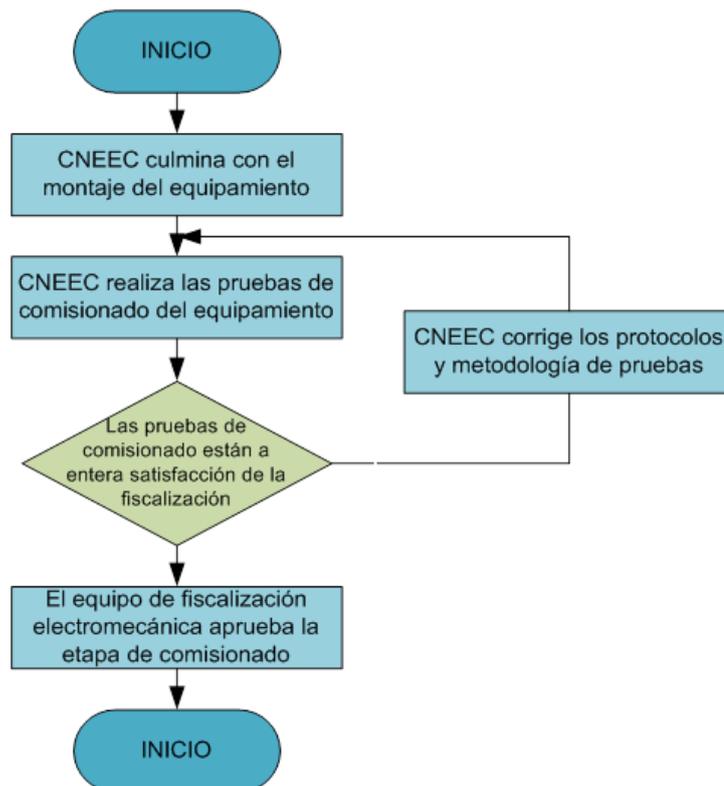


Fig. 3.3 Diagrama de flujos del procedimiento. (Elaboración propia en base a datos de HidroAzogues)

3.3 APLICACIÓN DE LA NORMA IEEE 1248-1998 EN LOS PROCESOS DE COMISIONAMIENTO DE LA CENTRAL

Un programa bien planificado permitirá llevar a cabo ciertas pruebas en paralelo para reducir al mínimo la duración de tiempo para el arranque y puesta en marcha, a continuación se presentan las pruebas, de la unidad de generación, que se debe realizar durante el comisionamiento en cada una de sus etapas.

3.3.1 CHEQUEOS PRELIMINARES

Revisión del dossier de construcción previamente aprobado antes de la etapa del comisionamiento. Se debe comprobar que todos los equipos y sistemas estén instalados de acuerdo a los diseños aprobados, algún cambio realizado debe estar previamente autorizado por parte de HidroAzogues. Consiste en:

Revisión de los reportes de la inspección visual.

Revisión de las listas de chequeo entregadas en la etapa de montaje

Revisión de la lista de pendientes.

La inspección visual está presente desde las pruebas en fábrica, recepción y montaje de equipos; es muy útil para determinar: la condición o estado superficial de un material o equipo, alineamiento de superficies a ensamblarse, forma, evidencias de fugas, condiciones sub-superficiales.

3.3.2 PRUEBAS ESTÁTICAS – PRUEBAS DE CAMPO

En esta etapa todos los sistemas y subsistemas se prueban individualmente, las pruebas incluyen:

Comprobación de todos los espacios críticos de las unidades y las dimensiones de las mismas.

Alineación del eje de la unidad

Calibración y ajuste de todos los dispositivos indicadores de temperatura, interruptores de presión, interruptores de flujo, y transductores

Comprobación de la continuidad de todo el cableado y su conexión

Comprobación del funcionamiento de todos los sistemas de control, tanto desenergizado como energizado

Pruebas hidrostáticas de todos los sistemas de fluido a presión

Pruebas de alto potencial AC / DC

Banco de prueba de relés de protección

Pruebas de inspección visual de todas las pruebas de campo que se puede realizar antes de la unidad empieza a operar

3.3.3 PRUEBAS EN CONDICIONES SECAS (SIN AGUA)

Estas pruebas se pueden llevar a cabo en paralelo con las pruebas de campo.

Pruebas hidrostáticas del sistema de refrigeración del generador, refrigeración del cojinete y tuberías.

Resistencia de aislamiento y prueba dieléctrica del generador

Control del funcionamiento y ajuste de los interruptores de velocidad del generador e interruptores de presión

Comprobación del funcionamiento de los frenos y sistema de excitación

Toda la unidad debe ser inspeccionada a fondo antes de pruebas con agua, se debe asegurar que no exista objetos olvidados dentro de la unidad.

Comprobación del funcionamiento de todas las puertas Hidro-Mecánicas y válvulas.

Compruebe transformadores principales y auxiliares, y su disposición de enfriamiento.

Revise el equipo de maniobras

Revise todas las unidades auxiliares para su correcto funcionamiento

3.3.4 PRUEBAS DINÁMICAS CON AGUA

Para la aplicación de las pruebas dinámicas es necesario realizar las siguientes revisiones:

Cargar con agua, revisar fugas de tubería, principales fisuras, refrigerantes. Se aplica acciones correctivas si es necesario.

Comprobar la presión de del agua de refrigeración y de la tubería de carga, la disponibilidad de agua a la presión adecuada en cada sistema de refrigeración.

Asegurar el funcionamiento de medidores de caudal

Prestar atención a los sonidos anormales o interferencias en las máquinas durante el primer giro, tomar medidas correctivas inmediatas.

El primer giro de la unidad se realiza a velocidad lenta luego se le hace funcionar a 25, 50, 75 y a la velocidad final 100%

Confiabilidad de arranque, paro, la sincronización de la unidad tiene que estar confirmada.

Comprobación de todos los dispositivos de protecciónrelés de bloqueo, sistema de parada de emergencia bajo carga, para asegurar su funcionamiento.

3.3.4.1 Pruebas sin carga

Estas pruebas conforman la operación del generador de potencia y equipos auxiliares bajo con condiciones sin carga. Estas pruebas son:

Determinación de secuencia de fases - Control de la rotación de fase

Prueba de saturación sin carga

Prueba de saturación en corto circuito

Pruebas funcionales, comprobación de relés térmicos, interruptores de velocidad, RTDs.

Comprobación del sistema de excitación

Prueba de continuidad punto a punto para verificar que los componentes estén conectados correctamente

Pruebas de resistencia de aislamiento para comprobar el estado de aislamiento de los cables

Prueba de funcionamiento de cada componente y la interconexión de componentes, tanto en el modo automático y manual

Prueba del software y el hardware asociado con el sistema de control por computador

Factor de desviación de la forma de onda de la tensión en vacío

Oscilación del eje con excitación sin carga - equilibraje magnético

Determinación del factor interferencia telefónica

Pruebas de sobrevelocidad

Curva característica con excitación en corto circuito

Reactancia sincrónica no saturada del eje directo(X_{dns}) y relación de corto circuito (SCR)

3.3.4.2 Pruebas con carga

Estas pruebas conforman el funcionamiento del generador en condiciones de carga.

Estas son los siguientes:

Pruebas de calentamiento “Heat run test” para determinar el aumento máximo de temperatura

Pruebas de rechazo de carga

Tiempo de operación del freno para detener la máquina con seguridad

Medición de la corriente de campo de excitación a salida nominal

Medición de caudales de agua de refrigeración de los cojinetes

Prueba de capacidad de la Unidad - Determinación de los tiempos de arranque y parada

La prueba de rechazo de carga se lleva a cabo a 25, 50, 75 y 100% de carga, luego de confirmar la unidad se puede detener de forma segura bajo cualquier condición de funcionamiento.

Durante estas pruebas se mide el aumento de presión en tuberías e incremento de velocidad de la máquina para confirmar que ambos parámetros están dentro del límite de diseño. Cualquier ruido anormal, alarma, alta temperatura y cualquier condición inusual o inesperada deben ser revisados a fondo.

3.3.5 PRUEBAS COMISIAMIENTO DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

Determinar los procedimientos para las pruebas del proyecto Hidroeléctrico Mazar-Dudas, incluyendo las instrucciones técnicas con los métodos de prueba, y los modelos de formularios para registros de los resultados de las pruebas.

Se establece un plan para la ejecución de las pruebas para los equipos eléctricos principales del proyecto Hidroeléctrico Mazar-Dudas, considerando los siguientes aspectos:

- Organizar las pruebas de manera a garantizar que cada ítem del equipo/sistema sea energizado solamente después de la verificación de su perfecto funcionamiento
- Facilitar el registro de las verificaciones, ajustes de pendientes y resultados de ensayos en cada equipo, de manera a proveer una base de consulta para la operación y mantenimiento del mismo
- Asegurar que el equipo/sistema estará funcionando de acuerdo con el proyecto para el cual fue concebido

3.3.5.1 Registro de resultados

El registro de las inspecciones y de los resultados de las pruebas deberá ser hecho y firmados por el ejecutante de las mismas en la columna y/o tablas apropiadas en la instrucción para las pruebas de campo.

3.3.5.2 Registro de pendientes

Inmediatamente después del cierre de las pruebas de comisionamiento deberán ser elaboradas una lista con todas las pendientes, incluso las responsabilidades del fabricante y/o suministrador, que deberán ser solucionadas dentro del plazo de la garantía del equipo.

3.3.5.3 Instrucciones generales

a. Seguridad

El coordinador del comisionamiento y/o ingeniero Supervisor de las pruebas de campo deberán promover, antes del inicio de los trabajos, una reunión del equipo de comisionamiento, incluyendo el equipo de la operación y el responsable de la seguridad, para analizar los requisitos básicos de seguridad necesarios a la ejecución de las pruebas de campo y ejecutar para que los mismos sean cumplidos, observando que principalmente lo relacionando abajo:

- Delimitación y señalización de áreas de trabajo;
- Poner tarjetas y marquillas en los equipos involucrados en las pruebas de acuerdo con las normas vigentes;
- Verificación y ubicación de extintores próximos a las áreas de ensayos;
- Hacer análisis de riesgos, rellenando el modelo apropiado.

Son también atribuciones del coordinador del comisionamiento y o supervisor de los ensayos:

- Ejecutar acondicionamiento adecuado para instrumentación de ensayos y herramientas;
- Hacer el dimensionamiento adecuado del equipo de trabajo necesario para la ejecución de las pruebas e indicar la función de cada miembro del equipo;
- Ejecutar los equipos de protección individual EPI necesarios a los participantes de los equipos de ensayos;
- Establecer la sistemática de comunicaciones entre los principales del equipo de trabajo, para el perfecto entendimiento de mensajes;
- Verificar la existencia de la realización de otros trabajos, no relacionados con las pruebas , dentro del área delimitada por las pruebas;

- Ejecutar herramienta e instrumentos necesarios, de forma a evitar improvisaciones en los ensayos de cualquier equipo;
- Ejecutar extensiones eléctricas si es necesario, con dimensiones adecuadas, dispositivos de protección y sin empalmes.

El coordinador del comisionamiento y o ingeniero deberá solicitar que los participantes de este proceso tengan los adecuados conocimientos de todas las recomendaciones de seguridad. El participante del comisionamiento firmara un “Termino de responsabilidad” que quedara con el coordinador y en el cual reconoce el contenido de las recomendaciones de seguridad.

b. Instrucciones Iniciales

- Antes del inicio de las pruebas deberá ser verificada la comparecencia de la totalidad del personal, así como de los responsables de las partes interesadas, y si los equipos necesarios a su realización esta disponibles;
- Verificar si los documentos y dibujos a ser utilizados son de la última emisión o revisión, y si están sellados con “Como Montado”;
- Todas las modificación o actualizaciones o actualizaciones de los dibujos de “Como Montado”, observadas durante las pruebas, deberán ser anotadas en un juego de copias de la comisión de pruebas, selladas “Como Probado” y encaminadas al responsable, para corrección y emisión final de los dibujos “Como Construidos”,
- Todos los instrumentos a ser utilizados en las pruebas deberán ser ejecutados calibración antes del inicio de los trabajos;
- El coordinador de la comisión de las pruebas deberá, al término de los trabajos, promover una reunión de todos los participantes, para la evaluación de los resultados.

3.3.5.4 PLAN DE PRUEBAS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

a. Comisionamiento generador

GENERADOR		
CODIGO	PRUEBAS ESTATICAS(MAQUINA PARADA)	NORMA
MD-RG-GE-01	Medición de la Resistencia óhmica de los bobinados del estator	IEEE 118
MD-RG-GE-02	Medición de la Resistencia óhmica de los bobinados del rotor	IEEE 118
MD-RG-GE-03	Medición de la Resistencia de aislamiento de los bobinados del estator y del rotor	IEE 43
MD-RG-GE-04	Prueba de Alta Tensión en el bobinado del estator(Rigidez Dieléctrica)	ANSI C50.10; IEEE 95
MD-RG-GE-05	Prueba de Alta Tensión en el bobinado del rotor(Rigidez Dieléctrica)	ANSI C50.10
MD-RG-GE-06	Inspección del generador antes del primer giro	
PRUEBAS DINAMICAS		
MD-RG-GE-07	Pruebas de sobrevelocidad	
MD-RG-GE-08	Determinación de secuencia de fases(Prueba de polaridad del rotor)	IEEE 115
MD-RG-GE-09	Oscilación del eje con excitación sin carga-equilibraje magnético	VDI 2059
MD-RG-GE-10	Curva de saturación en vacío	IEEE 115
MD-RG-GE-11	Factor de desviación de la forma de onda de la tensión en vacío	IEEE 115
MD-RG-GE-12	Determinación del factor interferencia telefónica	IEEE 115 ANSI C.50.13
MD-RG-GE-13	Curva característica con excitación en corto circuito	IEEE 115
MD-RG-GE-14	Reactancia sincrónica no saturada del eje directo(X_{dns}) y relación de corto circuito (SCR)	IEEE 115 IEC 60034-4
MD-RG-GE-15	Generador con carga y rechazos de carga	
MD-RG-GE-16	Determinación de los tiempos de arranque y parada	

Tabla 3.1 Protocolo de pruebas para el comisionamiento del generador (Elaboración propia)

b. Comisionamiento de turbina Pelton

i.- Liberación de los equipos en fábrica

Para el montaje y las pruebas es necesario la liberación de los equipos en fábrica, para ello se debe presentar los documentos de aseguramiento de la calidad de las pruebas FAT en las que deben constar los siguientes ítems:

- Ensamble y etiquetación de todos los conjuntos y subconjuntos para asegurar un montaje rápido en el sitio
- Equilibrio estático del rodete
- Pruebas no destructivas de uniones soldadas
- Prueba de rendimiento para servicios auxiliares individuales
- Prueba de todos los motores de bombas, compresoras según normas internacionales
- Reporte de las pruebas de rutina de los equipos para su aprobación
- Los mecanismos de operación del inyector y del deflector se ensamblan en la fábrica, y se realizan las pruebas de presión hidráulica para establecer la correcta apertura y cierre a la presión de aceite diseñada y también fugas de aceite en el sistema.
- Pruebas hidráulicas de servomotores, revisión de fugas de aceite.
- Prueba de materiales de los componentes importantes, tales como cubículos, eje de la turbina, cojinetes guía y pistones.

ii.- Pruebas de aceptación en campo

Los procedimientos deberán tener los planos finales del dibujo de la turbina y la ubicación de los puntos de medición para luego convertirse parte del manual de mantenimiento.

El procedimiento deberá especificar límites para la ubicación de las piezas integradas que deben ser verificadas y monitoreadas antes de ser vertidas con hormigón. El procedimiento también debe especificar los registros de medición que se hizo durante la instalación y configuración de los componentes, por ejemplo, ubicación relativa, espacios libres, elevación, revisión de rotación, etc.

iii.- Las pruebas durante el montaje

- Pruebas radiográficas de todas las uniones soldadas de tubería de entrada, derivaciones y otros componentes soldados de la máquina
- Prueba de presión de las tuberías
- Medición de distancias entre guías almohadillas y asientos de cojinetes de los cojinetes de guía
- Comprobación de la alineación del eje generador y turbina y de los cojinetes

- Comprobación del radio de tolerancia durante la rotación del corredor. La tolerancia axial y la tolerancia radial en la parte inferior de la muesca en ningún caso será superior a $\pm 0,3\%$

iv.- Puesta de comisionamiento

- Prueba del equilibrio dinámico de la máquina
- Operación de la unidad sin carga - comprobar el comportamiento de los cojinetes, disparador de velocidad
- Operación de la unidad con distintas cargas, comprobar la oscilación del eje de las partes giratorias, comportamiento de los rodamientos, compruebe pulsación vibración y ruido, que no superen los límites
- Prueba de rechazo de carga compruebe aumento de velocidad, aumento de presión y comprobar que estén dentro del límite
- Verificar el correcto funcionamiento de todos los auxiliares de la turbina.
Realizar todas las pruebas para cumplir con las garantías de rendimiento

c. Comisionamiento Transformador

i.- Inspección mecánica

Todos los lugares previstos para purgar aire deben abrirse hasta que brote aceite sin burbujas y luego volver a cerrarse. Esta operación se realizará en el tanque del conservador, buchholz, radiadores y bushings.

Chequear los elementos de bloqueo de las ruedas o los patines donde está montado el transformador. Si existe, verifique el montaje de las zapatas de anclaje con tornillos al suelo y su torque.

Revisar que la cuba se encuentre horizontal y que la base tenga la solidez apropiada para el peso del transformador.

Examinar si las placas indicadoras de los accesorios y aparatos de control están completas y son correctas.

- Limpieza general
- Chequeo de los niveles de aceite

ii.- Pruebas eléctrica en campo

CODIGO	PRUEBAS DE CAMPO	NORMA
MD-RG-TR-001	Chequeo mecánico - Chequeo eléctrico	
MD-RG-TR-002	Resistencia de aislamiento del transformador	IEEE 43
MD-RG-TR-003	Relación de transformación	NSI/IEEE C57.12.91
MD-RG-TR-004	Resistencia de devanados	IEEE 62
MD-RG-TR-005	Factor de potencia	ANSI / IEEE 62
MD-RG-TR-006	Rigidez dieléctrica del aceite	IEEE Std 62-1995
	Factor de potencia del aceite	IEEE Std 62-1995
MD-RG-TR-007	Prueba de Puesta a tierra en el núcleo	IEEE Std 62- 1995
MD-RG-TR-008	Prueba de corriente de excitación	

Tabla 3.2 Protocolo de pruebas para el comisionamiento del transformador (Elaboración propia)

iii.- Inspección eléctrica en campo

- Chequeo del conexionado y pruebas operacionales de las protecciones mecánicas
- Chequeo de la conexión de los cables de fuerza y control
- Revisar la puesta a tierra del neutro
- Revisar la puesta a tierra del tanque
- Energización del transformador por el lado de alto y bajo voltaje

Después de la primera conexión se comprueba si en el transformador se producen ruidos anómalos (piezas en vibración, chisporroteo en aisladores pesantes o en piezas energizadas).

d. Comisionamiento regulador de tensión

Las pruebas de comisionamiento del regulador tienen como importancia la evaluación y el registro de las condiciones operacionales del equipo y de los sistemas de la lista de los equipos instalados.

Las pruebas se realizan secuencialmente en las situaciones siguientes:

- Unidad fija;
- Unidad con velocidad nominal (sin carga);
- Unidad sincronizada (con la carga).

Los controles y registros de las pruebas se presentaron en forma de “check list”, gráficas y protocolos. Los mismos se llenan y son registrados con el desarrollo de la prueba en servicio.

i.- Recomendaciones para la ejecución de la pruebas

- Obtenga el consentimiento de la autoridad responsable de la realización de las pruebas, lo que confirma la realización del montaje mecánico y eléctrico;
- Tomar todas las medidas necesarias para garantizar que los procedimientos se realizan de forma segura en las personas y equipos.

ii.- Descripción Funcional

1. Funcionamiento automático (AVR)

En funcionamiento normal (automático), las funciones principales desempeñadas por el sistema de excitación son:

- Proveer a la excitación del estator del generador;
- Ajuste de la tensión del estator del generador;
- Mantener el generador dentro de los límites de la curva de capacidades;
- Regular la potencia reactiva y/o de factor de potencia mediante el control de la tensión;
- Para optimizar la estabilización de la energía activa, mediante sistema estabilizador de energía (PSS).

2. Funcionamiento manual (FCR)

En este modo de operación, el sistema de excitación controla la corriente de campo que se inyecta en el rotor, como puente de ajuste.

3. Sistema principal de protección

- De fallas a tierra del rotor;
- El exceso de excitación (corriente directa);
- El exceso de temperatura de la excitación de transformadores;
- En cadena del transformador de excitación.

El procedimiento de cada prueba se describe en los Anexos B.3 y está realizada de forma secuencial.

CODIGOS	PRUEBAS DE CAMPO
MD-RG-AVR-01	Verificación con la unidad fija
MD-RG-AVR-02	Verificación con la unidad en velocidad nominal
MD-RG-AVR-03	verificación con la unidad con carga (Sincronizada)

Tabla 3.3 Protocolo de pruebas para el comisionamiento del regulador de tensión (Elaboración propia)

3.4 CERTIFICADOS DE COMISIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS ELECTROMECAÑICOS

Mediante los certificados de pruebas de los distintos equipos se dan a conocer las características funcionales con las que la máquina entrará posteriormente a la operación y la aprobación o no de las distintas pruebas de comisionamiento que se realizaron en sitio con el correspondiente registro, aprobación y aceptación tanto de la empresa contratista como de la contratante.

A continuación se presenta los certificados de prueba tanto del generador, transformador y regulador de tensión.

 	CERTIFICADO DE PRUEBA PARA GENERADOR		CODIGO C-01 # Hojas ____
	PROYECTO: CENTRAL HIDROELECTRICA		
UBICACION	MARCA:	UNIDAD No.	
GRUPO – SISTEMA – SUBSISTEMA	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA		
PLANO DE REFERENCIA:			
REGISTRO DE DATOS			
GENERADOR No.	LUBRICACION	TIPO:	TAG
TAMAÑO DEL MARCO	No. SERIE		CONEXION ESTRELLA
DESLIZAMIENTO	CLASE DE AISLAMIENTO		TEMPERATURA DEVANADO
VOLTAJE KVOLTS	VELOCIDAD RPM	I- NOMINAL AMPS	
POTENCIA MW	FRECUENCIA Hz	I-ARRANQUE AMPS	
RESULTADO DE PRUEBAS			
LISTADO DE PRUEBAS	APROBADO	NO APROBADO	
PRUEBAS ESTATICAS (MAQUINA PARADA)			
Resistencia óhmica de los bobinados del estator			
Resistencia óhmica de los bobinados del rotor			
Resistencia de aislamiento de los bobinados estator y del rotor			
Prueba de AT en el bobinado del estator(Rigidez Dieléctrica)			
Prueba de AT en el bobinado del rotor(Rigidez Dieléctrica)			
Inspección del generador antes del primer giro			
PRUEBAS DINAMICAS			
Pruebas de sobrevelocidad			
Determinación de secuencia de fases (Prueba de polaridad)			
Oscilación del eje con excitación sin carga-equilibraje			
Curva de saturación en vacío			
Factor de desviación de la forma de onda de la tensión en vacío			
Curva característica con excitación en corto circuito			
Reactancia sincrónica no saturada del eje directo			
Generador con carga y rechazos de carga			
Determinación de los tiempos de arranque y parada			
PRUEBA DEL GENERADOR PROCEDIMIENTO COMPLETO	FIRMA	FECHA	
	Registrado por:	Revisado por:	Aprobado por:
COMPañIA			
FIRMA			
NOMBRE			
FECHA			

 CELEC EP Corporación Eléctrica del Ecuador UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAZOGUES 	CERTIFICADO DE PRUEBA PARA REGULADOR DE TENSION (AVR)		CODIGO C-02
	PROYECTO: CENTRAL HIDROELECTRICA		# Hojas _____
UBICACION		MARCA:	UNIDAD No. _____
GRUPO – SISTEMA – SUBSISTEMA		DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	
PLANO DE REFERENCIA:			
REGISTRO DE DATOS			
AVR No.	LUBRICACION:	TIPO:	TAG:
TAMAÑO DEL MARCO	No. SERIE		REGULADOR:
VOLTAJE VOLTS	POTENCIA KW	I- NOMINAL AMPS	
I-EXCITACIÓN AMPS	I-DE CAMPO mV/AMPS	FRECUENCIA Hz	
TENSION CONTROL VOLTS	TENSION CONTROL VOLTS	MANERA DE CONTROL:	
RESULTADO DE PRUEBAS			
LISTADO DE PRUEBAS	APROBADO	NO APROBADO	
Verificación con la unidad fija			
Verificación con la unidad en velocidad nominal			
Verificación con la unidad con carga sincronizada			
PRUEBA DEL AVR PROCEDIMIENTO COMPLETO	FIRMA	FECHA	
	Registrado por:	Revisado por:	Aprobado por:
COMPAÑIA			
FIRMA			
NOMBRE			
FECHA			

 	CERTIFICADO DE PRUEBA PARA TRANSFORMADOR		CODIGO C-03
	PROYECTO: CENTRAL HIDROELECTRICA		# Hojas ____
UBICACION		MARCA:	UNIDAD No.
GRUPO – SISTEMA – SUBSISTEMA		DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	
PLANO DE REFERENCIA:			
REGISTRO DE DATOS			
TRAFO No.	TIPO:	TAG	
TAMAÑO DEL MARCO	No. SERIE	CONEXIONES BT: ESTRELLA AT: DELTA	
VOLTAJE KVOLTS	VELOCIDAD RPM	I- NOMINAL AMPS	
POTENCIA MW	FRECUENCIA Hz	Nº POLOS POLOS	
FASES:	ENFRIAMIENTO: OA/FA	TIPO AISLAMIENTO: ACEITE	
RESULTADO DE PRUEBAS			
LISTADO DE PRUEBAS	APROBADO	NO APROBADO	
Resistencia de aislamiento del transformador			
Resistencia de aislamiento del transformador			
Relación de transformación			
Resistencia de devanados			
Factor de potencia			
Rigidez dieléctrica del aceite			
Factor de potencia del aceite			
Prueba de Puesta a tierra en el núcleo			
Prueba de corriente de excitación			
PRUEBA DEL TRANSFORMADOR PROCEDIMIENTO COMPLETO	FIRMA	FECHA	
	Registrado por:	Revisado por:	Aprobado por:
COMPAÑIA			
FIRMA			
NOMBRE			
FECHA			

CAPITULO IV

4 PUESTA EN MARCHA DE LA CENTRAL ALAZÁN

4.1 ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE CAPABILIDAD Y DE COLINA DEL GENERADOR Y DE LA TURBINA

4.1.1 ANALISIS DE LA CURVA DE CAPABILIDAD DEL GENERADOR SINCRONO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAZÁN

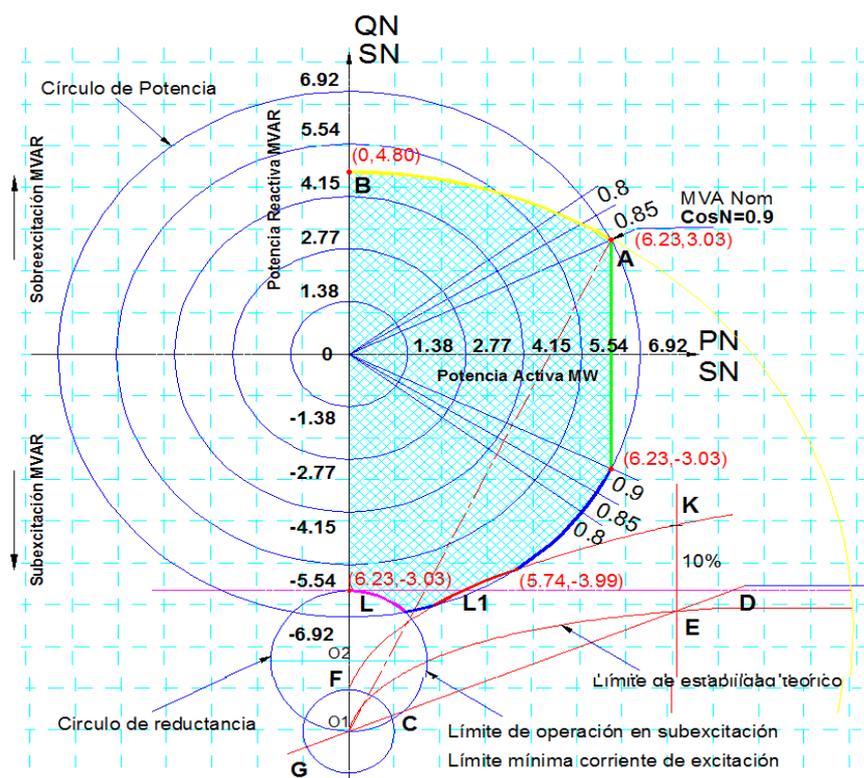
Durante la puesta en marcha de la central es importante determinar las características de comportamiento del generador dentro de una zona segura de operación en estado estable para un correcto funcionamiento en base de la maximización de la capacidad de potencia reactiva y potencia activa, para ello es necesario la utilización de la curva de capacidad para determinar límites térmicos de los devanados del rotor y del estator. La curva de capacidad se basa en el diagrama Circular de la Maquina síncrona o diagrama fasorial de potencia activa y potencia reactiva.

En base a los datos técnicos de la tabla 4.1 se procede a construir la curva de capacidad en consideración de los límites que definen la región en la cual el generador funciona en estado estable, la misma que será entregada al personal de operación quienes son los responsables de mantener al generador trabajando dentro de la región de estabilidad.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL GENERADOR	
Tipo:	Síncrono de polos salientes
Potencia aparente nominal	$S_{nom}=6.922$ MVA
Tensión nominal	$V = 6.6$ KV
Reactancia síncrona en eje directo	$x_d= 0.963$ p.u
Reactancia síncrona en eje de cuadratura	$x_q= 0.631$ p.u
Factor de potencia nominal	f.p. = 0.9
Potencia mecánica máxima	$P_{mecmax} = 6.3$ MW
Margen de seguridad práctico del límite de estabilidad de estado permanente	10%

Tabla 4.1 Características técnicas del generador de la central Alazán. [14]

CURVA DE CAPABILIDAD DEL GENERADOR SÍNCRONO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAZÁN



Potencia Base	6.922 MVA
Voltaje Base	6.6 KV
Corriente Base	544.98 A
Potencia Reactiva máxima	4.80 MVA
Potencia Reactiva mínima	-6.22 MW

LÍMITES DE OPERACIÓN	
—	Límite de estabilidad estacionaria en operación
—	Límite de corriente mínima de excitación práctico
—	Límite máximo de potencia mecánica
—	Límite de corriente máxima de excitación
 	REGIÓN DE OPERACIÓN

Fig. 4.1 Curva de capacidad del generador síncrono. (Elaboración propia en base a datos de HidroAzogues)

4.1.1.1 Límite de corriente de armadura

Se determina mediante la potencia aparente máxima que puede entregar del generador ($S=6.922$ MVA) la misma que es restringida por la corriente máxima de armadura, de manera que no se produzca deterioro en el aislamiento del bobinado, en base al límite establecido por el calentamiento de los bobinados de la armadura. Como se visualiza en la figura 4.1 el límite de corriente de armadura visualmente es una circunferencia en el origen en los ejes P-Q con radio igual a la potencia aparente.

La potencia aparente no puede ser mayor a la capacidad del generador debido a un aumento elevado de temperaturas en los devanados del estator, pudiendo ocasionar disparo de la unidad por sobretemperatura y por sobrevoltaje

4.1.1.2 Límite de corriente máxima de excitación campo

El límite de corriente máxima de excitación o límite de corriente de campo es el límite térmico producido por la corriente máxima de excitación en la zona de sobreexcitación de tal forma que no se produzca deterioros en los bobinados debido al campo que atraviesa el entrehierro radialmente generando calor y aumentando pérdidas en el núcleo. Además de los problemas de calentamiento se relaciona también con problemas por alta tensión en los bornes del generador.

Esta corriente de campo generada se produce debido al campo electromagnético de excitación en CC y al campo del estator en CA cuando giran en sincronismo.

Como podemos observar en la gráfica, el límite de capacidad de generación de reactivos de la unidad de generación operando dentro de la zona de sobre excitación está delimitada por el punto B de generación máxima de reactivos $Q=4.80$ MVAR sin generación de potencia real $P=0$ MW y por el otro extremo el punto A con una capacidad de generación de reactivos igual a $Q=3.03$ MVAR a potencia nominal del generador $P=6.23$ MW, es decir si aumentamos la potencia activa el generador va a disminuir su capacidad de generar reactivos.

El punto de intersección del límite de corriente de armadura y el límite de corriente máxima de excitación de campo, es igual al punto de operación donde el generador opera con el factor de potencia nominal $fp=0.9$

4.1.1.3 Límite de estabilidad estacionaria en operación

La región de operación del generador debe garantizar su funcionamiento en estado estable sin que pierda sincronismo. Dentro de la curva de capacidad del generador se definen límites de estabilidad debido al sobrecalentamiento de los terminales del núcleo del estator definido por límites máximos y mínimos para la potencia activa de tal manera que se entregue potencia de forma confiable con bajas corrientes de campo.

El margen de estabilidad práctico establece el límite que el generador puede operar en condiciones normales con incrementos adicionales de carga (absorción de reactivos) sin perder estabilidad debido al bajo enlace magnético que pudiera existir entre el generador y el sistema eléctrico de potencia ocasionando una pérdida de sincronismo y discordancia en los polos.

El margen de reserva que para este generador es el 10% y se determina un límite de incremento de carga permitido con reactivos de 3.99 MVAR a una potencia activa máxima de $P=5.74\text{MW}$. Se establece entonces el punto máximo de absorción de reactivos con el valor de potencia activa permisible entregada a los extremos terminales de la máquina.

4.1.1.4 Límite máximo de potencia mecánica

Límite máximo de potencia activa que se puede obtener de la turbina restringido por caudal de ingreso, sistemas auxiliares como: sistemas de enfriamiento, ventilación. La turbina está diseñada para una potencia máxima $P=6.23\text{MW}$.

4.1.1.5 Límite de corriente mínima de excitación

El margen de corriente de excitación está restringido por la corriente mínima establecida para que la unidad de generación pueda generar tensión. El límite práctico se establece en un valor de 10%. Con corriente mínima de excitación se obtiene una absorción de reactivos igual a 6.23MVAR con valor de potencia activa igual a cero. Los problemas por operar fuera del rango establecido se relacionan con problemas por bajo voltaje produciendo disparo en los servicios auxiliares de la unidad de disparo y de la misma.

4.1.2 ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE COLINA DE LA TURBINA PELTON

Para comprender el funcionamiento de una turbina, y más aún la Pelton como es el caso de la Central de Alazán, se debe conocer los parámetros que comprenden sus curvas características de funcionamiento y que vienen dadas por condiciones posibles de trabajo tales como: la variabilidad del salto, la carga (par resistente), la velocidad, caudal, etc. Por lo tanto, se denomina un valor de grado de admisión x , que se obtiene de la variación o la carrera de la aguja del inyector de chorro de agua hacia el rodete y se lo realiza mediante la ayuda de un freno y a diferentes velocidades de caudal n , procurando mantener constante el valor de salto neto.

A continuación se presenta un resumen de datos de diseño de la Turbina para la Central Alazán:

Datos de diseño de la Turbina de Alazán	
Caudal de diseño	3.6 m ³ /s
Altura neta al caudal de diseño	200.37 m
Altura bruta	204.84 m
Altura neta mínima	199.24 m
Altura neta máxima	201.49 m
Velocidad nominal	276.9 rpm
Velocidad de embalamiento	482 rpm

Tabla 4.2 Características técnicas de la turbina de la central Alazán. [7]

4.1.2.1 Rendimiento

Es importante analizar el comportamiento de una turbina cuando existen variaciones en ciertos factores tales como el caudal o el salto de agua, es así que mediante estas alteraciones se producen un decremento en el rendimiento en la turbina que necesariamente se tiene que cuantificar.

“Se define el rendimiento como el cociente entre la potencia que se entrega al alternador y la potencia que el agua es capaz de entregar a la entrada de la turbina”¹.

La potencia sobretodo se pierde en las fricciones con la tubería de distribución de la turbina, en los alabes, en el rodete y hasta en los inyectores. En el siguiente cuadro se muestra el rendimiento específicamente de la turbina de Alazán:

¹ MARTIN DE EUGENIO POZA, J. (Junio, 2008). “Diseño hidráulico y mecánico de la central mini hidroeléctrica del embalse de Valmayor”.Madrid.

**RESUMEN DE DATOS DEL COMPORTAMIENTO GENERAL
DE LA TURBINA ALAZÁN**

CHORROS DE INYECCION A LA TURBINA (rendimiento con salto neto de 200.4 metros)			
m^3/s	% Eficiencia	KW	% nominal
5.04	88.7	8792	140.0
3.60	89.4	6329	100.0
2.70	89.0	4721	75.0
1.80	88.5	3133	50.0
0.90	86.2	1525	25.0
RENDIMIENTO DE SALIDAMÁXIMA			
	A salto neto máximo de 200.5 m	A salto neto mínimo de 174.6 m	
KW	8792	7144	
% Eficiencia	88.7	88.7	
m^3/s	5.04	4.70	

Tabla 4.3 Comportamiento general y rendimiento de la turbina Alazán. [10]

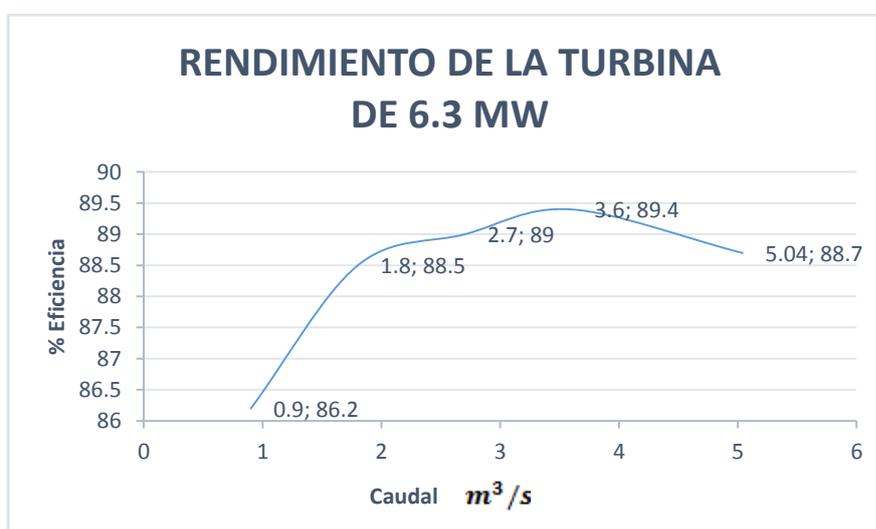


Fig. 4.2 Rendimiento de la de turbina frente al caudal. (Elaboración Propia)

De la gráfica anterior se puede determinar que la turbina Pelton que se instalara en la central de Alazán tiene un rendimiento aceptable en un rango amplio de la variación porcentual del caudal, es así que los puntos de mayor rendimiento de esta turbina se obtiene a partir del 75 % del caudal nominal (2.7 m^3/s) hasta el 100% (3.6 m^3/s), con una eficiencia que va desde el 89.0 % hasta el 89.4 %. Esto se debe además a que esta

turbina cuenta con dos inyectores que dirigen el chorro directamente hacia las paletas del rodete aprovechando al máximo el caudal del agua en el giro del eje de la turbina.

4.1.2.2 Curvas de Potencia $N(n)$

Se obtiene de un origen común como se observa en la figura 4.3 “cuando $n = 0$ se obtiene una forma casi parabólica, con un máximo que se corresponde con el rendimiento óptimo, para cada valor de x . Los puntos de corte con el eje de velocidades se corresponden con las velocidades de embalamiento, distintas para cada valor de x , estando la turbina sometida en ese instante al freno resultante de las resistencias pasivas, tanto mecánicas como hidráulicas”.²

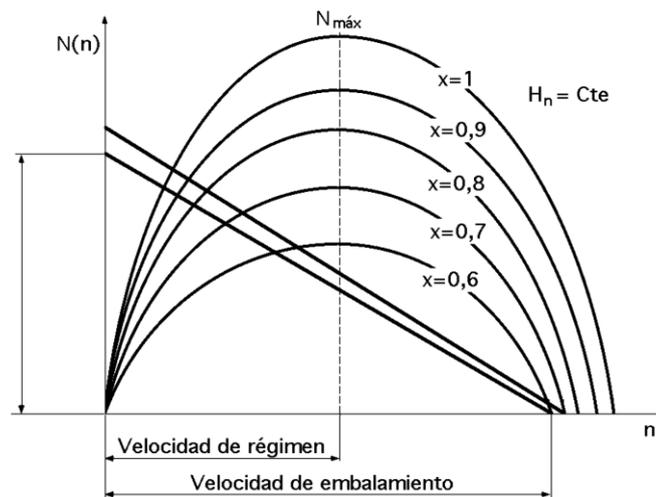


Fig. 4.3 Curvas características de potencia. [16]

4.1.2.3 Curvas de Caudal $Q(n)$

Se obtiene para distintos grados de apertura x y salto constante Hn , en el caso de las turbinas Pelton son rectas horizontales, y que la velocidad de rotación del rodete no tiene nada que ver con el gasto que sufra el inyector durante estos ensayos.

² FERNÁNDEZ DÍEZ, P. (2004). “Turbinas Hidráulicas”. (Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria). Cantabria.

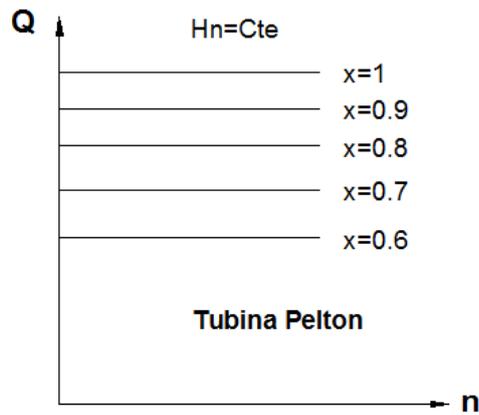


Fig. 4.4 Curvas Q(n) para distintos grados de apertura. [16]

4.1.2.4 Curvas de Colina

Son las resultantes de la unión de los puntos de igual rendimiento ($\eta=Cte$) en unas condiciones variables de caudal y la altura neta, como se presenta en las siguiente curvas de colina de la turbina de 6.3 MW.

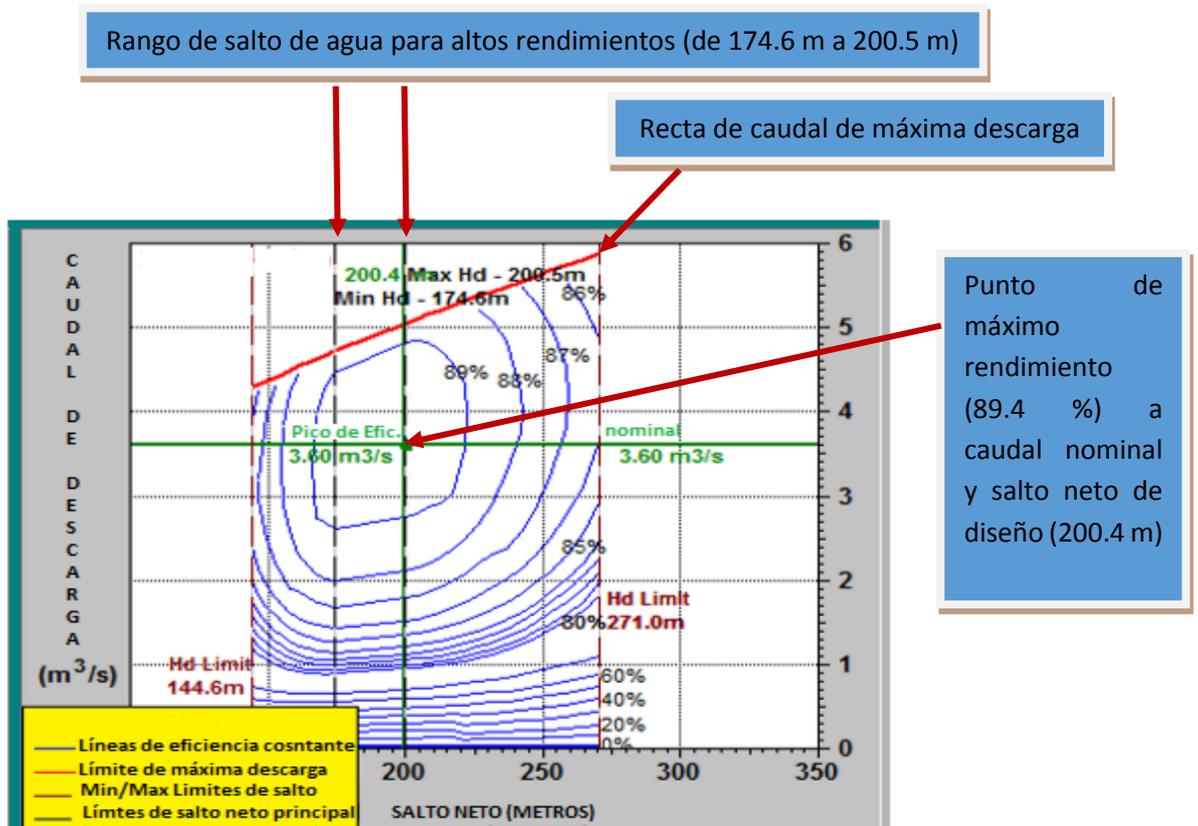


Fig. 4.5 Curvas de Colina de la turbina Pelton de la Central de Alazán. [10]

Analizando la curva de colina, el máximo rendimiento no está asociada a la completa apertura del inyector, entonces si el caudal de agua es grande, el rendimiento tiende a disminuir esto es debido a que parte del agua que pasa por la turbina se escapa del rodete sin que produzca trabajo alguno. Por lo tanto la variación de rendimiento no es muy afectada por la variación de potencia, más bien, depende del salto de agua y con la velocidad que llega esta hacia el rodete de la turbina. Es así que dentro del rango de salto neto de 174.6 m hasta los 200.5 m se obtiene los más altos rendimientos para esta turbina, siendo así que el punto de mayor rendimiento se da al caudal neto de 3.6 m³/s y a un salto de 200.4 m.

4.2 RECOMENDACIONES PARA LA PUESTA EN MARCHA DE LA CENTRAL

4.2.1 IDENTIFICACION Y DOCUMENTACION DE PENDIENTES

La lista de pendientes contiene actividades que aún no han sido aceptadas. Los pendientes deben ser registrados y levantados según el sistema: eléctrico, electrónico o mecánico por sistema o subsistemas. El contratista debe realizar su plan correctivo, los mismos que deben ser aceptados por HidroAzogues, se deben establecer fechas de finalización y revisión.

Los pendientes se determinan en cada una de las etapas de proyecto, dentro de la etapa del montaje electromecánico se registran los pendientes que no cumplan con las especificaciones técnicas detalladas en el anexo A.5 “Estándares y/o patrones de instalación de equipos y accesorios”. En el mismo constan las especificaciones técnicas para:

- Cables
- Señaladores luminosos
- Pulsadores de comando
- Selectores manuales
- Materiales para instalación eléctrica
- cables
- Conjunto de maniobra y control
- Puesta a tierra
- Interconexión entre equipos

- Señaladores Luminosos
- Pintura de equipos
- Soldadura
- etc.

Cualquier desvío o incumplimiento de los estándares de instalación son registrados como pendientes para su seguimiento y corrección. Entre los pendientes más comunes dentro de ésta etapa en base al seguimiento de proyectos hidroeléctricos similares implementados dentro del país tenemos:

- Actualización de planos As built
- Pintado de mala calidad o inconcluso en equipos
- Marquillaje de manera no establecida en las especificaciones técnicas, o incompletas en todos los equipos o sistemas.
- Tag o etiquetado, incorrecto fuera de lo establecido o incompleto en todos los dispositivos, cables, sensores, válvulas, accionadores, etc.
- Soldaduras de mala calidad
- Trayectoria de cables y bandejas no conforme con normas establecidas: curvaturas exageradas, disposición incorrecta, separación de cables, sobredimensionamiento, mal aterramiento, distancias, curvaturas, etc.
- Terminales conectores y empalmes no aceptados
- Equipos o instrumentos en malas condiciones.

Dependiendo del tipo de pendiente se puede dejar inconcluso para continuar con la etapa de pruebas, dentro de esta etapa se asegura:

- Planos as built conforme al diseño
- Certificados aprobados de calibración de instrumentos de medición
- Correcto funcionamiento de sensores, actuadores y dispositivos.
- Datos de control
- Correcto funcionamiento de los dispositivos de protección y control de generador, turbina y equipos asociados.
- Sistemas de seguridad y alarmas en correcto funcionamiento, sin falsos disparos o alarmas inadvertidas.
- Correcto funcionamiento de los sistemas auxiliares

El seguimiento de pendientes es una actividad del grupo de supervisión electromecánica los cuales deben asegurar que se completen en su totalidad.

4.2.2 BUENAS Y MALAS PRÁCTICAS DE MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA

Antes de poner en marcha cada uno de los equipos e instrumentos de la central se debe verificar su correcto montaje e instalación ya que de ello depende el buen desempeño de los sistemas que estén integrando, en las siguientes imágenes se podrán distinguir las buenas prácticas de puesta en marcha así como también las malas prácticas, todas ellas tomadas de las centrales hidroeléctricas como AGOYAN, MAZAR y SAUCAY. Se ha realizado una recopilación de las malas prácticas de montaje realizadas en proyectos hidroeléctricos mencionados anteriormente con el objetivo lograr una instalación eficiente libre de errores de montaje e instalación para facilitar su puesta en marcha y evitar contratiempos y demoras en correcciones.

4.2.2.1 Buenas prácticas



Fig. 4.7 Correcta disposición del generador síncrono de eje horizontal, con sus componentes debidamente pintados con distintos colores de acuerdo a los patrones de instalación para centrales hidroeléctricas. ³

³ Fuente propia: Visita Técnica realizada a la Central Hidroeléctrica Saucay

⁴ Fuente Ing. Daniel Abab CELEC EP: Tomas realizadas a las Centrales Hidroeléctricas Mazar y Agoyan



Fig. 4.8 Instrumentos colocados con válvula Manifold y Tag visible. ⁴



Fig. 4.9 Adecuada disposición de cables y canaletas dentro de los tableros con marquillas correctamente colocadas. ⁴



Fig. 4.10 Conexiones a tierra entre componentes adecuadas. ⁴



Fig. 4.11 Correcto etiquetado de los tableros. ⁴

³ Fuente propia: Visita Técnica realizada a la Central Hidroeléctrica Saucay

⁴ Fuente Ing. Daniel Abab CELEC EP: Tomas realizadas a las Centrales Hidroeléctricas Mazar y Agoyan

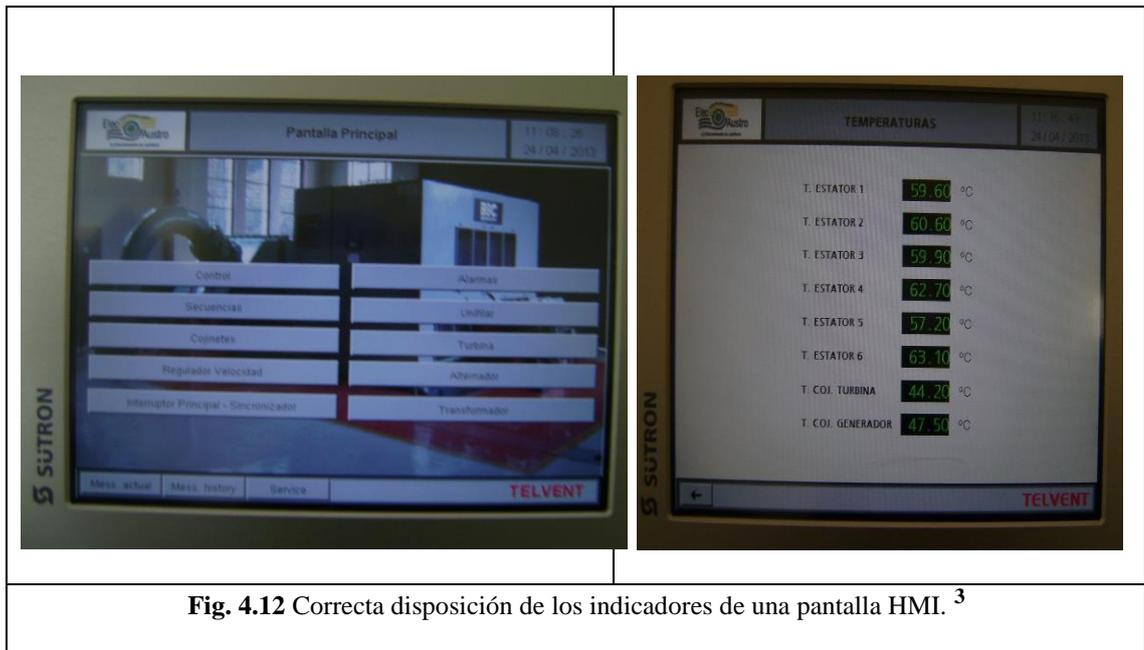


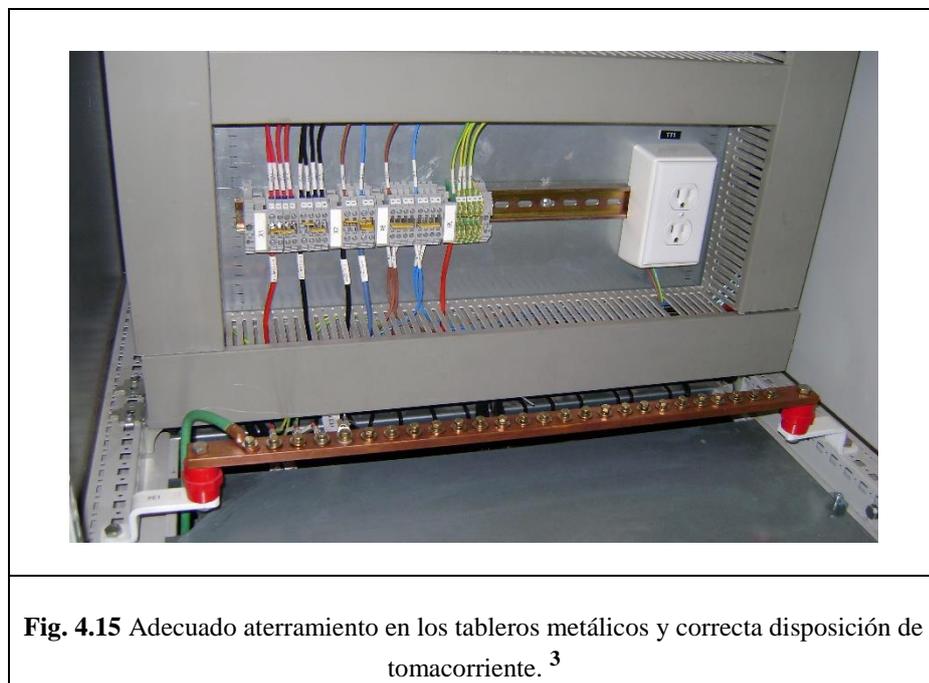
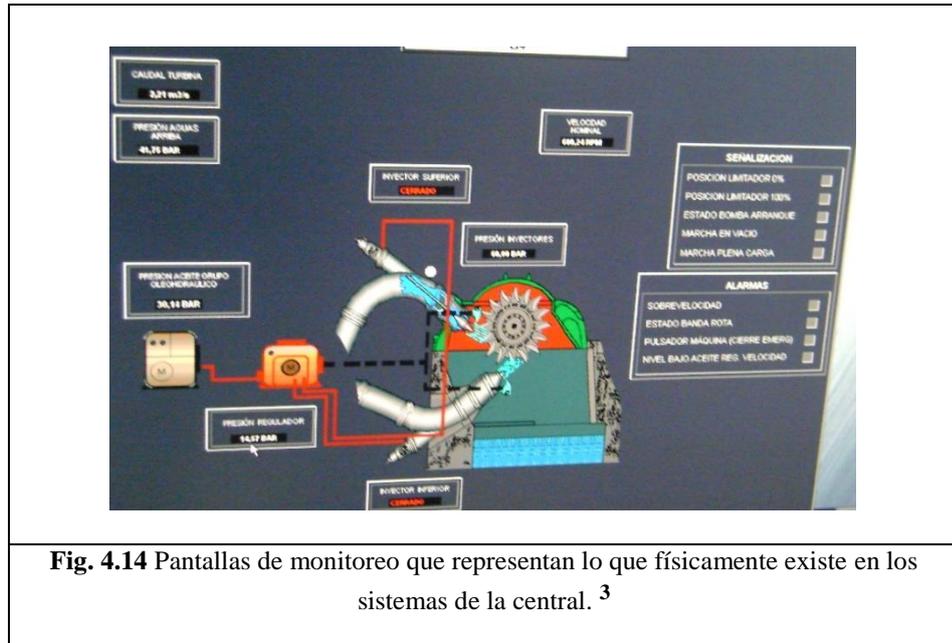
Fig. 4.12 Correcta disposición de los indicadores de una pantalla HMI. ³



Fig. 4.13 Cables de tierra instalados fuera de las canaletas y con terminales de cabeza redonda. ⁴

³ Fuente propia: Visita Técnica realizada a la Central Hidroeléctrica Saucay

⁴ Fuente Ing. Daniel Abab CELEC EP: Tomas realizadas a las Centrales Hidroeléctricas Mazar y Agoyan



³ Fuente propia: Visita Técnica realizada a la Central Hidroeléctrica Saucay

⁴ Fuente Ing. Daniel Abab CELEC EP: Tomas realizadas a las Centrales Hidroeléctricas Mazar y Agoyan

4.2.2.2 Malas prácticas

	 <p>CABLES DE BAJA TENSION</p>
<p>Fig. 4.16 Ductos no deben atravesar por medio de bandejas. ⁴</p>	<p>Fig. 4.17 Cables de Baja Tensión en la misma bandeja de cables de Alta Tensión. ⁴</p>

	
<p>Fig. 4.18 Pésimo montaje de señales indicadoras en tablero. ⁴</p>	<p>Fig. 4.19 Cables fuera de canaletas y Tag con cinta adhesiva. ⁴</p>

³ Fuente propia: Visita Técnica realizada a la Central Hidroeléctrica Saucay

⁴ Fuente Ing. Daniel Abab CELEC EP: Tomas realizadas a las Centrales Hidroeléctricas Mazar y Agoyan



³ Fuente propia: Visita Técnica realizada a la Central Hidroeléctrica Saucay

⁴ Fuente Ing. Daniel Abab CELEC EP: Tomas realizadas a las Centrales Hidroeléctricas Mazar y Agoyan

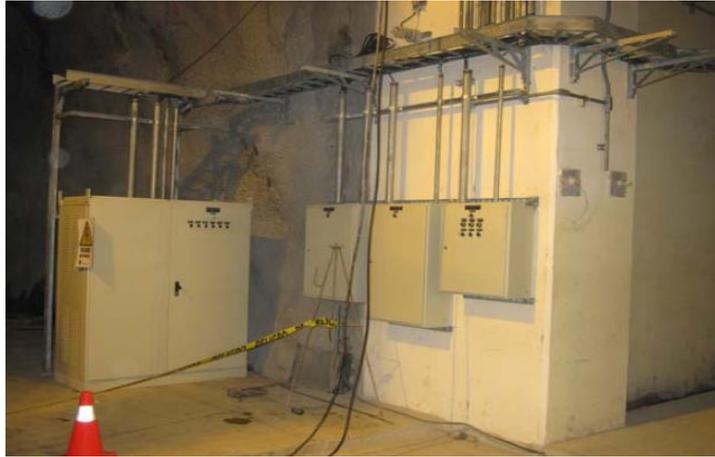


Fig. 4.22 Mal ingreso de ductos hacia los tableros.⁴

El ingreso de los electroductos a los tableros de control y protección por la parte superior (no aceptada por las buenas prácticas constructivas) requieren que se coloque algún compuesto que logre la hermeticidad, de tal manera, que los conductores no arrastren agua al interior de los elementos de protección. (Las especificaciones determinan un grado de humedad superior al 90%).

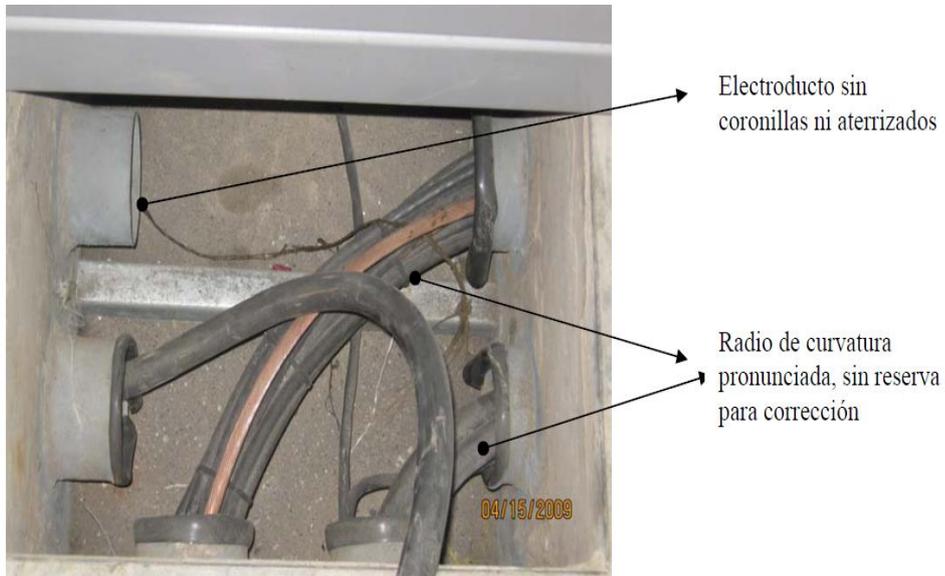


Fig. 4.23 Mala disposición de cables y ductos.⁴

Las Cajas de conexiones y de paso sin coronillas redondeadas ni aterrizadas sus electroductos. Conductores sin considerar el radio de curvatura necesario, según el conductor, Cables de tierra, fuerza y control/instrumentación, mezclados, sin distancia normalizada.

³ Fuente propia: Visita Técnica realizada a la Central Hidroeléctrica Saucay

⁴ Fuente Ing. Daniel Abab CELEC EP: Tomas realizadas a las Centrales Hidroeléctricas Mazar y Agoyan

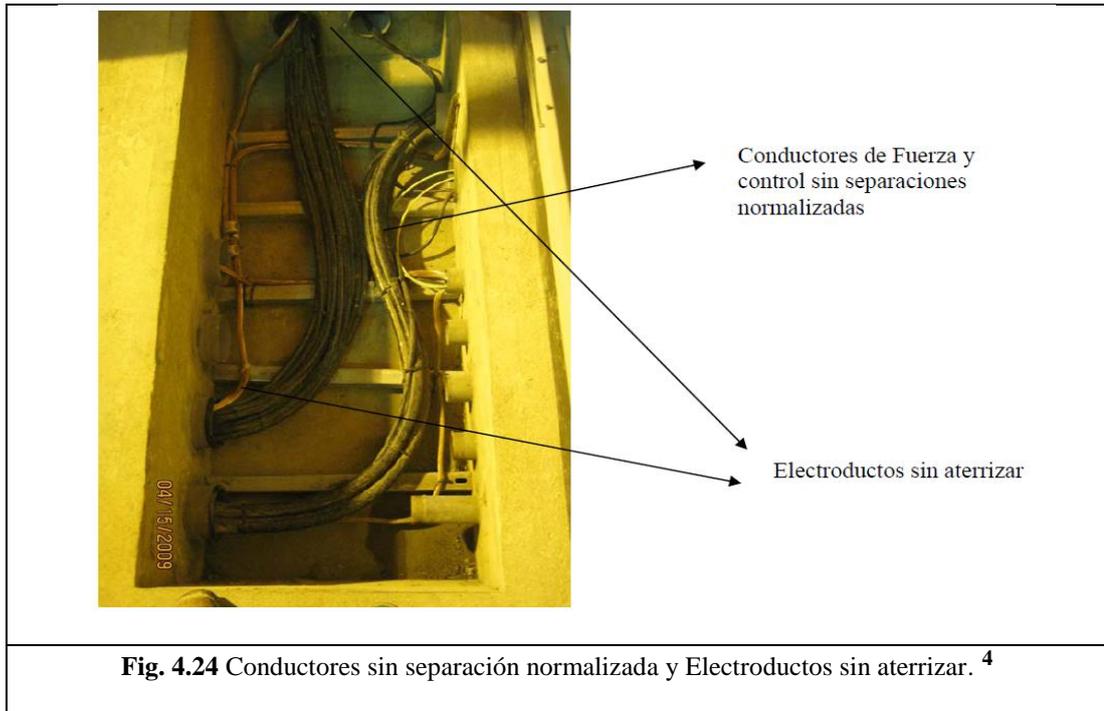


Fig. 4.24 Conductores sin separación normalizada y Electrodutos sin aterrizar. ⁴

4.2.3 RECOMENDACIONES ANTES DE LA ENTRADA A OPERACIÓN COMERCIAL

4.2.3.1 Recomendaciones antes y durante la puesta en marcha de la central

La unidad es puesta en operación a potencia nominal durante un número determinado de días. Si no se producen problemas principales durante el periodo de operación de prueba a la potencia nominal de salida, la unidad es aceptada para la operación comercial.

La unidad se llama en operación comercial, a partir de la fecha en que se dispone a vender energía a la pública. Esta fecha sigue inmediatamente a la finalización de las pruebas de comisionamiento

Entre las recomendaciones más comunes que se dan a conocer por parte de los agentes de fiscalización de obras hidroeléctricas de CELEC EP se tiene que:

³ Fuente propia: Visita Técnica realizada a la Central Hidroeléctrica Saucay

⁴ Fuente Ing. Daniel Abab CELEC EP: Tomas realizadas a las Centrales Hidroeléctricas Mazar y Agoyan

- Toda la documentación debe ser entregada: planos de detalle, manuales de montaje y desmontaje, software, programas, data books, as built, etc
- Chequear la potencia máxima y mínima de operación del generador y también la velocidad mínima de operación de la turbina
- Debe existir por lo menos un repuesto de la válvula principal PID del regulador de velocidad y de todas las válvulas usadas en el sistema
- Deben ser provistas todas las herramientas adecuadas para realizar el montaje y desmontaje de los sistemas
- Debe preverse un medidor portátil de vibración y ruido
- Antes de la puesta en marcha de las unidades debe realizarse un peinado completo de todo el pasaje de agua con el fin de no tener obstrucciones ni materiales o herramientas extrañas
- La pantalla de control del SCADA donde se indican los datos principales de generación debe estar correctamente presentada
- Todas las pantallas de visualización y control deben ser previstas

a. Elementos de revisión antes de la puesta en marcha de la Unidad

i.- Revisión Eléctrica-Mecánica

- Revisar los certificados de pruebas de fábrica FAT y campo SAT para todas las piezas del equipo.
 - Turbina
 - Gobernador
 - Regulador de velocidad
 - Generadores
 - Transformadores de alimentación principal
 - Protecciones del Generador (media tensión)
 - Interruptor de baja tensión
- Confirme que la fábrica ha proporcionado instrucciones escritas de instalación detallados para las principales piezas del equipo, incluyendo las hojas de registro detalladas
- Revise todas las hojas de registro detalladas en relación con una inspección visual de todas las piezas del equipo.

ii.- Revisión Mecánica

- Verificar que las pruebas hidrostáticas se han realizado en todos los sistemas de fluidos a presión.
- Revisión operativa echa un vistazo a las hojas para cada sistema mecánico, incluyendo hojas de calibración para todos los interruptores de nivel, interruptores de flujo, interruptores de presión, etc
- Compruebe la alineación de la unidad
- Revise el ajuste del cojinete
- Compruebe la funcionalidad de los frenos, sistema de enfriamiento, sistema de la unidad de presión de aceite.

iii.- Revisión eléctrica

- Revisión certificado del sistema de tierra, Resistencia de prueba y garantizar una adecuada conexión a tierra.
- Revisión de la protección contra sobretensiones de potencia
- Revise banco de baterías.
- Verifique que todos los bancos de relés son probados y que la configuración es según el diseño

b. Elementos de revisión durante la puesta en marcha de la Unidad

i. Revisión mecánica

- Observar primera rotación mecánica de la unidad
- Observar y revisar los resultados de la temperatura
- Observar y analizar los resultados de las pruebas de rechazo de carga de la unidad
- Observar prueba del índice de turbina, verificar que los resultados son consistentes con el rendimiento determinado
- Verifique la alineación de la unidad y el equilibrio
- Supervisar la vibración excesiva

ii.- Examen eléctrico

- Observar aperturas manuales, paradas y sincronizaciones
- Observar unidad arranques automáticos, paradas y sincronización
- Observar la secuencia de parada de emergencia
- Observar unidad se detiene por la activación de cada uno de los bloqueos

CAPITULO V

5 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL

5.1 APLICACIÓN DE LA NORMA IEEE 492 EN LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAZÁN.

La norma es una guía en base a la experiencia operacional y las prácticas de mantenimiento que se han utilizado con éxito durante años por grandes operadores de equipos hidroeléctricos para la operación, la carga, y el mantenimiento de hidrogeneradores síncronos. La guía de operación y mantenimiento para la central hidroeléctrica Alazán se basa en la aplicación de la norma IEEE 492.

5.1.1 OPERACIÓN

5.1.1.1 Operación cerca de los valores nominales

Todos los generadores construidos de conformidad con la norma ANSI, IEE, IEC, etc.; son capaces de funcionar a kVA nominales, frecuencia y factor de potencia en cualquier tensión de no más de 5% por encima o por debajo de la tensión nominal. Si es necesario, la operación más allá de estos límites, esto debe ser consultado con el fabricante. El funcionamiento a una frecuencia nominal distinta es bastante inusual y cualquier desviación grande (más de 2% de la frecuencia nominal) se debe discutir con

el fabricante. Sin embargo, los voltios por hertzios (tensión por unidad / frecuencia por unidad) deben mantenerse dentro de $\pm 5\%$.

5.1.1.2 Uso de las curvas de capacidad

Una curva típica de capacidad del generador en este caso del generador de la central de Alazán como vimos en el capítulo anterior en la Figura 4.1. Es aplicable para guiar el funcionamiento del generador.

Los generadores suelen funcionar entre el factor de potencia nominal sobreexcitado y el factor de potencia unitario. En este rango el generador puede ser controlado mediante el mantenimiento de los valores prescritos de la tensión entre los bornes terminales y la corriente de línea ya que el calentamiento del devanado del estator limita la carga. Los generadores estándar de c.a operarán satisfactoriamente a la carga nominal kVA, a $\pm 5\%$ de la tensión nominal a temperaturas seguras.

5.1.1.3 Temperaturas del bobinado del estator y campo

Las indicaciones de temperatura del devanado del estator y campo son útiles para proporcionar un registro continuo de la historia de la temperatura de la unidad. Cualquier tendencia a alejarse de funcionamiento de la temperatura pasado es una indicación de un cambio en el estado de la máquina y se debe investigar. Los instrumentos para medir la temperatura están basados en la medición de la resistencia de los devanados y con ello se activan alarmas indicadoras ya sea en dispositivos indicadores como también en el sistema SCADA.

5.1.1.4 Correlación de la sobrecarga con la reducción de la vida útil del aislamiento

La operación en condiciones de sobrecarga, con temperaturas más altas que las especificadas en las normas, puede causar una reducción apreciable de la vida útil del aislamiento.

La temperatura no es el único criterio ya que la vida del sistema de aislamiento también se ve influida por otros factores, tales como la resistencia bajo tensión eléctrica y mecánica, las vibraciones, la exposición a la humedad, productos químicos, etc

Una regla para evaluar los efectos de la operación continua a condiciones de sobrecarga es que la vida útil del aislamiento se reduciría a la mitad por cada 10 ° C en la temperatura por encima del valor normal.

5.1.1.5 Arranque y carga

a. Inicio normal

En el inicio, el par de arranque suficiente se debe aplicar a arrancar la máquina rápidamente para establecer una película de aceite. A partir de entonces, la tasa de aumento de la velocidad hasta la velocidad máxima es una cuestión de interés sólo en lo que respecta a las condiciones de flujo hidráulico y es indiferente con respecto al generador.

b. Puesta en marcha inicial

Para la primera puesta en marcha de la máquina, se debe revisar las conexiones que involucran la sincronización, la correcta rotación de fase y la operación adecuada se debe verificar en la instrumentación de sincronización.

c. Sincronización

Se exigirá exactitud en el acto de la sincronización. Las normas no requieren que los generadores sean diseñados para soportar las corrientes y las fuerzas mecánicas debido a la incorrecta sincronización. En general, la exactitud de sincronización debe ser tal que el ángulo de fase entre el generador y la barra de voltaje no debe ser mayor que 15 ° en el momento de cierre del interruptor de sincronización.

Es preferible que la velocidad del generador y el ángulo de fase de estar por delante de la barra de voltaje en el momento de la sincronización de manera que se establece inmediatamente una cierta carga positiva generadora.

d. Resistencia de aislamiento

Las pruebas son más útiles en la creación de un registro histórico de la resistencia de aislamiento de los bobinados. Por lo tanto las pruebas periódicas realizadas a una temperatura de bobinado fijo son útiles para indicar deterioro progresivo o inusual del aislamiento del generador.

e. Niveles de carga recomendadas

Los hidrogeneradores son capaces de obtener tasas de carga rápidamente y flexibilidad en el ajuste de la carga. Cuando sea necesario para cumplir con las demandas del sistema SNI, el generador se puede cargar a un ritmo muy rápido, limitadas sólo por la acción del gobernador, la turbina hidráulica, y las condiciones hidráulicas.

Debe reconocerse, sin embargo, que tal carga rápida produce variaciones dentro los componentes de la máquina, que afectan en última instancia, la vida de servicio de la máquina. La carga rápida, y, en particular, los cambios rápidos de carga frecuentes, deben reservarse para situaciones de emergencia.

f. Rechazo de carga y fuera de control

Las características de operación del hidrogenerador en condiciones de rechazo de carga y los movimientos inesperados son determinadas por las características hidráulicas de la turbina, la configuración del regulador, y la inercia rotacional de la instalación. Mientras que el generador hidráulico está diseñado para soportar la velocidad de embalamiento de la turbina, se reconoce que el funcionamiento prolongado a esta velocidad es indeseable y debe evitarse. En condiciones ordinarias de rechazo de carga de los generadores, el gobernador actúa para cerrar la inyección de chorro hacia la turbina con la suficiente rapidez para mantener la velocidad nominal.

5.1.1.6 Puesta en marcha después de un extenso mantenimiento o tiempo de inactividad

Después de un extenso período de cierre, es conveniente hacer una inspección minuciosa del equipo de la máquina y asociados antes de comenzar. Las revisiones de mantenimiento preventivo en la operación de equipos auxiliares tales como interruptores, relés de protección, válvulas de control de agua, frenos y otros dispositivos similares serán de ayuda en la devolución del generador para un servicio confiable con prontitud.

5.1.1.7 Protección

Estos dispositivos están dispuestos a dar la alarma para iniciar una parada de emergencia del generador cuando se alcanzan los límites específicos de criterios

operativos. La extensión de la protección deseada para un generador particular depende de factores tales como la importancia de la máquina, la edad, el tipo y clasificación.

a. Protección del devanado de estator

Los dispositivos de protección para el devanado del estator que iniciarán la eliminación del generador del sistema, desenergizaran la excitación, y en algunos casos comienzan la secuencia de desconexión rápida de la turbina hidráulica, y se establece generalmente con las siguientes condiciones:

- a) fallas balanceadas y no balanceadas más allá del interruptor del generador (funcionamiento del relé de seguridad).
- b) fallas equilibradas y desequilibradas incluyendo el interruptor del generador.
- c) la fallas de aislamiento del bobinado.

b. Protección del bobinado de campo

Los dispositivos de protección para el devanado de campo que se pueden utilizar para iniciar la eliminación del generador del sistema o para dar una alarma, sólo se proporcionan generalmente por las siguientes condiciones:

- Un circuito abierto en el devanado de campo (pérdida de relé de campo).
- Los cortocircuitos en el bobinado de campo (vibraciones excesivas o movimiento del rele).
- Aterramiento en el circuito de campo.

5.1.1.8 Condiciones de operaciones inusuales o peligrosas

La operación en las siguientes condiciones anormales requiere la observación cuidadosa del rendimiento de la máquina de modo que pueda ser cancelado inmediatamente, si es necesario, para evitar daños.

a. Carga desequilibrada

Las corrientes del estator no balanceados pueden ser el resultado de una carga desequilibrada, de desiguales tensiones inducidas en el estator, o de una línea de transmisión desequilibrada entre la máquina y su carga. Disposiciones adicionales

indican que la corriente nominal kVA no debe superarse y que la corriente máxima no sea superior a 105% de la corriente nominal en cualquier fase.

b. La operación asincrónica

El funcionamiento de un generador fuera de sincronismo a causa de una parcial o total caída en la excitación de campo, da lugar al más grave desempeño funcional en la unidad. Esta operación produce considerables aumentos de corriente en el estator cuya magnitud puede exceder de los valores asociados con los requisitos de cortocircuito de la máquina y causa graves daños a la bobina.

c. Pérdida de excitación de campo

La pérdida completa de la excitación de un generador, puede llevar a resultados operativos peligrosos como el recalentamiento de su rotor dentro de unos segundos si el equipo no está desconectado del sistema. El grado en que se producirá este calentamiento depende de la carga inicial en el generador y la manera en la que el generador está conectado al sistema. Cuando se pierde la excitación, el generador tiende a un exceso de velocidad y funciona como un generador de inducción. Este exceso de velocidad normalmente se traduce en una reducción de la carga debido a las características de la turbina y el gobernador, y por lo que también conlleva a un aumento de la corriente del estator asociado con bajo voltaje en los terminales del generador, y las altas corrientes del rotor.

d. Funcionamiento con circuito de campo a tierra

Por lo general, el devanado de campo y sus circuitos de excitación son operados como un sistema completamente sin conexión a tierra. La existencia de una sola conexión a tierra en cualquier punto de este sistema puede interferir con la operación normal del generador.

En estas condiciones se aconseja apagar la máquina para identificar el fallo debido a que el suelo puede ser el resultado de la formación de arcos a través de un circuito abierto, o la migración de campo mediante el cobre. La mayoría de las fallas a tierra, se debe a la debilidad en el aislamiento a tierra. Es aconsejable corregir este problema con prontitud, porque si otra tierra se produce en algún momento en el circuito de campo del generador, puede dar lugar a vibraciones suficiente para dañar la máquina

5.1.1.9 Riesgos de operación durante la instalación inicial

Una serie de condiciones debe ser observada cuidadosamente durante la instalación inicial y el período de operación, incluyendo las siguientes.

a. La resistencia al aislamiento

La resistencia dieléctrica de aislamiento se debe comprobar, en particular para la humedad. Un alto potencial de prueba o pruebas de aceptación se realizan generalmente antes de colocar la máquina en funcionamiento.

b. Equilibrio del rotor

El desequilibrio del rotor debe ser medido y corregido, si es necesario, mediante la adición de pesos de equilibrado apropiadas.

c. Vibración

La vibración de la máquina debe observarse para asegurarse de que está dentro de los límites normales.

d. Temperaturas

Se deben observar las temperaturas de la máquina, incluyendo del devanado del estator, bobinado del rotor, y cojinetes que llevan aceite lubricante. Si alguno está fuera de los límites normales se deben comprobar, cosas tales como la operación más reciente, pasajes de ventilación obstruidos, y el funcionamiento del sistema de lubricación de aceite.

e. Desequilibrio de corrientes

Corrientes de fase partida deben ser controlados, en su caso.

5.1.2 MANTENIMIENTO

5.1.2.1 Objetivos del Mantenimiento

Las actividades de mantenimiento a intervalos de tiempo predeterminados son necesarios para asegurar lo siguiente:

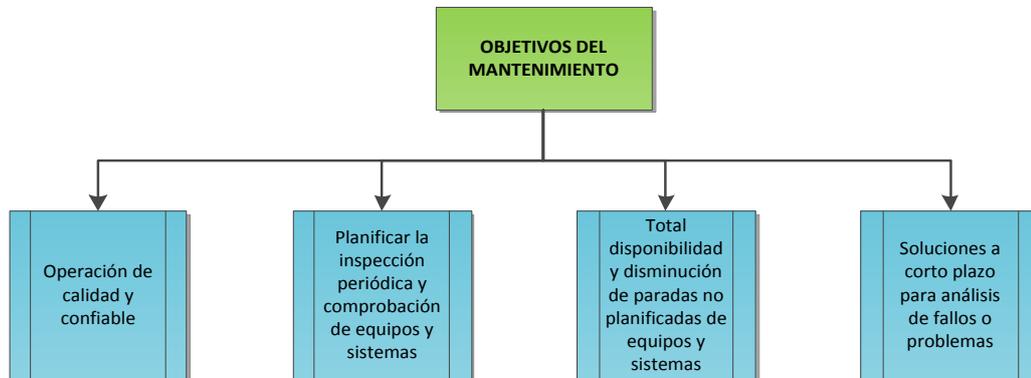


Fig.5.1 Objetivos del mantenimiento. (Elaboración propia)

5.1.2.2 Aspectos para en el Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica

Antes de realizar cualquier programa o sistema de mantenimiento se debe analizar anticipadamente la gestión administrativa y financiera que se lleva a cabo en cualquier empresa para tener un adecuado manejo de los recursos con que cuenta la empresa para emprender una guía de mantenimiento es por ello que se debe manejar los siguientes aspectos:

- **Gestión de infraestructura de la empresa:** en esta ocupa de manejar eficientemente los recursos: materiales, equipos, humanos y logísticos que posee la central en toda su infraestructura.
- **Optimizar costos de inversión para operación:** una de las formas más adecuadas de llevar a cabo esto es mediante el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), el cual optimiza la actividad de Mantenimiento de un activo de la empresa.
- **Optimizar los costos de mantenimiento:** de las centrales ya que el costo mantenimiento debe estar por debajo del 2% de los costos totales de inversión que tiene una empresa en común.

- **Resguardar la disponibilidad de los activos:** mediante la gestión de mantenimiento a cada una de las máquinas y los repuestos necesarios disponibles en STOCK se puede, mantener a la central en funcionamiento sin tener que parar cuando se produzcan inconvenientes.

Es común encontrar tres tipos de mantenimiento dentro de las centrales hidroeléctricas y estas son:



Fig.5.2 Tipos de mantenimiento para una central hidroeléctrica. (Elaboración propia)

5.1.2.3 Mantenimiento preventivo de la turbina y los equipos auxiliares

Con el fin alcanzar los de objetivos de mantenimiento, este se lo debe realizar cada año para cada una de las maquinas. Normalmente, la periodicidad y el procedimiento para el mantenimiento son recomendados por el fabricante del equipo. Sin embargo, la experiencia de los operadores de las centrales eléctricas hidroeléctricas ha demostrado que el mantenimiento se requiere de acuerdo a las siguientes pautas.

a. Mantenimiento de rutina

Normalmente podría haber controles diarios, semanales, mensuales y trimestrales, y se lo hacen mediante programas de mantenimiento. Estas revisiones son necesarios para el control de cualquier cambio en las distancias instaladas, características de comisionamiento, etc.; y que afecta directamente con el rendimiento de los equipos. La rectificación y ajuste de ser necesario deben llevarse a cabo con el fin de detener el deterioro de los equipos.

i.- Mantenimiento diario

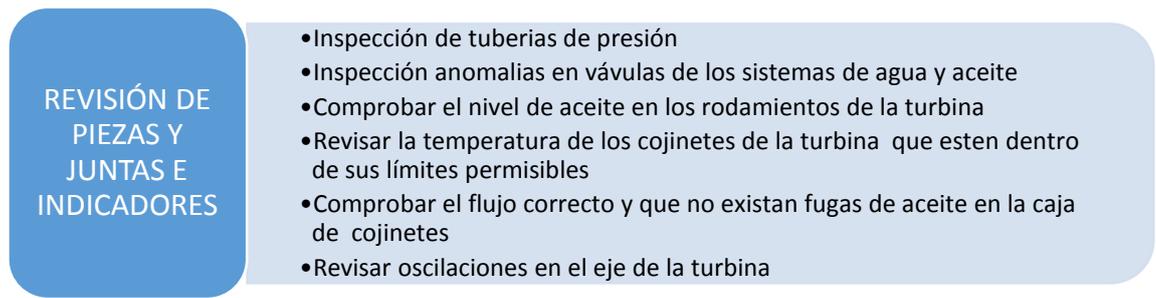


Fig.5.3 Inspección de mantenimiento diario. (Elaboración propia)

ii.- Mantenimiento semanal:

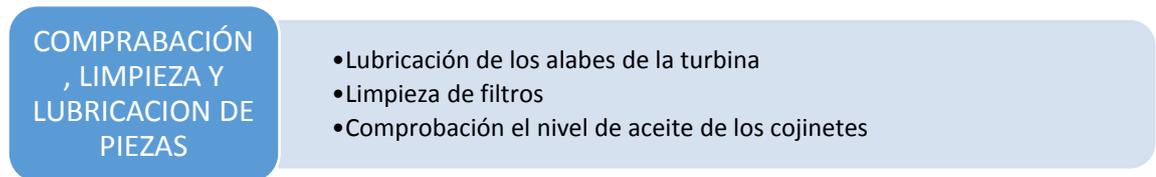


Fig.5.4 Inspección de mantenimiento semanal. (Elaboración propia)

iii.- Mantenimiento mensual

Todos los controles contemplados en el marco del mantenimiento semanal también se llevan a cabo como parte del chequeo mensual. Además en estos controles, se presta más atención y si es necesario se realizan paradas cortas para la rectificación o sustitución de alguno de los elementos de un sistema.

iv.- Mantenimiento preventivo anual de turbinas hidráulicas

Después de cada cinco años, es necesario inspeccionar la máquina más crítica para detectar anomalías como defectos de fatiga o desgaste excesivo de algunas partes o cualquier cambio en los parámetros originales. Este ejercicio se vuelve muy esencial en los casos en que el nivel de rendimiento de la maquina ha disminuido de manera acelerada a lo largo de los 5 años.

5.1.2.4 Requisitos de mantenimiento eficaz

Además de la planificación de mantenimiento y aplicación de un programa adecuado los siguientes elementos también requieren la atención de lo contrario puede ser difícil mantener a los horarios en la práctica:

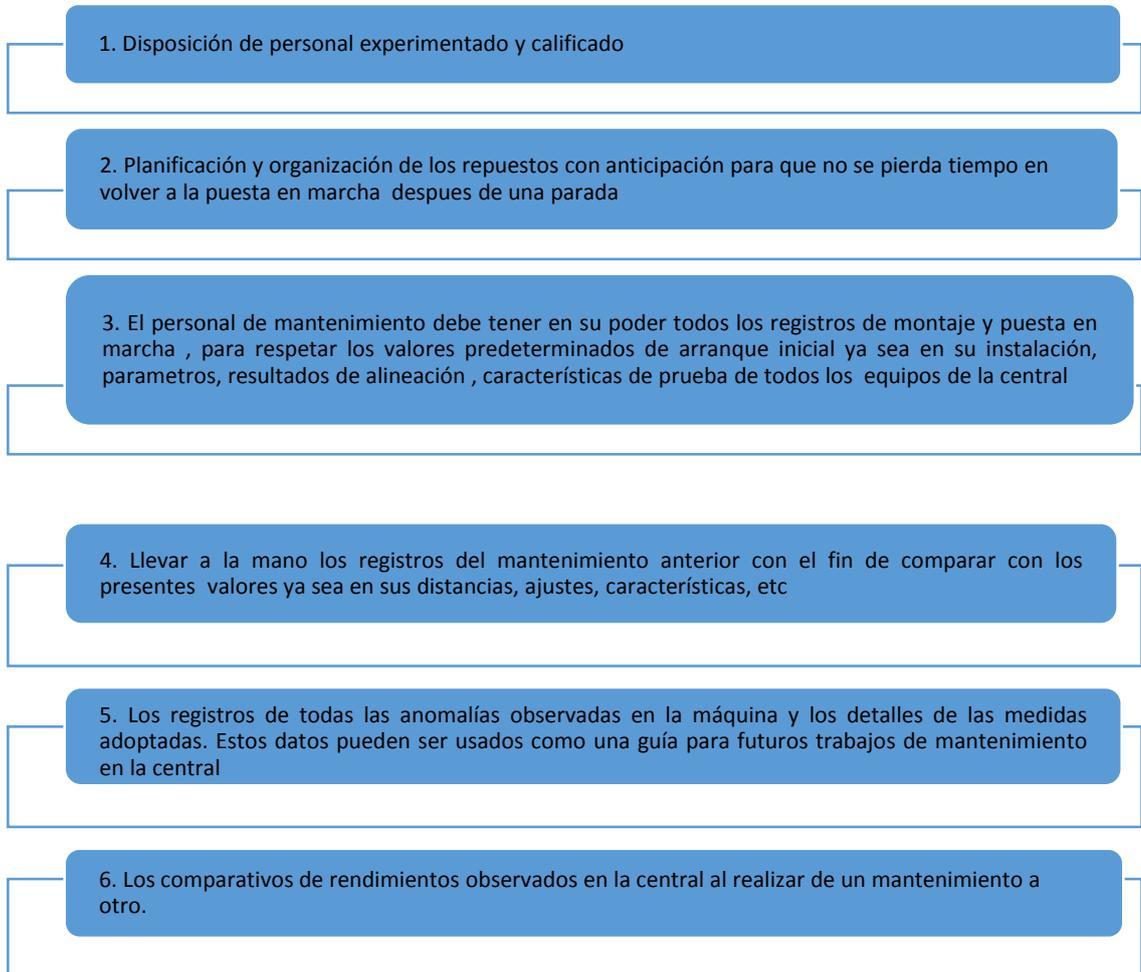


Fig.5.5 Requisitos para un mantenimiento eficaz. (Elaboración propia)

5.2 REQUERIMIENTOS DEL CENACE PARA LA PUESTA EN OPERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAZÁN

5.2.1 REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN TÉCNICA

Para la incorporación y operación de la nueva central hidroeléctrica se establece información técnica por parte del CENACE para la regulación y aceptación de la central. Se describen a continuación los requisitos técnicos en base a las regulaciones, normas y procedimientos de la CENACE establecidos en las referencias [35] y [36].

Cuando se encuentre finalizada la etapa de construcción de la central se solicitará al CENACE la realización de pruebas adjuntando un programa con tiempos de duración de las mismas.

Se entregará la una Memoria Técnica Comparativa de la central construida para su operación con respecto a cómo fue aprobada para la construcción, analizando las variantes del proyecto a fin de establecer su aceptación.

La información técnica que debe ser entregada para la aceptación del ingreso a operación de la nueva central hidroeléctrica se describe a continuación:

INFORMACIÓN TÉCNICA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN
a. Parámetros generales por central.
Nombre de la Central
Fecha de declaración de los parámetros
No. de Unidades
Consumo de Servicios Auxiliares (%).
Restricciones asociadas a la operación de la central
Restricciones físicas u operativas de la unidad
b. Datos por unidad de generación.
Potencia Nominal (MW).
Potencia Mínima (MW).
Potencia Efectiva (MW).
Potencia Mínima de Emergencia (MW)/Tiempo Máximo de Permanencia (minutos).
Potencia Máxima de Emergencia (MW)/Tiempo Máximo de Permanencia (minutos).
Potencia Máxima de Pico (MW)/Tiempo Máximo de Permanencia (minutos).
Voltaje Nominal.
Factor de potencia en p.u.
Velocidad de Toma de Carga Normal / Emergencia (MW/min).
Velocidad de Descarga Normal / Emergencia (MW/min).
Máxima Generación de Potencia Reactiva (MVAR).
Máxima Absorción de Potencia Reactiva (MVAR).
Curva de Capabilidad
Tiempo Mínimo de Operación (h) (minimum up time).
Tiempo Máximo Fuera de Operación para considerar arranque frío / tibio / caliente para las unidades de Vapor.
Tiempo Mínimo de Parada (h) (minimum down time).
Tiempo Máximo de Operación (h).
Tiempo Mínimo con Carga Estable en el mismo sentido (h).

Tiempo Mínimo con Carga estable en sentido contrario (h).
Tiempo de Arranque en frío / tibio / caliente (h).
Tasa de Indisponibilidad Forzada Estimada (%).
Estatismo de la unidad (%).
Número de arranques permitidos en un día.
Capacidad de Arranque en Negro.
Velocidad sincrónica.
Reactancias de la máquina (ohm).
Diagramas de bloques y parámetros de los modelos de los siguientes sistemas de control automático: RAT, UEL, PSS, RAV
Características de regulación de frecuencia (bandas muertas, tiempos de establecimiento y limitadores de carga):
Ajuste y temporización de la protección de alta frecuencia
Ajuste y temporización de la protección de baja frecuencia
Ajuste y temporización de la protección de alto voltaje
Ajuste y temporización de la protección de bajo voltaje
Ajuste y temporización de la protección Voltios / Hertz
c. Centrales hidráulicas:
Caudal turbinado mínimo y máximo
Defluencia total mínima y máxima
Estadística de caudales afluentes históricos a la central (en lo posible horarios)
Factor (es) de producción de la central

Tabla 5.1 Información técnica de la unidad de generación. [35]

5.2.2 REQUERIMIENTO DE PARÁMETROS OPERACIONALES

La central hidroeléctrica debe cumplir con las características técnicas permitidas para la operación, las cuales son:

- El Estatismo de la máquina debe estar del 4 al 6%, luego de cada mantenimiento semestral o anual, la prueba se realiza llevando a la máquina a su máxima potencia y verificando la respuesta del regulador de velocidad. Según los resultados obtenidos en la prueba se calibra el estatismo al que mejor responda la máquina, siempre respetando los límites que impone el CENACE.
- Control de voltaje: Se revisa que el regulador de voltaje esté en valores de +- 5% del voltaje nominal (6.6-69 KV). Para esto se efectúan medición de corrientes en el banco de tiristores y se realiza calibraciones a los mismos.

- Estudio de vibraciones de las unidades, lo realiza personal de mantenimiento mecánico, mediante el balanceo del rotor realizando la prueba “run-out”, en donde se gira la máquina a una baja velocidad lo que permite balancear el rotor mediante un sistema de colocación de pesas en puntos específicos.

El CENACE exige que la unidad de generación este en capacidad de realizar:

- Regulación primaria de frecuencia con un 2% con respecto de su potencia nominal declarada. En el caso de la Central Alazán es 6.6 MW.
- Capacidad de entregar reactivos hasta el 95% del límite de potencia reactiva (inductiva o capacitiva), en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de las máquinas y de acuerdo a la curva de capacidad del generador.
- En forma temporal, cuando así lo solicite el CENACE, entregar el 100% de la capacidad de generación de reactivos, establecidas en las curvas P-Q de sus unidades, en períodos de hasta 30 minutos, con intervalos que permitan mantener las temperaturas normales de operación del generador.
- Mantener el voltaje en barras en los niveles que le solicite el CENACE.
- Efectuar los ajustes en los taps de los transformadores de servicios auxiliares para poder operar dentro de su curva de capacidad.
- Enviar al CENACE la Curva P-Q o Curva de Capacidad actualizada, con indicación de las zonas seguras de operación en estado estable, de cada una de sus unidades.
- Informar si sus generadores pueden operar como compensadores síncronos; y, en caso contrario, la potencia activa mínima (kW) con la que pueden operar en forma continua, con la finalidad exclusiva de suministrar reactivos al sistema incluyendo en la información los costos variables de producción correspondientes a este tipo de operación.
- El CENACE dispondrá a un generador la modificación de su potencia reactiva, de tal manera que en condiciones de operación normal no supere en ± 2 kV el voltaje de la barra de alto voltaje del generador.

5.2.3 REQUERIMIENTO DE PRUEBAS PARA LA OPERACIÓN

Las pruebas a realizar para la verificación del comportamiento de la unidad de generación para la operación en base a la referencia [34] son:

- Verificación de parámetros de control de regulación de voltaje.
- Verificación de parámetros de control de regulación de velocidad.
- Verificación de la curva de potencia, de las zonas seguras de la curva de capacidad.
- Pruebas de estatismo.
- Pruebas de arranque rápido.
- Tiempo de sincronización.
- Pruebas de rapidez de toma de carga.
- Pruebas de rechazo de carga.
- Pruebas de restablecimiento.
- Pruebas de eficiencia

5.2.3.1 Prueba de potencia reactiva.

Esta prueba se solicita para la operación de la nueva central y así como también puede ser solicitada en cualquier momento durante su operación para certificar la capacidad de generación o absorción de potencia reactiva.

La prueba dura 60 minutos, en el cual el voltaje es sostenido por el generador mediante el sistema de excitación con el objeto de generar la capacidad de generación o absorción de potencia reactiva declarada aceptada con un margen de tolerancia del \pm 1%.

5.2.3.2 Prueba del estatismo.

Se realiza de manera rutinaria para verificar la respuesta de la regulación primaria ante cambios de frecuencia en el SNI.

El funcionamiento de la máquina es registrado en sitio, mediante señales de voltaje y corriente en los terminales del estator de la unidad. A falta de medición en los terminales del estator de la máquina, pueden utilizarse las señales de alta tensión del transformador elevador del generador. El generador pasa la prueba si la respuesta

primaria o secundaria a cambios de frecuencia en el SNI medida en MW/Hz, está dentro de un $\pm 1\%$ de tolerancia del valor especificado.

5.2.3.3 Prueba del arranque rápido.

Es utilizada para asegurar que los parámetros referentes a tiempos de arranque, sincronización y toma de carga sean las especificadas por parte de HIDROAZOGUES.

La prueba es aceptada si el tiempo de sincronización y toma de carga cumple con los parámetros declarados ante el CENACE con una tolerancia positiva del 5%.

5.2.3.4 Prueba de restablecimiento.

- a. El generador en referencia debe estar sincronizado y suministrando energía al SNI.
- b. Todas las máquinas diésel u otras máquinas asociadas al proceso de restablecimiento deben estar desenergizadas. Los servicios auxiliares de estas máquinas también deben estar desenergizados.
- c. Se procede a bajar la generación de la unidad o planta en prueba hasta que esté completamente descargada y desconectada del SNI. También se desconectan todos los suministros de corriente alterna y servicios auxiliares de la unidad o planta en prueba.
- d. Se arranca la máquina diésel o aquella que esté designada para iniciar el restablecimiento. Se energizan los servicios auxiliares de la unidad en prueba y se arranca hasta alcanzar la velocidad sincrónica.
- f. Se sincroniza la unidad al SNI pero se deja girando en vacío durante un lapso de cinco minutos y se procede a restablecer la generación que indique el programa de despacho a menos que el CENACE de la orden de tomar carga. El generador incumple la prueba de restablecimiento si la unidad no está sincronizada al sistema en el tiempo declarado al CENACE, con una tolerancia positiva del 10%.

5.2.3.5 Prueba de disponibilidad.

El CENACE puede solicitar en cualquier momento a las empresas generadoras que están incluidos en el programa de Despacho Económico, que certifique la

disponibilidad, si la unidad está siendo despachada por debajo de la disponibilidad declarada

La prueba de disponibilidad se hace como se describe a continuación:

- a. En el tiempo de toma de carga declarado por la empresa generadora contado a partir de la orden de iniciación de la prueba, el generador debe estar entregando a la red la potencia disponible declarada.
- b. Transcurrido el tiempo de toma de carga, se toma la lectura de contadores, dando así inicio a la prueba, la cual tiene una duración de 180 minutos.
- c. Al finalizar los 180 minutos se toma nuevamente la lectura de contadores y se contabiliza la energía generada, se toma como potencia disponible la energía promedio generada durante los 180 minutos.

El generador incumple la prueba de disponibilidad si la unidad tiene una potencia disponible inferior en un 1% a la disponibilidad declarada.

5.2.3.6 Prueba de los parámetros para la planificación operativa.

El CENACE en cualquier momento puede solicitar a cualquier empresa generadora que certifique los parámetros utilizados en la Planificación Operativa con el fin de demostrar que cumple con los declarados. La prueba se realiza con el objeto de verificar todos los parámetros que la empresa generadora declara.

Los parámetros y variables a verificar son los declarados para el día en que la prueba sea realizada y deben ser grabados en un registrador con la presencia de un representante de la empresa auditora y otro de la empresa generadora. La duración de la prueba debe ser consistente y suficiente con los parámetros que se estén

CENACE la confiabilidad de los registros y la precisión de los equipos de medición.

El éxito de la prueba depende del parámetro que se esté verificando, como:

- a. Tiempo de Sincronización al SNI: La prueba es satisfactoria si el tiempo de sincronización es igual al registrado con una tolerancia positiva del 5%.

b. Rapidez de toma de Carga: La prueba es exitosa si la unidad sube de 0 MW a la capacidad efectiva en el tiempo especificado al

CENACE con tolerancia positiva del 5%.

c. Capacidad Efectiva: El procedimiento para esta prueba es igual al de disponibilidad y se efectúa siempre y cuando esta se haya declarado igual a la capacidad efectiva. La empresa generadora cumple con la capacidad declarada si esta es igual a la declarada con una tolerancia del 1%.

d. Rapidez de Rechazo de Carga: La prueba es exitosa si la unidad baja de la capacidad efectiva a 0 MW en el tiempo especificado al CENACE con tolerancia del 5%.

5.2.3.7 Prueba de eficiencia de unidades hidráulicas.

La prueba de eficiencia se hace a factor de potencia nominal, como se describe a continuación:

a. El generador toma carga para ajustarse en la generación mínima técnica declarada. Para cada nivel de carga se deja operando el generador durante sesenta (60) minutos. La generación debe ajustarse a factor de potencia nominal.

b. Se toma la lectura de medidores de entrada de flujo de agua, cabeza total y potencia activa y reactiva entregada a la red en el minuto cero (0) y sucesivamente cada quince (15) minutos hasta el minuto sesenta (60).

c. Al finalizar los 60 minutos se toma el promedio de las cinco lecturas la cual será la información básica para calcular la eficiencia de la unidad en este nivel de carga.

d. Se hará el mismo procedimiento en a), b) y c) para cuatro niveles de carga igualmente espaciadas entre la generación mínima técnica y la capacidad nominal declarada.

e. El generador incumple la prueba de eficiencia si la unidad tiene una eficiencia promedio inferior en un 1% a la eficiencia declarada.

5.3 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL PARA LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL ALAZAN

Los profesionales, dentro de sus áreas y especialidades, actuarán de acuerdo con el cronograma de asignación de personal y con la Organización General del Proyecto, establecida por parte de HidroAzogues.

5.3.1 ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL

Para la operación y mantenimiento de la central de Alazán se contará personal debidamente organizado y especializado por parte de CELEP EP HidroAzogues, y para ello se dividirá en distintas áreas para el mantenimiento tanto para lo eléctrico, mecánico y civil.

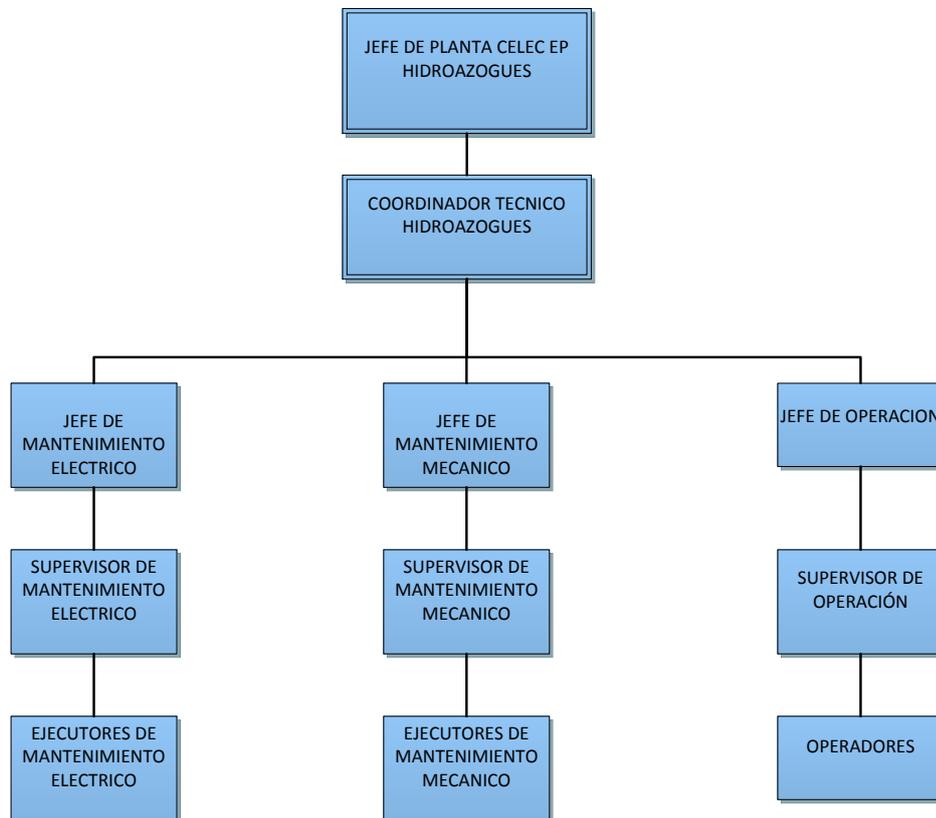


Fig.5.6 Estructura Organizacional de la Central Hidroeléctrica Alazán. (Elaboración propia)

5.3.2 ASPECTOS QUE NO DEBEN PRESENTARSE DENTRO DE LA ORGANIZACIÓN

De las experiencias organizacionales de centrales como la de Mazar o Hidropaute por ejemplo se puede sacar las siguientes conclusiones:

- Cuando no se tiene bien definido el ámbito funcional y estructural, se llegan a descoordinar las funciones y actividades a realizarse tanto diarias como eventuales, por lo tanto se deban omisiones, repeticiones y cambios arbitrarios en las mismas.
- Falta de creación de nuevas dependencias y sub-dependencias, lo que satura de trabajo algunas unidades que se ocupan de varias responsabilidades y funciones.
- Personas sobrecargadas de funciones, es decir una sola persona ocupa varios cargos a la vez, los cuales tienen bastantes funciones y responsabilidades, ocasionando que no se ejecuten eficientemente todas las funciones de cada cargo.
- Se ha venido obedeciendo a una estructura organizacional que no corresponde a lo que realmente se realiza, es decir la estructura no es la adecuada.

5.4 CRITERIOS DE REQUERIMIENTOS DE PERSONAL Y PERFILES PROFESIONALES PARA LA OPERACIÓN Y EL MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL

5.4.1 REQUERIMIENTO DE PERSONAL

Este es un aspecto muy importante y a la vez critico dentro de la gestión de recurso humanos de una empresa. Se debe analizar aspectos relevantes como: el tipo de organización laboral, las capacitaciones y adiestramientos al personal, ambiente de trabajo y demás factores humanos que implican un eficiente desempeño laboral.

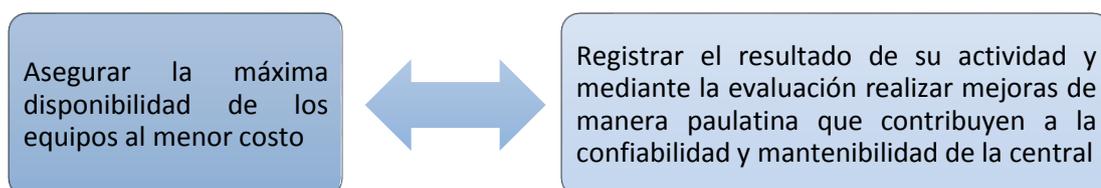


Fig.5.7 Aspectos importantes que un personal eficiente. (Elaboración propia)

5.4.2 CAPACITACION Y ENTRENAMIENTO DEL PERSONAL

La capacitación que comprende una formación y adiestramiento del personal se llevara a cabo luego de la contratación cumpliendo con los perfiles profesionales que se requiere y que se detallaran más adelante, mejorando así la eficiencia del servicio de cada uno de los empleados debido a la evolución de las tecnologías, técnicas avanzadas de análisis y diagnóstico y el poco conocimiento de las tareas específicas del nuevo personal contratado.

5.4.2.1 Fases del Entrenamiento y Capacitación

Deben desarrollarse basados en las siguientes fases:

- a. Reconocimiento operativo del proyecto.
- b. Elaboración de memorias y capacitación.
- c. Instrucción formal y capacitaciones.
- d. Contacto con los sistemas y equipos.
- e. Evaluaciones

a. Reconocimiento operativo del proyecto

Se recomienda vincular por lo menos dos ingenieros en las áreas operativas del proyecto, para presenciar las labores desde el montaje de los primeros equipos en la casa de máquinas y la captación como son: puente grúa, distribuidores, drenajes, etc.; para esto los ingenieros deben contar con experiencia en centrales de generación. Durante todas las labores del proyecto, los ingenieros deberán reconocer cada una de las máquinas y equipos a lo largo de todas las fases del proyecto ya programadas en el cronograma de actividades previamente establecido.

Además este grupo de trabajo tiene la posibilidad de informar alguna no conformidad encontrada en el proceso de comisionamiento, y de este modo ir recopilando la información técnica actualizada de ser posible en una base de datos, de modo que sirva para el mejor manejo de documentos en la posterior operación y mantenimiento de la central.

b. Elaboración de memorias y capacitación

Durante el comisionamiento, paralelamente los ingenieros contratados elaboran las memorias de descripción funcional y patrones de mantenimiento, *“ajustadas a las recomendaciones y exigencias de los fabricantes de los equipos, buscando con estas monografías, que el personal operativo tenga acceso a la información de una forma rápida y objetiva, permitiéndole, de esta forma, la seguridad y rapidez necesaria para una adecuada operación de los equipos.”*⁵

Estas memorias además deben estar correctamente referenciadas con los respectivos catálogos, planos, instructivos de montaje y operación, que ayudan de alguna manera a comprender mejor toda esta documentación técnica.

c. Instrucción formal y capacitaciones

Dentro de las cláusulas contractuales entre las dos partes (CELEC EP HidroAzogues y CNNEC) consta como obligación específica de la contratista a entrenar y capacitar al personal de operación y mantenimiento por parte de la contratante. Para lo cual es oportuno que se capacite poco antes o durante el montaje y puesta en servicio de la central, pudiendo asistir a ella todos los ingenieros designados para O&M, personal de montaje y delegación de comisionamiento.

Las capacitaciones dictadas dentro del sitio de obra será de gran énfasis para el mejor conocimiento funcional de los sistemas así como las posibles fallas en los equipos más vulnerables, pidiendo a los representantes de los fabricantes mayor explicación acerca de los parámetros necesarios para las reparaciones, sustituciones, armado, desarmado, etc.

Es necesario que los ingenieros estudien a conciencia el sistema de control de la central para posteriormente elaborar los manuales de O&M con lo aprendido en las capacitaciones y con las memorias técnicas, de una manera precisa y detallada de cada uno de los equipos y sistemas.

⁵ VELÁSQUEZ, J. (2007). “Comisionamiento de Equipos de Control, Medida e Instrumentación en una Central Hidroeléctrica”. Medellín.

Los temas sugeridos para la capacitación pueden ser los siguientes de acuerdo a ⁵:

- Descripción de los equipos y sistemas con sus características garantizadas.
- Procedimientos de arranque y paro, operaciones normales y en emergencia, estrategias y operaciones con control manual y automático.
- Requerimientos y cronogramas de mantenimiento preventivos.
- Procedimientos de seguridad y salud ocupacional, posibilidades de enfermedades y daños ocasionados por el mal uso de equipos y sistemas.
- Uso de herramientas especiales e inventario de repuestos para facilitar los recambios.
- Procedimientos de emergencia.
- Daños más comunes, causas e instrucciones a seguir para cualquier desarmado, armado, seteo de parámetros, cambios de software, etc.
- Manejo de los manuales, planos e información suministrada por los fabricantes y diseñadores: convenciones, mnemotécnica, enlaces con otros documentos ó planos.
- Documentos y reportes del comisionamiento.

d. Contacto con los sistemas y equipos

Los ingenieros encargados para la operación deben estar presentes de manera regular en las actividades de montaje y pruebas a los distintos equipos, de tal forma que, no se obstaculice ni realice actividades a los que no están permitidos ya que pudieran ocasionar daños a las personas y equipos. Mediante este contacto los ingenieros tendrán la oportunidad de ubicar espacialmente cada una de las partes constitutivas de los sistemas y conocer las instrucciones precisas para las pruebas en los equipos.

e. Evaluaciones

Luego de haber culminado las capacitaciones y adiestramientos se deberá evaluar con el fin de medir el grado de conocimientos adquiridos, estas pueden ser orales o escritas.

Estas evaluaciones se deberán realizar en dos fases:

⁵ VELÁSQUEZ, J. (2007). “Comisionamiento de Equipos de Control, Medida e Instrumentación en una Central Hidroeléctrica”. Medellín.

i.- Fase conceptual

De una manera que el operador conozca los manuales constructivos y funcionales así como las secuencias de arranque y parada de los sistemas en la central. Es también importante que el grupo de operación tenga una formación administrativa que incluya manejo de personal, mejoramiento de competencias, presentación administrativa, etc.

ii.- Fase operativa

Al entrar en operación comercial, solo el personal autorizado podrá manipular los equipos y sistemas, y con ello adquirir confianza en el manejo además poder realizar simulaciones permitiendo a los operadores encontrar posibles fallas que puedan presentar problema en el futuro

5.4.3 PERFILES PROFESIONALES

Los perfiles profesionales presentados a continuación están basados en el proceso de requerimiento de personal que la central Mazar realizó para contratar al personal para la operación y mantenimiento de la misma.

Nombre de la Empresa: **“UNIDAD DE NEGOCIOS HIDROAZOGUES”**

Departamento: **TÉCNICO**

Título del Cargo: **SUPERVISOR MANTENIMIENTO ELÉCTRICO**

Nombre del Ocupante:

Cargo del Jefe Inmediato: **JEFE DE MANTENIMIENTO ELÉCTRICO**

Número de personas que ocupan el puesto (**1**)

Numero de subordinados (**3**)

DESCRIPCIÓN DEL CARGO

Este profesional es el responsable de supervisar el mantenimiento en el área eléctrica, tomando en cuenta los programas planificados, especificaciones técnicas y las normativas vigentes.

FUNCIONES

- 1) Verificar que los materiales y equipos estén dentro de los rangos de funcionamiento para las que fueron diseñados.
- 2) Seguimiento del trabajo de mantenimiento según el programa que les presenten.
- 3) Sugerencia técnica y consejera técnica.
- 4) Control de calidad tanto a los materiales como en los trabajos realizados.
- 5) Ver que todos los trabajos se ajusten con la seguridad, protección y medio ambiente.
- 6) Ver que las tareas de mantenimiento se ajusten a los horarios establecidos para cada una de ellas.
- 7) Presentar informes semanales, mensuales, anuales.
- 8) Verificar el cumplimiento de las ordenes de trabajo de mantenimiento, y aseguramiento de la calidad
- 9) Coordinar con jefe departamental sobre la organización de tareas.
- 10) Archivar los informes con su debido respaldo.

PERFIL REQUERIDO PARA EL CARGO

1. **Educación:** Debe tener preparación académica y título universitario en Ingeniería Eléctrica. Postgrados en Gestión de mantenimiento y desarrollo de proyectos eléctricos.
2. **Capacitación:** Manejo de programas de mantenimiento, Postgrado en su campo de especialidad, Elaboración de Informes, Manejo de sistemas informáticos como: PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO, PROJECT MANAJER, AUTOCAD, EXCEL, WORD.
3. **Fortalezas personales:** Adaptación para el trabajo en equipo, toma de decisiones, capacidad de relación social entre compañeros de trabajo, análisis, síntesis, iniciativa, metódico, ético, minucioso, creativo, honesto, confiable, y sociable.

RELACIONES LABORALES

1. **Relaciones internas:** Con departamentos central de Generación, de Seguridad industrial y Salud ocupacional, etc.
2. **Relaciones externas:** Proveedores

Nombre de la Empresa: **“UNIDAD DE NEGOCIOS HIDROAZOGUES”**

Departamento: **TÉCNICO**

Título del Puesto: **EJECUTOR MANTENIMIENTO ELÉCTRICO**

Nombre del Ocupante:

Cargo del Jefe Inmediato: **SUPERVISOR MANTENIMIENTO ELÉCTRICO**

Número de personas que ocupan el puesto (**3**)

Numero de subordinados (**0**)

DESCRIPCIÓN DEL CARGO

Este profesional es el responsable de ejecutar el mantenimiento en el área eléctrica, tomando en cuenta los programas planificados, especificaciones técnicas y las normativas vigentes.

FUNCIONES

- 1) Hacer los chequeos respectivos para labores de mantenimiento preventivo, correctivo, o predictivo.
- 2) Verificar materiales para reparación estén en STOCK
- 3) Ejecutar las labores de mantenimiento según el programa que les presente.
- 4) Cumplir con las ordenes de trabajo establecidas para cada semana y con respectivo horario
- 5) Llenar protocolos de mantenimiento y presentar informes.
- 6) Verificar el cumplimiento de las ordenes de trabajo de mantenimiento, y aseguramiento de la calidad
- 7) Coordinar con el supervisor de mantenimiento sobre la organización de tareas.

PERFIL REQUERIDO PARA EL CARGO

1. **Educación:** Debe tener preparación académica y título técnico superior.
2. **Experiencia:** mínimo 2 años en labores de mantenimiento para centrales hidroeléctricas así como también en Manejo de programas de mantenimiento eléctrico.
3. **Fortalezas personales:** Adaptación para el trabajo en equipo, toma de decisiones, capacidad de relación social entre compañeros de trabajo, iniciativa, metódico, ético, minucioso, creativo, honesto, honorable, confiable, y sociable.

RELACIONES LABORALES

1. **Relaciones internas:** Con departamentos central de Generación, de Seguridad industrial y Salud ocupacional, etc.
2. **Relaciones externas:** Proveedores

Nombre de la Empresa: **“UNIDAD DE NEGOCIOS HIDROAZOGUES”**

Departamento: **TÉCNICO**

Título del Puesto: **SUPERVISOR DE OPERACIÓN**

Nombre del Ocupante:

Cargo del Jefe Inmediato: **JEFE DE OPERACIÓN**

Número de personas que ocupan el puesto (**1**)

Numero de subordinados (**3**)

DESCRIPCIÓN DEL CARGO

Este profesional es el responsable de supervisar la operación mediante el manual operativo en base a normas y bitácoras operacionales elaboradas para la central.

FUNCIONES

- 1) Verificar el estado de funcionamiento de los equipos e instrumentos de la central en base al manual de operación.
- 2) Supervisar parámetros del sistema SCADA
- 3) Elaborar informes diarios, semanales, y mensuales de operación de la central
- 4) Coordinar con el jefe inmediato para la programación de actividades de operación.
- 5) Llevar a cabo reuniones con el personal de operación, al fin de llevar a cabo un mejor desempeño de las funciones.

PERFIL REQUERIDO PARA EL CARGO

1. **Educación:** Debe tener preparación académica y título universitario en Ingeniería Eléctrica. Postgrados en Gestión de Operación de centrales eléctricas y desarrollo de proyectos eléctricos.
2. **Capacitación:** Manejo de sistemas SCADA, Manejo de bitácoras operacionales, Postgrado en su campo de especialidad, Elaboración de Informes, Manejo de sistemas informáticos como: LABVIEW, PROJECT MANAJER,, EXCEL, WORD, etc.
3. **Fortalezas personales:** Adaptación para el trabajo en equipo, toma de decisiones, capacidad de relación social entre compañeros de trabajo y facilidad de palabra, análisis, síntesis, iniciativa, metódico, ético, minucioso, creativo, honesto, honorable, confiable, y sociable.

RELACIONES LABORALES

1. **Relaciones internas:** Con departamentos central de Generación, de Seguridad industrial y Salud ocupacional, etc.
2. **Relaciones externas:** Auditorias por parte del CENACE

Nombre de la Empresa: **“UNIDAD DE NEGOCIOS HIDROAZOGUES”**

Departamento: **TÉCNICO**

Título del Puesto: **OPERADOR**

Nombre del Ocupante:

Cargo del Jefe Inmediato: **SUPERVISOR DE OPERACIÓN**

Número de personas que ocupan el puesto (**1**)

Numero de subordinados (**3**)

DESCRIPCIÓN DEL CARGO

Este profesional es el responsable de realizar las labores operativas apegadas al manual operativo en base a normas y bitácoras operacionales elaboradas para la central.

FUNCIONES

- 1) Medir parámetros de funcionamiento de los equipos e instrumentos de la central en base al manual de operación.
- 2) Realizar maniobras de operación de acuerdo a lo especificado en el manual
- 3) Llenar protocolos de operación y realizar informes.
- 4) Coordinar con el jefe inmediato para la programación de actividades de operación.

PERFIL REQUERIDO PARA EL CARGO

1. **Educación:** Debe tener preparación académica y título técnico superior.
2. **Experiencia:** mínimo 2 años en manejo de equipos y sistemas en centrales de generación eléctrica.
3. **Fortalezas personales:** Adaptación para el trabajo en equipo, toma de decisiones, capacidad de relación social entre compañeros de trabajo y facilidad de palabra, análisis, síntesis, iniciativa, metódico, ético, minucioso, creativo, honesto, honorable, confiable, y sociable.

RELACIONES LABORALES

1. **Relaciones internas:** Con departamentos central de Generación, de Seguridad industrial y Salud ocupacional, etc.
2. **Relaciones externas:** Auditorias por parte del CENACE

5.5 BITÁCORA OPERACIONAL REFERENTE A LA INFORMACIÓN TÉCNICA QUE SE DEBE ENTREGAR A LA CENACE

La bitácora es un documento de registro realizado por el departamento de operación en donde se registra el comportamiento de la unidad de generación, niveles de caudales turbinados, energía producida, etc.; con el objetivo de tener una base de datos de los sucesos diarios para optimizar los procesos de control dirección y supervisión de la central hidroeléctrica.

5.5.1 BITACORAL INTERNA

La bitácora interna se realiza para uso propio de los ingenieros en operación para la toma de decisiones y gestión de datos. Básicamente los datos de la bitácora operacional para el registro interno de la central Alazán debe contener la siguiente información.

- Potencia de la Planta MW
- Energía producida durante la hora MWh
- Caudal turbinado m³/seg
- Caudal de ingreso en m³/s. El caudal puntual en el caudal real que está ingresando y el caudal promedio, que es el promedio de las 3 últimas horas.
- Estadística de caudales afluentes históricos a la central (en lo posible horarios)

5.5.2 BITACORA CENACE

La bitácora operación de los datos que se envían a la CENACE de manera horaria son:

- Caudal de ingreso puntual y promedio; producción instantánea de la central.

Los datos que se pasarán de manera semanal mediante un informe del supervisor de Operación son:

- Programación semanal de producción.
- Predicción de los caudales en el horizonte semanal
- Consignación de unidades a mantenimiento programado.

Los datos que debe ser enviada a la CENACE por medio de un informe mensual debe contener como mínimo la siguiente información:

- Producción total de las unidades en el mes
- Potencia de la planta (MW)
- Energía activa de la Planta MWh
- Energía reactiva de la Planta (MVARh Inductivos y Capacitivos)
- Consumo de servicios Auxiliares
- Curva de capacidad de los puntos de operación del generador

5.6 PLANIFICACIÓN DE MANTENIMIENTO

Lo que a continuación se describe es un plan de mantenimiento realizado para el hidrogenerador (Turbina-Generador) de la central Alazán de 6.6MW, en ella se especifica las actividades que se deberán desempeñar diariamente, semanalmente, mensualmente, bimestralmente, semestralmente y anualmente para el mantenimiento preventivo de cada uno de sus componentes.

5.6.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LA TURBINA Y GENERADOR

Se podrán distinguir tanto el mantenimiento mecánico como eléctrico, es por ello que al ser la turbina un conjunto con mayores elementos mecánicos, se pondrá más atención en esta debido a que la turbina. Y en cuanto al generador al ser una maquina electromecánica se pondrá atención por igual tanto a sus partes eléctricas como mecánicas. A continuación se presenta una propuesta de plan de mantenimiento periódico, para la central Hidroeléctrica Alazán, en el cual se podrá distinguir además de algunos métodos de chequeo y/o inspección, así como también algunas medidas correctivas a tomar en cuenta para cada inspección.

5.6.1.1 REVISIÓN DIARIA

a. Sistema Mecánico

	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y Medidas correctivas
G E N E R A D O R	Núcleo del estator	Núcleo	Ruidos extraños alrededor del estator Temperaturas	Auditivo periódico Escáneres de temperatura	Comprobación de la holgura del núcleo, especialmente en las uniones de la estructura Revisar el sistema de enfriamiento
	Devanado del estator	Bobinas del estator	Temperatura del devanado	Escáneres de temperatura	Compruebe el aire del sistema de refrigeración
	Cojinetes	Almohadillas de los cojinetes	Temperatura de los cojinetes	R.T.D's	Vibraciones anormales, balanceo de rotor, enfriadores de aceite, aceite contaminado
	Freno de aceite	Nivel de aceite	Indicador de nivel	Visual	Alta.-Debido a una fuga de agua Baja.- Debido a una fuga de aceite
	Enfriadores de aire	Tubos enfriadores	Indicador de agua	Visual	Conecte los tubos con fugas
	Los anillos colectores y escobillas	Escobillas	Chispas, mezclas de polvos y aceite	Visual	Limpieza de las escobillas
	Sistema de excitación	Excitación de C.D	Ruidos anormales alrededor del estator	Auditivo	Chequear las holguras en el núcleo

Tabla 5.2 Chequeo diario de mantenimiento mecánico preventivo para la unidad de generación. (Elaboración Propia en base a la norma IEEE 492)

5.6.1.2 REVISIÓN SEMANAL

a. Sistema Mecánico

	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y medidas correctivas
G E N E R A D O R	Freno	Revestimiento o Forro	Las fugas de aire, desgaste excesivo	Visual	Asistir a las fugas Más de 4 a 5 mm por 50 operaciones Reducir la aplicación, velocidad y presión. Revise la presión de aire, Cambio de revestimiento
	Freno	Pista	Limpie los revestimientos y aceites sucios	Visual	Limpie la trampa de drenaje y limpie la pista del freno
	Anillos Rozantes y Escobillas	Escobillas	Limpieza y verificación de desplazamiento de escobillas	Visual	Cambiar las escobillas en caso de desgaste agresivo, así como de los porta escobillas
		Porta escobillas y anillos rozantes	Limpieza y verificación de funcionamiento de porta escobillas y anillos rozantes	Visual	
		Conexiones eléctricas	Ajuste conexiones y terminales	Apretando	

Tabla 5.3 Chequeo semanal de mantenimiento mecánico preventivo para la unidad de generación. (Elaboración Propia en base a la norma IEEE 492)

b. Sistema Eléctrico

T U R B I N A	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y medidas correctivas
	Instrumentación	Indicadores de señal	Verificación de funcionamiento	Visual	Verifique el funcionamiento de los indicadores hidráulicos, detectores, alarmas y dispositivos de seguridad.
	Inyectores	Boquillas	Posiciones de Abertura normal de cada boquilla	Visual	Corrija las posiciones de apertura de las boquillas.

Tabla 5.4 Chequeo semanal de mantenimiento eléctrico preventivo para la unidad de generación. (Elaboración Propia en base a la norma IEEE 492)

5.6.1.3 REVISION MENSUAL

a. Sistema Eléctrico

	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y medidas correctivas
TURBINA	Tablero de interconexión	General	Bornes	Visual	<p>Revisar estado de borneras y terminales, limpieza interna del tablero y las borneras.</p> <p>En caso de ser necesario ajustar las conexiones</p> <p>Análisis termográfico de protecciones.</p>
			Conexiones		
			Protecciones		

Tabla 5.5 Chequeo mensual de mantenimiento eléctrico preventivo para la unidad de generación. (Elaboración Propia en base a la norma IEEE 492)

b. Sistema Mecánico

	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y medidas correctivas
T U R B I N A	Equipo en general	Exterior de la turbina Tuberías hidráulicas.	Estado general Fugas	Visual	Hacer un examen del estado general exterior de la turbina y equipos. Chequear las tuberías hidráulicas para detectar fugas en los puntos de soldadura.
	Instrumentación	Dispositivos de instrumentación	Funcionamiento correcto		Verificación del funcionamiento de los indicadores hidráulicos, detectores, alarmas y dispositivos de seguridad.
	Inyectores	Boquillas y agujas Acoples	Estado	Visual	Inspección de la punta de las boquillas y agujas Verificación de ajuste de los acoples de los inyectores Lubricación de inyectores
	Cojinetes	Aceite General	Nivel Temperatura	Visual Medidor de temperatura.	Verificación de nivel de aceite y reponer de ser necesario Comprobar la temperatura de los cojinetes durante el funcionamiento continuo de la máquina.

	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y medidas correctivas
G E N E R A D O R	Cojinetes	Cojinetes	Nivel de aceite Funcionamiento del aire de enfriamiento.	Visual	Reponer en caso de ser necesario
	Núcleo del estator	Parte posterior del núcleo		Visual	Ajuste los tornillos de fijación del núcleo
	Devanado de campo	Partes superiores de la bobina de campo		Visual	Limpiar los conmutadores y elevadores
	Sistema de excitación	Excitación de C.D	Ruidos anormales alrededor del estator	Auditivo	Chequear las holguras en el núcleo
	Los anillos colectores y escobillas	Escobillas	Chispas, mezclas de polvos y aceite	Visual	Limpieza de las escobillas

Tabla 5.6 Chequeo mensual de mantenimiento mecánico preventivo para la unidad de generación. (Elaboración Propia en base a la norma IEEE 492)

5.6.1.4 REVISIÓN SEMESTRAL

a. Sistema Mecánico

	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y medidas correctivas
TURBINA	Rodete	General	Estado físico	Visual	Reparación del rodete.
		Pernos de acoplamiento.	Ajustes de pernos		Ajustar los pernos de acoplamiento.
	Inyectores	Agujas y deflectores	Verificación de la calibración.	Visual	Calibración de carrera de operación de agujas y deflectores, lubricación de inyectores
Boquillas y agujas		Estado			
		Acoples	Ajuste de acoples		
Cojinetes	Aceite	Nivel de aceite	Visual	Instrumento requerido	Reponer el nivel de aceite
	Temperatura	Medición de temperatura			
	General	Análisis de vibraciones	Instrumento requerido.		

Tabla 5.7 Chequeo semestral de mantenimiento mecánico preventivo para la unidad de generación. (Elaboración Propia en base a la norma IEEE 492)

b. Sistema Eléctrico

	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y medidas correctivas
G E N E R A D O R	Estator y rotor	Devanados y accesorios	Revisión física, aislamiento de los devanados, y funcionalidad	Visual	Realizar limpieza, mejorar el nivel de aislamiento, y realizar la inspección del estado de funcionamiento de los ventiladores, canales de ventilación, soportes, cuñas.
	Instrumentación	Tableros, Equipos de control y accesorios	Estado y Funcionamiento	Visual	Verificación de funcionamiento y limpieza interna de tableros, equipos y accesorios de control.

Tabla 5.8 Chequeo semestral de mantenimiento semestral eléctrico preventivo para la unidad de generación. (Elaboración Propia en base a la norma IEEE 492)

5.6.1.5 INSPECCION ANUAL

a. Sistema mecánico

	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y medidas correctivas
TURBINA	Turbina en general	Inyector	Verificación de tiempos y presiones de operación de aguja y servomotor	Mediantes Indicadores	Hacer los respectivos ajustes
		Carcasa de la Turbina	Inspección y limpieza de la pintura de la carcasa de la turbina	Visual	Volver a pintar la carcasa si esta se encuentra con demasiado componente corrosivo
		Interior de la Turbina	Verificar componentes internos de la turbina	Visual	Hacer los respectivos ajustes y/o reemplazos
		Eje	Chequeo de ejes y acoplamientos	Visual	Hacer los respectivos ajustes en caso de elementos flojos o mal acoplados
			Carrera del eje, centrado y nivel de la turbina	Mediante equipo de Calibración	Hacer los ajustes necesarios
		Rodete	Limpieza e inspección y/o reparación del rodete	Visual y por análisis de ultrasonido	Volver a pintar en caso de componentes corrosivos y reparar rodete en caso de fisuras o agrietamiento
			Ajuste de pernos de acoplamiento	Apretando	Ajuste del rodete

	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y medidas correctivas
T U R B I N A	Cojinetes	Almohadillas de cojinetes	Holgura	Mediante equipo de Calibración	Chequear la holgura de las almohadillas del cojinete guía. Si la holgura de las almohadillas debe ser reajustada el eje debe estar centrado primeramente
		Aceite	Verificación de nivel y estado de aceite	Mediantes Indicadores	Reponer aceite de ser necesario
		Cojinetes	Comprobar la temperatura de los cojinetes durante el funcionamiento continuo de la maquina	Sensores de temperatura (RTDs) y/o análisis termográfico	
		Cojinetes	Análisis de vibraciones	Equipos de vibración	Reequilibrar de ser necesario
	Inyectores	Boquillas	Inspección de agujas y asientos	Visual	
		Inyectores	Verificación de ajuste de los acoples de los inyectores	Visual	Hacer los respectivos ajustes
		Inyector	Lubricación de inyectores	Visual	Reponer aceite de lubricación
		Agujas y Deflectores	Calibración de carrera de operación de agujas y deflectores	Calibración	Reajustes en las carreras o trayectos de operación de estos elementos

	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y medidas correctivas
T U R B I N A	Enfriadores de Aire	Tuberías de enfriamiento	Limpiar por dentro y por fuera de los tubos de enfriamiento.	Presurización	Compruebe si hay fugas del tubo mediante la presurización a una presión ligeramente mayor que el máximo previsto para presión de trabajo.
	Enfriadores de Aceite	Tuberías de aceite	Limpiar por dentro y por fuera de los tubos de aceite.	Presurización	Compruebe si hay fugas del tubo mediante la presurización a una presión ligeramente mayor que el máximo previsto para presión de trabajo.
	Indicadores del sistema refrigeración	Relés de flujo de agua, indicadores de flujo de agua y medidores de flujo	Sedimentos en los conductos	Visual	Inspeccionar, limpiar los conductos de agua para eliminar los sedimentos, etc.
G E N E R A D O R	Estator	Armadura	Conjunto de pernos y pasadores de estanqueidad	Martillando la estructura	Apriete todos los pernos y tuercas flojos de la estructura
		Núcleo	Estanqueidad del núcleo	Visual	Compruebe el ajuste del núcleo y cualquier flojedad
		Ductos del núcleo	Contaminación	Visual	Limpiar con aire comprimido seco
	Devanado de Campo	Bobina de campo y rotor	Condiciones generales de la bobina, Polos y limpieza	Visual	Limpiar la bobina de campo con aire comprimido
	Porta escobillas y anillos colectores	Escobillas y anillos colectores	Condiciones generales y limpieza	Visual	El anillo colector está acabando, corregirlo ante cualquier anomalía; esta debe ser removida con aceite para evitar los excesivos chisporroteos

	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y medidas correctivas
G E N E R A D O R	Excitador DC	Devanado y núcleo	Acumulación de polvo	Visual	Para la limpieza del excitador
	Cojinetes	Almohadillas de cojinetes	Holgura	Calibración	Chequear la holgura de las almohadillas del cojinete guía. Si la holgura del cojín debe ser reajustada el eje debe estar centrado primeramente.
		Aceite	Chequeo de nivel de aceite	Mediante indicadores	Reemplazar aceite de ser necesario
		Aceite	Chequear temperatura de aceite	RTDs	
	Agua de Enfriamiento	Válvulas y tuberías	Limpieza de tuberías y verificación de funcionamiento de válvulas	Presurización	Compruebe si hay fugas del tubo mediante la presurización a una presión ligeramente mayor que el máximo previsto para presión de trabajo.
	Enfriadores de Aceite	Tuberías de aceite	Limpiar por dentro y por fuera de los tubos de aceite.	Presurización	Compruebe si hay fugas del tubo mediante la presurización a una presión ligeramente mayor que el máximo previsto para presión de trabajo.
	Conjunto rotor		Carrera del eje, centrado y nivel del rotor	Calibración	Hacer los ajustes necesarios en caso de desalineación del eje
		Tornillos	Ajustar Flojedad de los tornillos	Visual	Apriete todos los tornillos accesibles en el conjunto del rotor
Vibración del eje		Anillo de acoplamiento y deslizamiento	Equipos de vibración	Compruebe el funcionamiento de anillos de deslizamiento, el acoplamiento de la turbina y reajustar si se encuentra más allá del valor especificado.	

	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y medidas correctivas
G E N E R A D O R		Vibración del soporte	Vibración	Equipos de vibración	Reequilibrar si es necesario
	Polos del rotor	Sistema de amortiguamiento	Que este bien apretado la estructura de soporte	Por tocado y Por sacudida	Rectificar si se encuentra dañado
			Aislamiento proporcionado en la estructura de soporte	Visual	

Tabla 5.9 Chequeo anual de mantenimiento mecánico preventivo para la unidad de generación. (Elaboración Propia en base a la norma IEEE 492)

b. Sistema Eléctrico

	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y medidas correctivas
G E N E R A D O R	Estator	Conexiones	Ajuste de conexiones, pernos, terminales, puesta a tierra	Por tocado	Ajustar pernos flojos y o mejorar conexiones en mal estado
		Devanados	Chequeo del aislamiento eléctrico de los devanados	Visual	Corregir si es necesario
		Entrehierro	Medición del entrehierro	Equipos de Calibración	Ajustar la calibración del entrehierro
		Devanado del estator	Limpieza y estado general	Visual	Limpie los terminales de los devanados
			Medir valores de IR después de la limpieza	Medición eléctrica	Secar si el valor de IR es bajo
	Rotor	La bobina de campo	Fallas inter-vueltas	Mida la impedancia de las bobinas de campo mediante la aplicación de 60 a 100 V CA, 50 Hz de alimentación	Si la impedancia de algunas bobinas es muy baja (por ejemplo menos de 40%) deben ser revisados por posibles fallos inter-vueltas
		Sistema de amortiguamiento	La interconexión entre los polos	Visual	Apriete y asegure correctamente si la estructura de soporte se encuentra suelta
		Polos del rotor	Medición de caída de tensión en los polos del rotor	Medición eléctrica	

	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y medidas correctivas
G E N E R A D O R	Anillos Rozantes y Escobillas	Porta escobillas y Escobillas	Limpieza y verificación de desplazamiento porta escobillas y escobillas	Visual	Limpieza de suciedades y corrección de desplazamiento
		Anillos rozantes	Verificación de funcionamiento anillos rozantes	Visual	Reponer escobillas desgastadas
		Conexiones eléctricas	Ajuste conexiones y terminales	Tocando	Ajuste terminales flojos y corrija conexiones defectuosas
	Conexiones Eléctricas	Conexiones Polo a polo Conexiones de los terminales de los RTD	Uniones eléctricas	Apriete de uniones	Apretar todas las uniones eléctricas
	Sistema auxiliar	Generador auxiliar	Buen desempeño operacional	De acuerdo con las medidas recomendadas por el proveedor	Asegúrese de que este se encuentran en buenas condiciones de trabajo para casos de contingencias

	Conjunto	Elemento	Punto de chequeo	Método	Observaciones y medidas correctivas
G E N E R A D O R	Instrumentación	Tableros	Limpieza interna de tableros, equipos y accesorios de control	Visual	
		Sensores y calefactores	Verificación del funcionamiento de sensores de temperatura, calefactores, y demás equipos de control	Calibración	Calibrar y/o ajustar sensibilidad de los sensores
		Conexiones eléctricas	Ajuste de conexiones, terminales y puesta a tierra.	Apretando	Ajustes necesarios para buen funcionamiento

Tabla 5.10 Chequeo anual de mantenimiento eléctrico preventivo para la unidad de generación. (Elaboración Propia en base a la norma IEEE 492)

5.6.2 MANTENIMIENTO CAPITAL (OVERHAULL) PARA EL HIDROGENERADOR

El mantenimiento capital para la central generadora reglamentariamente se lo debe realizar cada 10 años de servicio operacional. Para lo cual se detiene totalmente la operación comercial de la maquina a ser intervenida previo autorización por parte de la CENACE, y posteriormente desmonta toda la maquina hidrogeneradora para realizar actividades de reparación y/o sustitución de piezas defectuosas y/o gastadas.

Luego de esto, la unidad entra en un proceso de recomisionado de acuerdo con la práctica establecida originalmente en la puesta en marcha. Después de mantenimiento del capital de las unidades son sometidas a todos los ejercicios de mantenimiento periódico descrito anteriormente antes de que llegue el siguiente ciclo de mantenimiento del capital.

A continuación, se presenta los procesos de mantenimiento capital más relevantes para el hidrogenerador:

Procedimientos para el desmontaje del Hidrogenerador	Registrar los valores de resistencia de aislamiento del estator , rotor y excitatriz
	Desacoplamiento del eje del generador y eje de la turbina, luego registrar los espacios de entrehierro de los cojinetes y entre el estator y rotor.
	Desmontaje de otros componentes uno por uno en la secuencia correcta hasta que el rotor este libre para ser levantado.
	El Rotor debe tomarse con mucho cuidado y manteniendo el rotor ensamblado y debidamente atornillados a la placa base.
	Todos los enfriadores de aire del estator deben ser desmanteladas y mantenerlas asi durante las pruebas y reparaciones.
	Frenos y conexiones deben estar desmanteladas
	Se debe tomar todos los cuidados durante el desmontaje para garantizar la seguridad de todos los componentes , elementos de sujeción , pernos y sensores de temperatura , etc

5.6.2.1 Mantenimiento de los componentes del generador:

Mantenimiento de la carcasa del estator	Revise todas las uniones , apriete de los pernos, ubicacion de pines, etc. Vuelva a apretar si es necesario.
Mantenimiento del núcleo del bobinado del estator	<p>Cualquier flojedad entre los acuñamientos se puede llenar con papel de ajuste</p> <p>Limpiar el conducto central con aire comprimido seco</p> <p>Limpie los extremos del bobinado</p> <p>Medir los valores de IR en el devanado despues de la limpieza. si este valor es muy se debe secar los bobinados</p> <p>Llevar acabo prueba de detección de imperfección Núcleo para garantizar la salubridad del núcleo.</p> <p>Después de rectificar todo defecto y completada la limpieza se debe volver a pintar con pintura aislante.</p>
Mantenimiento de los cojinetes	<p>Compruebe las condiciones de las almohadillas, y si es necesario revestir la misma .</p> <p>Compruebe el aislamiento del cojinetes en base a la medicion de valor IR. Cambiar el aislante si se encuentra dañado.</p> <p>Revise todos los sensores RTDs y DTE asi como la calibración de los indicadores de temperatura.</p> <p>Revise todos los puntos de giro de los cojinetes asi como su estructura.</p>

Mantenimiento del Rotor

El rotor debe ser limpiado a fondo con aire comprimido seco

Comprobar el estado general de la bobina y el polo , limpiar con aire comprimido seco

Compruebe las juntas de bobina y detectar posibles grietas debido al sobrecalentamiento , etc

Medir la impedancia de las bobinas mediante la aplicación de 60 a 100 VAC , 60 Hz . Si la impedancia de alguna bobina es muy baja (< 4 %) deben ser revisados por posibles fallos , entre vueltas de los bobinados.

Compruebe el estado de los ventiladores del rotor, si se encuentra deteriorado cambielo por el mismo.

Revise el apriete de todas las juntas y brazos de extensión del rotor.

Después de rectificar todo defecto y completada la limpieza se debe volver a pintar con pintura aislante.

Mantenga el rotor cubierto con tela de amianto para evitar depósitos de polvo y la seguridad contra incendios.

Todas las precauciones de seguridad para los daños externos , contra incendios , etc deben ser tomadas durante el período de mantenimiento.

Mantenimiento de los portaescobillas y anillos colectores

Compruebe si hay ranuras , puntos altos de rugosidad utilizan piedra de aceite de rectificación

Revise las conexiones de los portaescobillas, limpie todas las partes aisladas con aire comprimido seco.

Comprobaciones Generales

Comprobar el estado de los cables de conducción de corriente .

Revise todas las válvulas de agua y aceite para su correcto funcionamiento.

Comprobar funcionamiento general de salubridad de todos los auxiliares

Compruebe buen funcionamiento del dispositivo de velocidad sobre .

CONCLUSIONES

- La metodología se ha desarrollado para su aplicación dentro del proyecto hidroeléctrico Alazán. La estandarización de los procesos se basa en normas internacionales lo que permite que forme parte fundamental del “Plan de seguimiento del aseguramiento de la calidad electromecánica” para su utilización en todos los proyectos hidroeléctricos que implemente CELEC EP-HidroAzogues.
- La aplicación de la curva de capacidad en la operación ofrece información importante del comportamiento del hidrogenerador, más con las fórmulas matemáticas descritas en la bibliografía [11], [18], [27] se establece las bases necesarias para el desarrollo de un software digital que permita la obtención de la curva de capacidad en tiempo real mediante la adquisición de datos del sistema SCADA.
- Mediante la propuesta de planificación de mantenimiento para el hidrogenerador de la central Alazán se proyecta la estructura y pautas necesarias para que los ingenieros de mantenimiento implementen un sistema de gestión computarizado mediante la ayuda de algún software como el SISMAC (Sistema de Mantenimiento Asistido por Computador) que ha sido de gran aceptación dentro del mercado eléctrico ecuatoriano (Mazar, HidroAgoyan, ElecAustro, TermoPichincha, etc.)
- Los procesos de comisionamiento no solo deben estar involucradas con las pruebas y/o ensayos de funcionamiento de los equipos; va más allá de todo esto ya que con los respectivos procedimientos los futuros operadores de la central Alazán van recopilando la información técnica necesaria desde la etapa de montaje hasta la operación comercial con el fin de elaborar los manuales de operación y mantenimiento que reducirá las paradas y fallas posibles de los equipos, que se traducirán en ahorro y eficiencia de recursos de CELEC EP-HidroAzogues.

- La metodología desarrollada para la ejecución del proyecto ofrece los lineamientos para la supervisión y control de calidad en cada uno de los procesos, sustentada en base a normas estandarizadas y cumpliendo con los requisitos de certificación de la norma ISO 9001-2008.
- Los requisitos de información técnica de la bitácora operacional se puede fortalecer con la implementación de bitácoras computarizadas para el análisis del historial de los datos para determinar el comportamiento de la central.
- Los procedimientos desarrollados para la ejecución de las pruebas del proyecto cumplen con características de seguridad, tiempos de ejecución, criterios de aceptación y equipos necesarios según las normas IEC e IEEE siendo completamente aplicables.
- Las pruebas determinadas en esta propuesta están en base con los requisitos definidos en las regulaciones impuesta por el Consejo de Electrificación CONELEC para la puesta en marcha y operación de nuevas centrales Hidroeléctricas.
- Los protocolos para el registro de pruebas permite poseer un historial de todos los equipos siendo fundamental para el control del cumplimiento de los requisitos técnicos y funcionales establecidos.
- Las especificaciones técnicas generales se establecieron en base de manera preferencial a normas ecuatorianas y al código NEC. Para obtener las mejores especificaciones que garanticen un óptimo montaje de equipos fue necesario realizar visitas técnicas a diferentes Centrales Hidroeléctricas con características de funcionamiento similar de tal forma que se fueron analizando las mejores prácticas de montajes con los índices superiores.
- La codificación de equipos y sistemas para la elaboración de la documentación del proyecto se aplica desde la etapa de aceptación de los equipos hasta la etapa de mantenimiento. La codificación cumple con requerimiento por parte de HidroAzogues siendo aceptada y aplicada por parte de los ingenieros para la

elaboración y registro de documentación durante la etapa de pruebas FAT y aceptación de equipos que es la etapa que le antecede a las realizadas en esta tesis.

- La empresa Contratista CNEEC presenta deficiencias en el plan de control y aseguramiento de la calidad referente a normas, procedimientos, protocolos para la ejecución y registro de las pruebas, e incluso baja aplicación de normas internacionales. Constituyéndose entonces este proyecto en un pilar fundamental para la implementación del Sistema de Gestión de Calidad SGC para la certificación y acreditación.
- Se estableció gráficamente la región óptima de operación del generador, de tal manera que los futuros operadores sean capaces de establecer a la maquina en las zonas seguras y la toma de decisiones en caso de que un punto esté fuera de los límites permitidos.
- Un buen manejo de la curva de capacidad durante la operación evita problemas de sobrecalentamiento de los devanados, problemas por alta tensión en bornes, disparo de protecciones de servicios auxiliares de la unidad, disparo de la unidad por sobre temperatura y sobre voltaje; pérdida de sincronismo, discordancia de polos, que ocasionarían fallas críticas.
- La visualización gráfica que nos presenta la curva de capacidad facilita una interpretación sencilla y práctica del funcionamiento de la central, así como de su requerimiento para una operación óptima, disminuyendo la probabilidad de pérdida de estabilidad y sincronismo del sistema eléctrico por deterioro del aislamiento.
- Las centrales hidroeléctricas San Antonio y Dudas tienen características eléctricas similares al Central hidroeléctrica Alazán por lo tanto es factible la aplicación de esta metodología a todo el proyecto hidroeléctrico Mazar-Dudas.

- Mediante la curva de la colina en el análisis de funcionamiento de la turbina de 6.6 MW de Alazán, se demuestra que la turbina Pelton con dos inyectores tiene un rendimiento del 89.4% en condiciones normales de operación, por lo tanto, es la más adecuada para este tipo de centrales que tienen un gran salto pero de bajo caudal, y que al alterar estos parámetros no implica una variación de rendimiento considerable en comparación con la turbina Francis por ejemplo.
- El Cambio de matriz energética por parte del gobierno apuesta a la generación hidroeléctrica como pilar fundamental, con una aportación de energía eléctrica en el 2016 del 93% del total de producción. Existiendo un campo laboral amplio dentro de los procesos de administración técnica y fiscalización para los procesos del comisionamiento de proyectos hidroeléctricos; en este sentido, serán los mejores calificados quienes ocupen los puestos de trabajos requeridos para la operación y mantenimiento continuo de las centrales.
- La realización de esta tesis ha sido un aporte fundamental para nosotros obtener nuevos conocimientos referentes a proyectos hidroeléctricos desde el punto de vista de la gestión del seguimiento y aseguramiento de la calidad, el cual nos servirá en nuestra vida profesional teniendo en cuenta los requerimientos actuales en la construcción de nuevas centrales.

RECOMENDACIONES

- Para la revisión de los procesos de precomisionamiento, comisionamiento y puesta en marcha además de las dos empresas involucradas (CELEC EP HidroAzogues y CNNEC) se recomienda contratar los servicios de una empresa privada de fiscalización ya que el manejo de estándares internacionales requiere el estricto cuidado en el aseguramiento de la calidad de todos estos procesos.
- Durante la operación de la central se debe determinar los límites de operación reales (restringidos por los sistemas auxiliares y por el calentamiento de los bobinados de la armadura) por medio de pruebas y mediciones en campo para robustecer la curva de capacidad con el objetivo de encontrar el punto óptimo de funcionamiento. De igual manera es recomendable actualizar la curva de capacidad periódicamente para obtener la nueva curva de capacidad con límites de operación más restringidos debido al desgaste de los bobinados del estator y rotor, envejecimiento del aislamiento y demás componentes que forman parte del sistema para asegurarse de no salir de la región límite de operación.
- Involucrar a la empresa contratista CNEEC en los procedimientos de calidad establecidos para la fiscalización del proyecto para lograr una unanimidad en la metodología y procesos, con el objetivo que no exista discordancias para la realización y/o aprobación de pruebas durante la ejecución del proyecto.
- Codificar los sistemas y subsistemas establecidos en el plan de mantenimiento para su fácil adaptación y organización durante la implementación de un sistema de mantenimiento por computador.
- Todos los procedimientos están en base a normas nacionales o internacionales, en caso de aplicarse otra norma de procedencia china deberá ser aceptada solo si cumple con índices iguales o superiores a sus homologaciones, siendo necesario analizar la norma de manera particular.

- Se debe llevar a cabo un registro de pendientes y clasificarlos según su grado de importancia, dándoles seguimiento a las mismas con el propósito de que todos los equipos, sistemas y subsistemas cumplan con las características establecidas y detalladas en las especificaciones técnicas generales.
- Todas las pruebas aprobadas deben constar en los protocolos la aceptación de la misma con la firma de cada uno de los responsables de cada empresa involucrada.
- Los protocolos se deben registrar y almacenar en archivo digital y en físico, constando todas las pruebas realizadas aceptadas y fallidas ya que constituyen la hoja de vida de cada uno de los equipos y sistemas.
- Antes de la puesta en marcha de la central se tiene que hacer una inspección total distinguiendo las buenas y malas prácticas de montaje e instalación de sistemas y equipos y en caso de encontrar instalaciones defectuosas, volver a realizarlas cumpliendo con los estándares internacionales correspondientes.
- Los protocolos de precomisionamiento y comisionamiento, se deben elaborar no solo el para manejo de CELEC EP sino también para la contratista china CNNEC, por lo que debe estar traducido al inglés siendo este un idioma universal para revisión y manipulación de ambas partes.
- Dentro del plan de mantenimiento para el hidrogenerador, es importante clasificar los componentes tanto mecánicos como eléctricos, de manera que se pueda realizar de mejor manera una orden de mantenimiento teniendo en cuenta cual es el área a intervenir y las piezas que más atención necesitan en estas dos áreas.
- Dentro del perfil académico de la carrera de ingeniería eléctrica es recomendable la implementación de seminarios profesionales referentes a Centrales Eléctricas enfocados a la gestión de calidad durante la etapa de construcción de Proyectos eléctricos, como complemento de la cátedra de centrales eléctricas.

- Dentro del sector eléctrico de nuestro país se carece de profesionales con perfil ocupacional en gerenciamiento, supervisión técnica y administrativa en proyectos hidroeléctricos, por lo tanto, es aconsejable dirigir sus conocimientos hacia esta rama de la ingeniería eléctrica con el objetivo de formar empresas afines.

NORMAS

1. IEEE Std 43-2000. "IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery", IEEE, USA, 2000.
2. IEEE Std 115-1995, "IEEE Guide: Test Procedures for Synchronous Machines, Part I—Acceptance and Performance Testing, Part II—Test Procedures and Parameter Determination for Dynamic Analysis", IEEE, USA, 1996.
3. IEEE Std 62-1995, "IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus—Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors", IEEE, USA, 1995.
4. IEEE Std 118, "IEEE Standard Test Code for Resistance Measurement", IEEE, USA.
5. IEEE Std 118-2002(R2007), "IEEE Recommended Practice for Insulation Testing of AC Electric Machinery (2300 V and Above) With High Direct Voltage", IEEE, USA, 2002.
6. ANSI C50.10-1990, "Rotating Electrical Machinery - Synchronous Machines", American National Standards Institute, 1990.
7. VDI 2059, "Shaft Vibrations of Industrial Turbosets; Measurement And Evaluation", VDI, 1985.
8. ANSI C.50.13-1989, "Rotating Electrical Machinery - Cylindrical-Rotor Synchronous Generators", American National Standards Institute", 1989
9. C57.12.91-1979, "IEEE Standard Test Code for Dry-Type Distribution and Power Transformers", IEEE, USA, 1979.
10. ASTM D924 - 08 Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids.
11. IEC 60044: Transformadores de medida en general.
12. IEEE 80-1986 - Guide for Safety in AC Substation Grounding.
13. IEC 60439-1: Low-voltage switchgear and controlgear assemblies.
14. IEC 60502 Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2 \text{ kV}$) up to 30 kV ($U_m = 36 \text{ kV}$).

BIBLIOGRAFIA:

- [1] ALBORNOZ, Esteban. (Octubre, 2012). Seminario de Internacional Experiencias en Construcción de Proyectos Hidroeléctricos “Visión sector eléctrico ecuatoriano”. Cuenca.
- [2] ARMIGO, A., Zambrano, G. (Enero, 2008). “Análisis de inversiones del sector hidroeléctrico, mediante la realización de indicadores de gestión y planteamiento de estrategias financieras en base al esquema Fricto”. (Tesis de Ingeniería, Universidad Politécnica Nacional). Quito.
- [3] ALTERNATE HYDRO ENERGY CENTER, CENTER INDIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY ROORKEE. (Mayo, 2011).Standards/Manuals/ Guidelines for Small Hydro Development “Electro-Mechanical Works – Operation and Maintenance of Small Hydropower Station”. India.
- [4] AUSTRALIAN NUCLEAR SCIENCE AND TECHNOLOGY ORGANISATION (Febrero, 2005). “Commissioning Plan”, Sponsor Ansto Replacement Research Reactor Project.
- [5] CELEC EP HIDROAZOGUES. (2012). “Estudios de ingeniería básica de la central hidroeléctrica Alazán 6.23MW: Especificaciones Técnicas de Suministro Eléctrico de Central”. Azogues.
- [6] CELEC EP HIDROAZOGUES. (2012). “Estudios complementarios e ingeniería de detalle del proyecto hidroeléctrico Alazán 6.23MW: Memoria Técnica Equipamiento Eléctrico”. Azogues.
- [7] CELEC EP HIDROAZOGUES (2012). “Especificaciones Técnicas Equipos Mecánicos: Aprovechamiento Alazán”. Azogues.
- [8] CELEC EP HIDROAZOGUES. (2012). “Informe final de diseño de la central hidroeléctrica Alazán 6.23MW”. Azogues.
- [9] CELEC EP HIDROAZOGUES. (2012). “Proyecto Hidroeléctrico Mazar-Dudas: Informativo del proyecto Mazar-Dudas”. Azogues.
- [10] CELEC EP HIDROAZOGUES. (2012). “Proyectos Hidroeléctricos Alazán, Dudas y San Antonio: Memorias de Calculo”. Azogues.

- [11] CELEC EP HIDROPAUTE. (2012) “Determinación de la curva de capacidad de un generador y procedimientos de control de voltaje en el sistema xa21 de la central molino”. Paute.
- [12] CELIS, I., Tavres, L., Beltran, W. & Diaz, E. (2010). “Mantenimiento en Latinoamérica”. Revista para la Gestión Confiable de los Activos. Vol. 2.
- [13] CHINA NATIONAL ELECTRIC EQUIPMENT CORP. (2012). “Powerhouse sección transversal: Planos eléctricos del proyecto Alazán en AutoCAD”. Chongoing.
- [14] CHINA NATIONAL ELECTRIC EQUIPMENT CORP., “Parámetros Característicos del Proyecto Hidroeléctrico Mazar – Dudas”. Chongoing.
- [15] EARLY, M.W., Sargent, J.S., Sheehan, J.V. & Caloggero, J.M. (2005). (Décima Edición). “National Electrical Code Handbook: International Electrical Code Series”.
- [16] FERNÁNDEZ DÍEZ, P. (2004). “Turbinas Hidráulicas”. (Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria). Cantabria.
- [17] GÓMEZ, P., Méndez, G (Junio 2011). “Propuesta para la Gestión de Mantenimiento de la Central Hidroeléctrica Ocaña”. (Tesis de Ingeniería Eléctrica Universidad Politécnica Salesiana). Cuenca.
- [18] GOVE, R.H. (Mayo 1995). “Geometric construction of the stability limits of synchronous machines”, IEEE, Vol. 112, No. 5, pp. 977-985.
- [19] INDIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY ROORKEE (Mayo, 2011). Standards/Manuals/ guidelines for Small Hydro Development: “Erection, Testing and Commissioning of Small Hydro Power Plants”. Sponsor: Ministry of New and Renewable Energy Govt. India.
- [20] INDIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY ROORKEE (Mayo, 2011). Standards/Manuals/ guidelines for Small Hydro Development: “Technical Specifications for Procurement of SHP Generating Equipment”. Sponsor: Ministry of New and Renewable Energy Govt. India.
- [21] IEEE Std 1248-2002. (2002) “IEEE Guide for the Commissioning of Electrical Systems in Hydroelectric Power Plants”. USA.

[22] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. (2002). “IEEE Std.492 Guide for Operation and Maintenance of Hydro generators”.

[23] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. (June, 2002). “IEEE Guide for the Commissioning of Electrical Systems in Hydroelectric Power Plants - IEEE Std 1248- 1998”. Sponsored by the Energy Development and Power Generation Committee. USA.

[24] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (Abril, 2006). “IEEE Guide for Operation and Maintenance of Turbine Generators”, Library of Congress Catalog Number 90-055613. New York.

[25] INTERNATIONAL ELECTRO-TECHNICAL COMMISSION (IEC). (1996). “Standard 545: Guide for commissioning, operation and maintenance of Hydraulic Turbines”. USA

[26] MARTIN DE EUGENIO POZA, J. (Junio, 2008). “Diseño hidráulico y mecánico de la central mini hidroeléctrica del embalse de Valmayor”. (Tesis de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas).Madrid.

[27] NILSSON, N., Mercurio, J. (Enero, 2005), “Synchronous Generator Capability Curve Testing and Evaluation”, IEEE transactions on Power Delivery, Vol. No. 1.

[28] ÑAUPARI, H., Bedriñana, A. (Julio, 2011). (Primera Edición) “Evaluación de la operación del generador síncrono basado en la formulación matemática de la curva de capacidad”. Lima. Editorial Guzlop.

[29] PROYECTO HIDROELÉCTRICO MAZAR. (Julio, 2005). “Especificación Técnica General Equipos Electromecánicos”. Cuenca.

[30] ROJAS RAMÍREZ, A. L. (Diciembre, 2009). “Guía para las pruebas de puesta en Marcha de una central Hidroeléctrica”, (Tesis de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica). San Jose.

[31] VELÁSQUEZ, J. (2007). “Comisionamiento de Equipos de Control, Medida e Instrumentación en una Central Hidroeléctrica”. (Tesis de Ingeniería Eléctrica Universidad Pontificia Bolivariana). Medellín.

DIRECCIONES WEB

[32] ASHAREE (Marzo, 2005). Asharee Guideline. “The Commissioning Process”. Recuperado de: www.ashrae.org. Consultado el 10-04-2013.

[33] ETS DE INGENIEROS INDUSTRIALES. (2008). “Centrales Hidroeléctricas”, Recuperado de: <http://www.leitzaran.net/centrales/hidraulicas.pdf>. Consultado el 5-02-2013.

[34] El directorio del consejo nacional de electricidad CONELEC. “Procedimientos de despacho y operación”. Regulación no. CONELEC – 006/00. Recuperado de: www.conelec.gob.ec. Consultado el 10-08-2013.

[35] El directorio del consejo nacional de electricidad CONELEC. “Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del sistema nacional interconectado por parte del CENACE”. Regulación no. CONELEC – 005/08. Recuperado de: www.conelec.gob.ec. Consultado el 10-08-2013.

[36] El directorio del consejo nacional de electricidad CONELEC. “Transacciones de potencia reactiva en el MEM”. Regulación no. CONELEC – 009/99. Recuperado de: www.conelec.gob.ec. Consultado el 10-08-2013.

[37] MAIOLI G. (Marzo, 2011). “Commissioning Plan”, Sponsor Ansto Replacement Research Reactor Project. Recuperado de: www.tecna.com. Consultado el 15-04-2013.

[38] SCHEIDER ELECTRIC. (2002). “Compatibilidad Electromagnética (CEM)”. Recuperado de: <http://oretano.iele-ab.uclm.es/~mhidalgo/temas/tema4/CEM.pdf>. Consultado el 02-03-2013.

ANEXO A

APLICATIVO PARA LA ETAPA DE PRECOMISIONAMIENTO DE LA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA ALAZÁN

ANEXO B

PLAN DE PROCEDIMIENTOS Y PROTOCOLOS PARA EL COMISIONAMIENTO DE
LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALAZÁN

ANEXO C

FORMATOS PARA LA PUESTA EN MARCHA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
ALAZÁN

ANEXO D

FORMATOS PARA EL MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
ALAZÁN