

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL
CUSCO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y
MECÁNICA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**PROPUESTA DE GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO
PREVENTIVO PARA GARANTIZAR LA CONFIABILIDAD
OPERATIVA DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
DE HERCCA**

PRESENTADA POR:

BR. RAÚL SANTOS CÁCERES

PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

ASESOR: ING. OCTAVIO CAÑIHUA CAYOCUSI

CUSCO -

PERÚ 2023

INFORME DE ORIGINALIDAD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-303-2020-UNSAAC)

El que suscribe, asesor del trabajo de investigación/tesis titulado: "PROPUESTA DE GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA GARANTIZAR LA CONFIABILIDAD OPERATIVA DE LA PICOUSA CENTRAL HIDROELECTRICA DE HERCCA" presentado por: DR. PAUL SANTOS CACERES con Nro. de DNI: 70431053, para optar el título profesional/grado académico de INGENIERO ELECTRICISTA

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 2 veces, mediante el Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del Reglamento para Uso de Sistema Antiplagio de la UNSAAC y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 7%.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No se considera plagio.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las correcciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, quien a su vez eleva el informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y adjunto la primera hoja del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, 9 de FEBRERO de 2023

Firma

Post firma: DANIEL CAÑINA CAYOCOSI

Nro. de DNI: 23814511

ORCID del Asesor: 0000-0002-9130-969X

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Antiplagio: oid:27259:204146621

NOMBRE DEL TRABAJO

**TESIS MANTENIMIENTO HERCCA - RAU
L SANTOS.docx**

AUTOR

Raul Santos

RECUENTO DE PALABRAS

57374 Words

RECUENTO DE CARACTERES

307414 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

262 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

70.0MB

FECHA DE ENTREGA

Feb 9, 2023 5:47 AM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Feb 9, 2023 5:51 AM GMT-5**● 7% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos

- 5% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 5% Base de datos de trabajos entregados
- 0% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● Excluir del Reporte de Similitud

- Material bibliográfico
- Coincidencia baja (menos de 25 palabras)
- Bloques de texto excluidos manualmente
- Material citado
- Fuentes excluidas manualmente

RESUMEN

El presente trabajo de tesis “Propuesta de Gestión del Mantenimiento preventivo para garantizar la Confiabilidad Operativa de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Hercca” desarrolla una investigación tecnológica en su contexto propositivo su proceso metodológico es analizar el problema presentado o hecho para luego elaborar un diagnóstico y posteriormente estructurar las teorías pertinentes para validar las hipótesis planteadas y finalmente desarrollar una propuesta de gestión del mantenimiento en la Pequeña central hidroeléctrica de Hercca.

El objetivo logrado es una propuesta de gestión de mantenimiento preventivo que garantice la confiabilidad operativa, así como presentar el diagnóstico actual del proceso de mantenimiento para conocer la confiabilidad operativa de las componentes mecánicas, electromecánicas y control de la PCH de Hercca en estudio.

La propuesta de gestión del mantenimiento para la PCH de Hercca, contiene seis dimensiones: el diagnóstico; la evaluación del mapa de criticidad de la central; la planificación del mantenimiento con los procedimientos y responsabilidades; la ejecución e indicadores con desarrollo del plan, programa, proyecto y tarea; el análisis y verificación; finalmente mejora de procesos. Estas dimensiones interactúan y se interrelacionan generando permanentemente oportunidades de mejora continua, posibilitando un espiral de desarrollo de la gestión de mantenimiento.

El escenario actual de las organizaciones con alta dotación de activos físicos indica que las necesidades de mantenimiento han ido aumentando durante los últimos años, por lo cual se estima conveniente que la evaluación de estrategias de mantenimiento, la selección de tareas y por ende la gestión global del mantenimiento en la organización se deba manejar de manera formal y estructurada, dejando de lado la causalidad y aleatoriedad. Además, los objetivos de la operatividad de la PCH de Hercca serán dependientes del plan estratégico y operativo de organización.

Palabras clave: Gestión, Mantenimiento, Confiabilidad, Riesgos, Planificación.

ABSTRACT

This thesis work "Preventive Maintenance Management Proposal to guarantee the Operational Reliability of the Small Hydroelectric Power Plant of Hercca" develops a technological investigation in its propositional context, its methodological process is to analyze the problem presented or made to then elaborate a diagnosis and subsequently structure the relevant theories to validate the hypotheses raised and finally develop a proposal for maintenance management in the Hercca Small Hydroelectric Power Plant.

The objective achieved is a preventive maintenance management proposal that guarantees operational reliability, as well as presenting the current diagnosis of the maintenance process to know the operational reliability of the mechanical, electromechanical and control components of the PCH of Hercca under study.

The maintenance management proposal for the Hercca PCH contains six dimensions: diagnosis; the preparation of the criticality map of the plant; maintenance planning with procedures and responsibilities; the execution and indicators with development of the plan, program, project and task; analysis and verification; finally, process improvement. These dimensions interact and interrelate, permanently generating opportunities for continuous improvement, enabling a spiral of maintenance management development.

The current scenario of organizations with a high endowment of physical assets indicates that maintenance needs have been increasing in recent years, for which it is considered convenient that the evaluation of maintenance strategies, the selection of tasks and therefore the global management of maintenance in the organization must be handled in a formal and structured manner, leaving aside causality and randomness. In addition, the objectives of the operation of the PCH of Hercca will depend on the strategic and operational plan of the organization.

Keywords: Management, Maintenance, Reliability, Risks, Planning.

ÍNDICE

RESUMEN	ii
ABSTRACT	iii
ÍNDICE	iv
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
ÍNDICE DE CUADROS	xii
CAPÍTULO I	13
ASPECTOS GENERALES	13
1.1. Introducción	13
1.2. Ámbito geográfico.....	13
1.3. Situación problemática.....	16
1.4. Formulación del Problema	23
1.4.1. Problema general.....	23
1.4.2. Problemas específicos	23
1.5. Justificación del problema.....	23
1.5.1. Teórica.....	23
1.5.2. Metodológica	24
1.5.3. Técnico	24
1.6. Objetivo de la investigación.....	25
1.6.1. Objetivo general.....	25
1.6.2. Objetivos específicos.....	25
1.7. Limitaciones de la investigación.....	25
1.8. Hipótesis y variables	26
1.8.1. Hipótesis.....	26
1.8.2. Variables.....	27
1.9. El método	27
1.9.1. Ámbito de estudio.....	27
1.9.2. Tipo y nivel de investigación	28
1.9.3. El método de investigación	28
1.10. Operacionalización de variables.....	29

1.11. Matriz de consistencia: “Propuesta de gestión del mantenimiento preventivo para garantizar la confiabilidad operativa de la pequeña central hidroeléctrica de Herca”	30
CAPÍTULO II	31
MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	31
2.1. Antecedentes del Problema	31
2.2. Bases teóricas	34
2.2.1. La teoría de Gestión tecnológica.....	34
2.2.2. El concepto de Mantenimiento.....	35
2.2.3. Propósito del Mantenimiento	36
2.2.4. Mantenimiento preventivo	37
2.2.5. La concepción de Planificación.....	38
2.2.6. El concepto de recursos	39
2.2.7. La concepción de los riesgos	40
2.2.8. Hidrología y calidad del agua	41
2.2.9. La Regulación de Frecuencia	42
2.3. Marco conceptual	47
2.3.1. Pequeña central hidroeléctrica - Bocatoma.....	47
2.3.2. El desarenador y la cámara de carga.....	62
2.3.3. La Tubería de presión	67
2.3.4. La Turbina Michell Banki	78
2.3.5. El generador síncrono	81
2.3.6. Normas a utilizar	95
CAPÍTULO III.....	97
EL DIAGNÓSTICO DE LA PCH HERCCA	97
3.1. Generalidades	97
3.2. Ubicación del área del proyecto	98
3.3. Topografía y mapeo	98
3.4. Descripción del medio biológico.....	99
3.4.1. Flora.....	99
3.5. Descripción del medio socio económico	100
3.5.5. Educación	102
3.6. La laguna de Languí – layo	102
3.7. Obras de toma.....	105

3.7.1. Compuerta de admisión al canal de conducción	107
3.8. Canal de aducción	108
3.9. Desgravador – desarenador	110
3.10. Cámara de carga	112
3.11. La tubería forzada.....	114
3.12. Las turbinas	121
3.13. Los generadores.....	128
3.13.1. Generador síncrono I.....	128
3.13.2. Generador síncrono II.....	133
3.13.3. Generador síncrono III	138
3.14. El regulador de velocidad.....	141
3.15. El regulador de tensión.....	144
3.16. La frecuencia de las interrupciones SAIFI y la duración de las interrupciones SAIDI en la PCH de Hercca.....	147
3.16.1. Interrupciones reportadas por el COES SINAC durante el año 2020	149
3.16.2. Interrupciones reportadas por el COES SINAC durante el año 2021	151
CAPITULO IV	157
ANÁLISIS DE PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	157
4.1. Procedimientos o ejecución.....	157
4.1.1. La capacitación o inducción	157
4.1.2. Los procedimientos de gestión de mantenimiento (PGM)	158
4.1.3. Inspección de bocatoma, desarenador, canal de conducción y cámara de carga PHC Hercca	158
4.1.4. Mantenimiento de la turbina Francis PCH Hercca	166
4.1.5. Mantenimiento mecánico y eléctrico del generador PCH Hercca	177
4.1.6. Mantenimiento de los aislamientos del estator del generador síncrono PCH Hercca	183
4.1.7. Mantenimiento de los aislamientos del rotor del generador síncrono PCH Hercca.....	189
4.1.8. Mantenimiento del transformador PCH de Hercca	192
CAPÍTULO V	197
PROPUESTA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA GARANTIZAR LA CONFIABILIDAD OPERATIVA	197
5.1. Generalidades	197
5.2. Propuesta de Mantenimiento preventivo para la PCH de Hercca	199
5.2.1. La Gestión de Calidad como paso inicial	199

5.2.2. El esquema de la Propuesta del Mantenimiento de la PCH de Hercca.....	201
5.2.3. Definición de las dimensiones y conceptos del esquema propuesto en el Mantenimiento de la PCH de Hercca	202
5.2.4. Dimensión I: diagnóstico situacional de los activos fijos	203
5.2.5. Dimensión II: Evaluación de criticidad de la PCH de Hercca	205
5.2.6. Dimensión III: Planificación	218
5.2.7. Dimensión IV: Ejecución	221
5.2.8. Dimensión V: Análisis y Verificación.....	222
5.2.9. Dimensión VI: Mejora de Procesos	223
CAPÍTULO VI	225
ANÁLISIS DE RESULTADOS	225
6.1. Generalidades	225
6.2. El diagnóstico situacional de la PCH de Hercca	225
6.3. El mantenimiento preventivo y correctivo actual de la PCH de Hercca.	241
6.4. Gestión del mantenimiento en la PCH de Hercca.	245
6.4.1. Confiabilidad operativa	245
6.4.2. La propuesta de gestión del mantenimiento preventivo.....	247
6.5. Comprobación de hipótesis	251
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	257
CONCLUSIONES.....	257
RECOMENDACIONES	260
BIBLIOGRAFÍA.....	261

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Mapa de ubicación de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca	15
Figura 1.2: Distribución en % de la generación de energía eléctrica por tipo de recurso utilizado	16
Figura 1.3: Política Energética Nacional del Perú. DS N° 064 -2010 – EM.....	17
Figura 1.4: Parte de la infraestructura de la PCH de Hercca	19
Figura 1.5: Grupos de generación I y II recientemente implementados en la PCH de Hercca .	20
Figura 1.6: Rotura del caracol de la turbina Francis, evento que se dio por fatiga del material	21
Figura 1.7: Problemas de corrosión en la tubería de presión.....	22
Figura 2.1: Estructura de la Planificación	39
Figura 2.2: Componentes de una bocatoma	50
Figura 2.3: Componentes de diseño de un azud	53
Figura 2.4: modelo gráfico del azud – Perfil de Creager.....	58
Figura 2.5: Etapas del recorrido del agua en la cámara de carga	66
Figura 2.6: Partes de la tubería de presión	68
Figura 2.7: Diagrama de Moody	69
Figura 2.8: Fuerzas que actúan en los apoyos 1	74
Figura 2.9: Fuerzas que actúan en los apoyos 2	78
Figura 2.10: Componentes de la turbina Michell Banki 1	80
Figura 2.11: Componentes de la turbina Michell Banki 2.....	81
Figura 2.12: Esquema de rotor cilíndrico y rotor de polos salientes	82
Figura 2.13: Rotor cilíndrico o sin saliencia.....	83
Figura 2.14: Esquema de rotor de polos salientes.	84
Figura 2.15: Rotor de polos salientes.	85
Figura 2.16: Devanados trifásicos de la armadura: a1, a2, a3	86
Figura 2.17: Estator y los devanados de armadura del generador síncrono	88
Figura 2.18: Circuito equivalente del generador síncrono	89
Figura 2.19: Gráfica de los polos salientes linealizados.....	90
Figura 2.20: Diagrama fasorial del generador síncrono con rotor de polos salientes.	91

Figura 2.21: Carta de Operación del generador síncrono con rotor de polos salientes.	93
Figura 3. 1: Ubicación de la PCH Hercca	99
Figura 3. 2: Canales en mal estado	103
Figura 3. 3: Accesos precarios.....	103
Figura 3.4: Vista panorámica de la Laguna de Langui Layo.....	104
Figura 3.5: Compuertas del sistema de regulación de la laguna Langui Layo.....	105
Figura 3.6: Obras de toma de la PCH de Hercca.....	106
Figura 3.7: Compuerta de admisión de la PCH de Hercca.....	108
Figura 3.8: Canal rústico de tierra	109
Figura 3.9: Canal revestido de cemento	110
Figura 3.10: Desgravador	111
Figura 3.11: Las rejillas al inicio de la cámara de carga	112
Figura 3.12: La cámara de carga y las compuertas de admisión a la tubería de presión.....	114
Figura 3.13: Perfil de la tubería forzada	115
Figura 3.14: La tubería de presión.....	116
Figura 3.15: Las compuertas de ingreso	117
Figura 3.16: Compuertas deslizables.....	118
Figura 3.17: Uniones tipo brida.....	119
Figura 3.18: Los apoyos de la tubería de presión	120
Figura 3.19: El grupo de generación I: Turbina, volante de inercia y generador	123
Figura 3.20: El grupo de generación II: La turbina, volante de inercia y el generador.....	124
Figura 3.21: El grupo de generación III: La turbina Francis, el volante de inercia y el generador	125
Figura 3.22: Esquema del distribuidor, en posición cerrado y en posición abierto.....	126
Figura 3.23: Las alabes directrices reparadas, listas para su montaje	126
Figura 3.24: El rodete luego del desmontaje para su mantenimiento.....	127
Figura 3.25: Las componentes mecánicas del generador AVK, DSG 86 KO – 10.....	131
Figura 3.26: El Generador síncrono del grupo de generación I.....	132
Figura 3.27: Placa de características del Generador síncrono del grupo de generación I	132
Figura 3.28: Generador síncrono del grupo de generación II.....	134

Figura 3.29: Placa de características del Generador síncrono II	135
Figura 3.30: Estator de generador de la P.C.H. de Hercca, en proceso de mantenimiento	137
Figura 3.31: Generador Síncrono III de la P.C.H. de Hercca	138
Figura 3.32: Placa de características del Generador síncrono III	139
Figura 3.33: Placa de características de la excitatriz del Generador síncrono III	141
Figura 3.34: Tablero de señalización de la velocidad síncrona, la frecuencia y el Sincronoscopio digital.	142
Figura 3.36: Esquema del regulador de tensión	145
Figura 3.37: Variables definidas por el regulador de tensión, protección del generador y aviso de fallas del G1 y G2 de la PCH de Hercca.....	146
Figura 3.38: Diagrama unifilar de la PCH de Hercca en el SEIN	148
Figura 4.1: Componentes de la bocatoma	161
Figura 4.2: Fuerzas concurrentes en el barraje	162
Figura 4.3: Pantalla principal del Software H-Canales	165
Figura 4.4: Componentes principales de la turbina Francis	168
Figura 4.5: La cámara espiral de la turbina Francis de la PCH de Hercca	169
Figura 4.6: Esquema de la cámara espiral de la turbina Francis	170
Figura 4.7: Esquema del distribuidor de la turbina Francis.....	171
Figura 4.8: Los álabes directrices reparados de la turbina Francis de la PCH	172
Figura 4.9: El rodete de la turbina Francis	173
Figura 4.10: Esquema del enfoque de sistemas de causa efecto	174
Figura 4.11: Efectos producidos en el rodete de la turbina Francis de la PCH	174
Figura 4.12: Triángulos de Euler y relación con las velocidades y diámetros de los rodetes .	177
Figura 5.1: Evolución del mantenimiento	197
Figura 5.2: Evolución del mantenimiento	199
Figura 5.3: El ciclo de mejora continua de Deming	200
Figura 5.4: Esquema de propuesta de mantenimiento	202
Figura 5.5: Matriz de criticidad del mantenimiento	208
Figura 5.6: Mapa de criticidad de componentes y seguridad de la PCH de Hercca.....	209
Figura 5.7: Mapa de criticidad de componentes del Grupo de generación I	210

Figura 5.8: Mapa de criticidad de componentes del Grupo de generación II.....	212
Figura 5.9: Mapa de criticidad de componentes del Grupo de generación III	214
Figura 5.10: Mapa de critiidad de las componentes de la Subestación de transformación	216
Figura 5.11: Mapa estratégico de ELSE.....	218
Figura 6.1: Documentos fotográficos del mantenimiento correctivo desarrollado por INMEL.....	240
Figura 6.2: Sistema de confiabilidad operacional	246
Figura 6.3: Sistema de propuesta de gestión del mantenimiento	248
Figura 6.4: Principales equipos de la PCH de Hercca y los niveles de criticidad.....	250

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1.1: Grupos de generación integrantes de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Hercca	19
Cuadro 2.1: Valores de rugosidad absoluta (K) en mm	73
Cuadro 3.1: Población en el Área de Proyecto	100
Cuadro 3.2: Cuadro resumen del SAIFI (Número de interrupciones) año 2020	154
Cuadro 3.3: Resumen del número de interrupciones SAIFI año 2021	155
Cuadro 3.4: Resumen del número de interrupciones SAIDI año 2020	155
Cuadro 3.5: Resumen del tiempo de interrupciones promedio SAIDI año 2021	156
Cuadro 5.1: Factores ponderados de criticidad.....	207
Cuadro 5.2: Niveles de criticidad del Grupo de generación I	211
Cuadro 5.3: Niveles de criticidad del Grupo de generación II	213
Cuadro 5.4: Niveles de criticidad del Grupo de generación III.....	215
Cuadro 5.5: Niveles de criticidad de la Subestación de transformación	217
Cuadro 6.1: Análisis FODA, fortalezas y debilidades de ELSE	226
Cuadro 6.2: Centrales de generación eléctrica térmicas e hídricas	227
Cuadro 6.3: Objetivos estratégicos institucionales.....	227
Cuadro 6.4: Síntesis de la propuesta de gestión del mantenimiento	253

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1. Introducción

El trabajo de tesis presentado desarrolla una investigación tecnológica en su versión propositiva su proceso metodológico es analizar el problema presentado (hecho), luego desarrollar un diagnóstico y estructurar las teorías pertinentes para posteriormente validar las hipótesis planteadas y finalmente desarrollar una propuesta de mejora.

El problema identificado son las dificultades y los riesgos de las condiciones técnicas, estructurales, operativas y de gestión en las cuales se desempeña la Pequeña Central Hidroeléctrica de Hercca; en tal sentido, se aplicó el procedimiento metodológico de la investigación, para luego formular una propuesta de gestión del mantenimiento que pueda garantizar la confiabilidad operativa de la mencionada PCH.

1.2. Ámbito geográfico

La Pequeña Central Hidroeléctrica de Hercca está ubicada geográficamente entre la laguna Langui Layo y la población de Hercca, a la margen derecha del río Hercca y cercana a la comunidad de Totorani, distrito de Sicuani, provincia de Canchis y Región Cusco, a una altura promedio de los 3,740 msnm, aproximadamente en la parte media de la cuenca del río Hercca que es tributario del río Vilcanota en la vertiente este de la Cordillera de los Andes.

El río Hercca, tiene su nacimiento en la laguna Langui - Layo, que fluye primero hacia el Noroeste en tramo regular y luego gira hacia el Noreste en toda su trayectoria conocida como cuenca de Hercca, posteriormente se une al río Vilcanota aguas arriba de la ciudad de Sicuani. El río Vilcanota pertenece al sistema de ríos tributarios del Amazonas y por consiguiente desemboca en la vertiente del Océano Atlántico.

De acuerdo a OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) y el Atlas de Potencial Hidroenergético de Colombia¹

“... las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) están clasificadas con capacidad instalada entre 500 kW y 5000 kW operación a filo de agua, aplicable a zonas interconectadas o no interconectadas y Centrales hidroeléctricas (CH) Capacidad instalada mayores de 20 MW, aplicable a zonas interconectadas, con participación obligada en el despacho eléctrico.” (Carcelen, 2000, pág. 47)

La Central Hidroeléctrica de Hercca tiene una potencia instalada de 1.040 MW, por consiguiente, se encuentra dentro del rango de las denominadas Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH).

Para el acceso desde la capital del País al área del proyecto se consideran varias rutas, una de ellas es la que constituye la ruta Nazca-Abancay-Cuzco. Se inicia desde la vía panamericana aproximadamente a 460 km al sur de Lima, cerca de la ciudad de Nazca. Utiliza la carretera nacional N° 26, que va en una dirección general Nor-Este (vía Abancay), esta carretera, después de una distancia de 670 km, llega a la capital del departamento del Cusco. A partir de esta Ciudad, la siguiente ruta va por la Carretera Nacional N° 3 en dirección Sur-Este a una distancia de 140 km se llega a la Ciudad de Sicuani después de una distancia de más de 140 km. A partir de Sicuani se sigue la carretera afirmada con dirección Sur, y luego a la PCH de Hercca.

Otra de las vías a utilizar es Mollendo-Arequipa-Sicuani que se inicia en Mollendo, que sigue la Carretera Nacional N° 30, vía Arequipa en dirección Noreste. Después de aproximadamente 250 km continúa la Carretera Nacional N° 21, en dirección norte, vía Imata y Ocoruro hasta Sicuani. La distancia total entre Mollendo y Sicuani es aproximadamente de 510 km. El clima del lugar de la PCH es templado y seco, aunque existe una marcada variación entre la temperatura en el día y la noche. La máxima temperatura es alrededor de 21 ° C y la mínima de 0 °C.

La figura 1, muestra la ubicación geográfica de la PCH de Hercca, como se puede apreciar

¹ Carcelén, Juan. Organización Latinoamericana de Energía-OLADE. (2000). *Atlas Potencial Hidro energético de Colombia*. Bogotá. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), p. 28, http://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Atlas/Atlas_p25-36.pdf

se encuentra cerca de la ciudad de Sicuani; así como de la cuenca de los recursos hídricos como es la laguna de Langui Layo, también se identifican las localidades y centros poblados más importantes del sector como son: San Pedro, San Pablo, Maranganí, Yanaoca, Langui y Layo entre otros.



Figura 1.1: Mapa de ubicación de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca

Fuente: <https://mapasamerica.dices.net/peru/mapa.php?nombre=Hercca&id=85815>

1.3. Situación problemática

Es necesario conocer la incidencia de la hidrogenación actual y determinar la importancia de la operación y la participación de las centrales hidroeléctricas en el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional). La generación de energía eléctrica en febrero fue de 4 154,351 GWh; así mismo, la máxima potencia coincidente fue 6 778,382 MW y la distribución de los porcentajes de generación eléctrica por la materia prima utilizada se muestra en la figura 1.2.

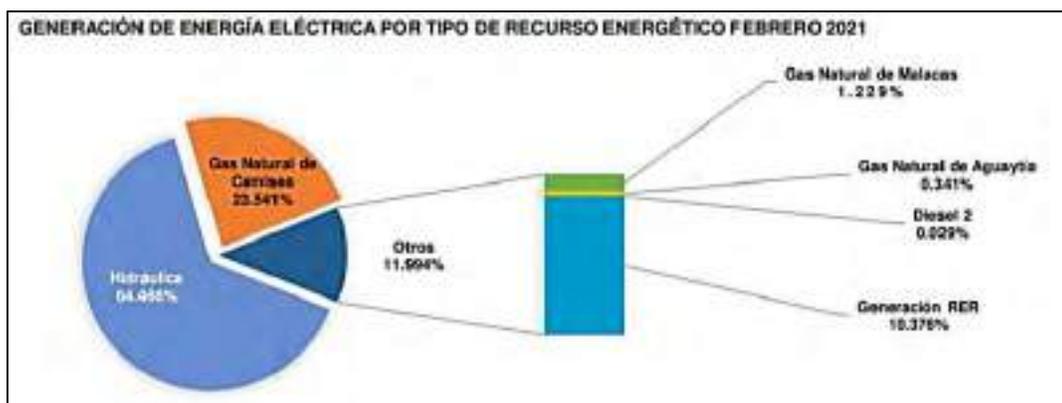


Figura 1.2: Distribución en % de la generación de energía eléctrica por tipo de recurso utilizado

Fuente: <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Boletines/>

Como puede apreciarse, la generación eléctrica en el Perú en tiempo de pandemia covid 19 disminuyó en su tasa de crecimiento y también de la marcada dependencia en la producción de energía eléctrica proveniente del gas natural ahora se tiene una mayor producción hidroenergética, esto se debe a la modificación coyuntural de las variables y agentes del mercado eléctrico, pero que consideramos sería lo adecuado, tomando en cuenta que en el caso de una central eléctrica a gas de ciclo simple la eficiencia está alrededor del 35% y de ciclo cerrado es de 65%. en ese panorama la tendencia debería ser la de mantener en forma sustentable este porcentaje de generación hídrica presentada en la figura 2 y reorientar el uso del gas natural en la industria, comercio y principalmente masificar el uso en el ámbito residencial y el transporte.

Esta tendencia se valida oficialmente en el documento publicado por el MINEM (Ministerio de Energía y Minas) referida a la “Política Energética Nacional del Perú, 2010-

2040”² en la que tácitamente manifiesta que debe priorizarse la utilización de los recursos renovables y la construcción de centrales hidroeléctricas, y que a la letra dice lo siguiente:

“**Objetivo 1:** Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética.

Lineamientos de política:

- Definir la matriz energética con base en la planificación integrada del desarrollo de los recursos y establecer los mecanismos para su cumplimiento.
- Promover proyectos e inversiones para lograr una *matriz energética diversificada y en base a energías renovables* - convencionales y no convencionales, hidrocarburos, geotermal y nuclear, que garanticen la seguridad energética del País.
- Incorporar la Eficiencia Energética como parte de la Matriz Energética
- Priorizar la *construcción de centrales hidroeléctricas* eficientes como base para la generación eléctrica nacional.
- Promover el *uso intensivo y eficiente de las fuentes de energías renovables* convencionales y no convencionales; así como la generación distribuida” (Minas, 2010) (ver figura 1.3)



Figura 1.3: Política Energética Nacional del Perú. DS N° 064 -2010 – EM. Fuente: MINEM, http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/DS_%20N%C3%82%C2%BA%20064-2010-EM.pdf

² Ministerio de Energía y Minas. (2010). *Política Energética Nacional del Perú*. Editorial: El Peruano, Lima.

Como puede apreciarse, la generación hídrica cobra enorme vigencia y trascendencia más aun considerando la capacidad del recurso hídrico del País que según el “Atlas del potencial hidroeléctrico del Perú” tenemos un potencial teórico de 170,009 MW y un potencial técnico de 98, 460 MW. Por consiguiente, la generación hidráulica y las actividades de operación y mantenimiento de las Centrales hidroeléctricas requieren un análisis y propuestas de mejora en su desempeño.

En la actualidad, las empresas modernas dedicadas a la generación eléctrica privilegian tres de sus factores de calidad competitiva primordiales, estas son el equipamiento e infraestructura (hardware), los programas operativos y control (software) y la gestión de sus procesos (orgware); la interacción y la interrelación de estos factores permiten alcanzar los objetivos estratégicos de las empresas generadoras logrando la calidad de servicio y la calidad del producto; los conceptos de las dos primeras son ampliamente conocidas mientras que orgware significa “estructura organizativa de un sistema tecnológico que permite asegurar el funcionamiento del hardware y el software, como la interacción con humanos, otros elementos y sistemas externos”³ (Alegsa, 2010, pág. 65) ; es decir, tiene relación directa con el conjunto de procesos y procedimientos estructurados que garanticen la producción de la energía eléctrica que finalmente se reflejan en las utilidades de la empresa.

La operación de la PCH de Hercca se inicia el año 1924 con la instalación de un primer grupo de generación con una potencia instalada de 400 kW cuya finalidad era proveer de energía eléctrica a la empresa textil “Maranganí” y también el alumbrado público de la localidad de Sicuani; posteriormente el año 1936 se incorpora a la PCH un segundo grupo de generación con una potencia instalada de 416 kW, de estos dos grupos señalados continúa operativo el segundo grupo luego de un proceso de mantenimiento y repotenciación.

La Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) Hercca opera actualmente con algunas instalaciones civiles y electromecánicas que han superado el tiempo de su vida útil y que para prolongar su operación se aplican procesos de mantenimiento correctivos.

La figura 1.4, muestra una parte de la infraestructura de la PCH de Hercca, se visualiza

³ ALEGSA (2010). DICCIONARIO DE INFORMÁTICA Y TECNOLOGÍA.
<http://www.alegsa.com.ar/Dic/orgware.php>

el estado actual y mayor atención en el mantenimiento y seguridad de la misma.



Figura 1.4: Parte de la infraestructura de la PCH de Hercca

Fuente: Propia

En la PCH de Hercca, al presente se encuentran instalados dos nuevos grupos de generación I y II con turbinas Michell Banki de 312 kW; posteriormente se instaló un último grupo de generación III de 416 kW, el mismo que fue reacondicionado, en consecuencia, la pequeña central hidroeléctrica de Hercca tiene una potencia instalada de 1040 kW, algunas de las características de los grupos son mostrados en la tabla 1 y la figura 1.5 muestra los nuevos grupos I y II instalados.

Cuadro 1.1: Grupos de generación integrantes de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Hercca

GRUPO	Potencia instalada	Velocidad síncrona	Estado
I	390 KVA, $\text{Cos } \varphi = 0.8$	$W_s = 720 \text{ rpm}$	Operativo
II	390 KVA, $\text{Cos } \varphi = 0.8$	$W_s = 720 \text{ rpm}$	Operativo
III	520 KVA, $\text{Cos } \varphi = 0.8$	$W_s = 1,200 \text{ rpm}$	Operativo



Figura 1.5: Grupos de generación I y II recientemente implementados en la PCH de Hercca
Fuente: Propia

Debido a los años de servicio del grupo de generación III, el caracol de la turbina Francis sufrió una rotura el año 2002 (ver fig. 6), luego de dos años fue reparado y puesto en operación, asimismo las demás componentes como el generador también fueron también reparados.

Ese mismo año 2002 la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (EGEMSA) como propietaria de la PCH tenía previsto implementar el proyecto de “Repotenciación de la Pequeña Central Hidroeléctrica Hercca”, con una potencia instalada de 6 MW pero por disposición de FONAFE (Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado) no se ejecutó este proyecto, asignándose la responsabilidad de gestión y propiedad a ELECTRO SUR ESTE SAA quedando desde esa fecha en suspenso la repotenciación de esta PCH.

En la operación de la PCH de Hercca, se aprecia un conjunto de problemas referidos a las diversas etapas de generación como son; falta de afianzamiento del recurso hídrico, presencia de

daños en la bocatoma, insuficiente mantenimiento del canal de conducción, deterioro del desarenador, falta de mantenimiento de la cámara de carga, posibles deterioros del material de la tubería forzada (ver fig. 1.6), riesgos estructurales de los apoyos y los anclajes, falta de pruebas en las válvulas, deterioro estructural de la casa de máquinas, ausencia de mantenimiento preventivo de las turbinas y los generadores, riesgos operativos de las escobillas y anillos rozantes de la excitatriz, falta de implementación de sistemas modernos de regulación y control de los grupos de generación, escasa implementación de procesos y procedimientos normalizados de mantenimiento con el principio de mejora continua.



Figura 1.6: Rotura del caracol de la turbina Francis, evento que se dio por fatiga del material

Fuente: EGEMSA, siniestro ocurrido en la PCH de Hercca.



Figura 1.7: Problemas de corrosión en la tubería de presión
Fuente: EGEMSA

Si esta situación de equipamiento y condiciones operativas de la PCH de Hercca continúa y se prolonga en el tiempo, es posible que pueda presentarse en el corto plazo dificultades en el sistema de captación hídrica, riesgos en la infraestructura y componentes electromecánicos, fallas en las turbinas, generadores y en los sistemas de regulación y control, deterioro de la casa de máquinas o subestación; prospectivamente a estos hechos ocasionarían en el futuro problemas en la calidad de servicio y calidad de producto, es decir problemas de confiabilidad y productividad y consecuentemente restricción de utilidades en la empresa concesionaria.

Mediante el presente proyecto de investigación se abordó estos problemas, aplicando las correspondientes herramientas de calidad, que permitieron elaborar un diagnóstico para posteriormente formular y sistematizar un procedimiento de gestión del mantenimiento preventivo para asegurar la confiabilidad, consecuentemente la competitividad y productividad de la PCH de Hercca y evitar algún efecto colateral en el SEIN.

De acuerdo a los informes técnicos (ADP - 01 - 2005 - EGEMSA actualización del estudio de "Repotenciación de la PCH. Hercca" e informe final de perturbaciones ELSE de fecha: 21-04-2014, elaborado por: JMAG Informe IOF-047 – 2014), se tiene conocimiento que en la actualidad están definidos algunos programas de mantenimiento correctivo en la PCH de Hercca. Documentos que fueron analizados en el diagnóstico del presente trabajo.

1.4. Formulación del Problema

1.4.1. Problema general

¿Cómo diseñar una propuesta de gestión de mantenimiento preventivo para garantizar la confiabilidad operativa de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca?

1.4.2. Problemas específicos

1. ¿Cómo es actualmente el proceso de mantenimiento de las componentes mecánicas, electromecánicas y control de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca?
2. ¿Qué procedimientos de mantenimiento preventivo serán necesarios elaborar para garantizar la confiabilidad operativa de las componentes mecánicas, electromecánicas y control de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca?
3. ¿Cómo es la propuesta de gestión del mantenimiento preventivo, para garantizar la confiabilidad operativa de la pequeña central hidroeléctrica Hercca?

1.5. Justificación del problema

1.5.1. Teórica

La PCH de Hercca no tiene desarrollado un marco teórico de dirección normativo respecto a la Gestión del mantenimiento que incluya todos los procedimientos de planificación, organización, dirección y control en la ejecución del mantenimiento que estén destinadas a cumplir con los objetivos organizacionales en la generación eléctrica que propicie la mejora continua, considerando la productividad y las utilidades de la organización.

En ese contexto, el presente proyecto expone un marco teórico de dirección que toma en cuenta los aspectos mencionados y el ciclo de vida útil de los activos físicos (infraestructura y equipamiento) para lograr la reducción de los costos en los procesos de mantenimiento y productivos, garantizando el buen desempeño operativo de la PCH de Hercca, transformándose la gestión del mantenimiento en un factor de competitividad, agregando valor en cada etapa de la cadena productiva de la generación de energía eléctrica.

1.5.2. Metodológica

Los procedimientos del mantenimiento preventivo se asocian con los riesgos en los activos físicos de la PCH de Hercca, el método utilizado define al riesgo como una "incertidumbre con relación al futuro", el riesgo tiene dos componentes básicos: la frecuencia, o el número de veces en el que se presenta durante un periodo determinado y por otra parte la gravedad o consecuencias de los eventos adversos; el riesgo se presenta cuando no se sabe cuándo ocurrirá un evento adverso y no se conoce la frecuencia de las fallas.

El método también considera el análisis del riesgo, constituyéndose en una herramienta significativa para construir la matriz de decisiones, de tal forma que se pueda conocer la causa, el efecto y la probabilidad de eventos adversos.

Para controlar de manera óptima los riesgos y reducirlos a un nivel aceptable se realizan algunas de las siguientes acciones:

- Identificar los riesgos potenciales asociados con los activos físicos y estimar los niveles que pueden alcanzar los riesgos asociados, analizándolos en función de los controles existentes o propuestos;
- Determinar si estos riesgos son tolerables;
- Determinar si es necesario un análisis adicional más profundo para definir si los riesgos son o no tolerables;
- Desarrollar controles de riesgo siempre que se considere necesario o deseable.

1.5.3. Técnico

Este nuevo enfoque de la gestión del mantenimiento aporta una ventaja competitiva a la PCH de Hercca a través de un mejor desempeño técnico, una visión estratégica del negocio, un mejor equilibrio entre el retorno, los riesgos y el incremento de la confiabilidad en la generación de energía eléctrica.

El sistema de gestión del mantenimiento permite indicar qué acciones en los activos físicos agregan mayor valor económico a la PCH de Hercca, mejoran la calidad del servicio y aumentan la confiabilidad del sistema de infraestructura y equipamiento eléctrico, además de agregar valor a todos los segmentos, ya que para los clientes es la forma de obtener energía eléctrica de calidad a un precio justo.

Para los organismos reguladores es la garantía de que la empresa está invirtiendo correctamente y sin desperdicio en la mejora de su desempeño y para los accionistas es la certeza de que sus activos se utilizan y se mantienen de forma consistente con el objetivo de generar la más alta tasa de retorno de su inversión.

Con la gestión del mantenimiento de los activos físicos es posible lograr mejoras en la eficiencia energética del lado de la oferta a través de la optimización de la generación de energía eléctrica y la reducción de las pérdidas, aunque para alcanzar este objetivo es fundamental utilizar equipos de alta eficiencia.

Los temas tratados en este documento permitirán aclarar las siguientes interrogantes:

- ¿Cómo identificar el mejor momento para sustituir un activo físico crítico?
- ¿Cómo analizar el ciclo de vida de la infraestructura o equipamiento de la PCH de Hercca?

1.6. Objetivo de la investigación

1.6.1. Objetivo general

Diseñar una propuesta de gestión de mantenimiento preventivo para garantizar la confiabilidad operativa de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca

1.6.2. Objetivos específicos

1. Desarrollar el diagnóstico actual de la gestión de mantenimiento de las componentes mecánicas, electromecánicas y control de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca.
2. Elaborar los procedimientos de mantenimiento preventivo, para garantizar la confiabilidad operativa de las componentes mecánicas, electromecánicas y control de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca.
3. Plantear una propuesta de gestión de mantenimiento preventivo para garantizar la confiabilidad operativa de la pequeña central hidroeléctrica Hercca.

1.7. Limitaciones de la investigación

Se consideran las limitaciones siguientes:

- Acceso a más información y documentación respecto a eventos de mantenimiento

correctivos específicos realizados en las diferentes etapas de generación de la PCH de Hercca, esta limitación se entiende que es debido a la administración outsourcing de la central, donde la información de detalle es controlada por la empresa externa.

- Acceso físico permanente a las instalaciones de la PCH de Hercca con la finalidad de obtener mayor información del estado actual de cada una de las partes y componentes de la central que permita desarrollar un diagnóstico más exhaustivo, debido a las limitaciones para el desplazamiento interprovincial decretadas por las entidades gubernamentales en vista de la presencia de la pandemia del coronavirus.
- Cierta dificultad de comunicación directa con los responsables de la administración de la PCH, principalmente por la seguridad de preservación de la salud por parte del interesado del proyecto de investigación.

1.8. Hipótesis y variables

1.8.1. Hipótesis

1.8.1.1. Hipótesis general

El diseño de la propuesta de la gestión del mantenimiento preventivo garantizará la confiabilidad operativa de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca.

1.8.1.2. Hipótesis específicas

1. La gestión actual del proceso de mantenimiento de las componentes mecánicas, electromecánicas y control en la pequeña central hidroeléctrica de Hercca es de carácter correctivo y no considera planes ni programas de mantenimiento preventivo.
2. Los procedimientos de mantenimiento preventivo que serán elaborados estarán relacionados con la confiabilidad operativa de las componentes mecánicas, electromecánicas y control de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca.
3. La propuesta de gestión del mantenimiento preventivo formula dimensiones, diagnóstico, criticidad, planificación y ejecución para garantizar la confiabilidad operativa de la pequeña central hidroeléctrica Hercca.

1.8.2. Variables

1.8.2.1. Variable Independiente

“Gestión del mantenimiento preventivo”

Indicadores:

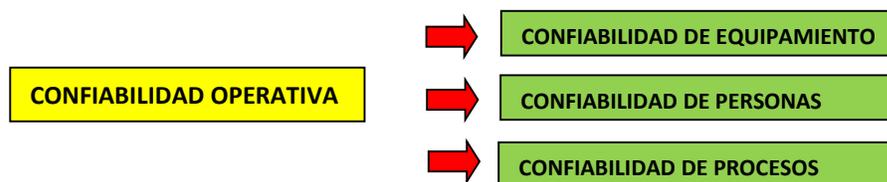
- Diagnóstico situacional
- Criticidad
- Planificación
- Ejecución
- Verificación
- Mejora de procesos

1.8.2.2. Variable dependiente

“Confiabilidad operativa”

Indicadores

- Confiabilidad de equipamiento
- Confiabilidad de personas
- Confiabilidad de procesos y funciones



- SAIFI System Average Interruption Frequency Index (Frecuencia Media de Interrupción por Usuario)
- SAIDI System Average Interruption Duration Index (Duración Media de interrupción por Usuario)

1.9. El método

1.9.1. Ámbito de estudio

La Pequeña Central Hidroeléctrica de Hercca, se ubica en la Región Cusco, Provincia

de Canchis y Distrito de Sicuani, a una altura aproximada de 3740 msnm, en la parte central y margen derecha de la cuenca del río Hercca, aprovecha los recursos hídricos del río Hercca que es a su vez tributario del río Vilcanota al este de la Cordillera de los Andes.

1.9.2. Tipo y nivel de investigación

De acuerdo a la finalidad de la investigación es tecnológica porque aplica los conocimientos científicos en soluciones fácticas.

Por otra parte, de acuerdo con el enfoque es de carácter mixto porque aborda aspectos cuantitativos y también cualitativos.

De acuerdo con el nivel de investigación tiene dos etapas, la primera es una investigación descriptiva porque desarrolla un diagnóstico del estado actual de la PCH de Hercca y la segunda es una investigación propositiva porque formula una propuesta de gestión del mantenimiento en ingeniería.

1.9.3. El método de investigación

a) Unidad de análisis

La Pequeña Central Hidroeléctrica de Hercca

b) Técnicas de recolección de información

Se utilizaron las siguientes técnicas y herramientas:

- Observación directa y adquisición de datos bibliográficos y experimentales; utilizando como herramienta la guía de observación, fichas bibliográficas y mediciones directas.
- Entrevistas a expertos y consultas académicas; se utilizó como herramientas las guías de entrevista y guías de consulta estructurada.

c) Técnicas de análisis e interpretación de la información

Para el análisis de datos se utilizó los histogramas, medidas de variabilidad, diagrama de causa efecto, estratificación, diagrama de Pareto y la correlación de Pearson.

1.10. Operacionalización de variables

TITULO: “Propuesta de gestión del mantenimiento preventivo para garantizar la confiabilidad operativa de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca”

VARIABLE INDEPENDIENTE	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DIMENSIONES	INDICADORES
“Gestión del mantenimiento preventivo”	“El papel principal es incrementar la confiabilidad de los <i>sistemas y equipos de producción</i> realizando actividades tales como <i>planeación, organización, control y ejecución</i> de métodos, buscando la conservación de los equipos ... su importancia se aprecia en la forma en que las fallas disminuyen como resultado de una buena gestión que involucre todo el departamento de mantenimiento y el apoyo de gerencia y en general de toda la empresa” (Mora, 1990)	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas y equipos de producción: diagnóstico de activos fijos. • Planificación: formulación de objetivos y medios para lograrlos. • Organización y ejecución: Programa, proyectos, actividades. • Control y verificación: análisis y mejora continua 	<ul style="list-style-type: none"> • Diagnóstico situacional • Cuantificación y cualificación de la criticidad • Procesos de planificación y ejecución. • Actividades de verificación • Acciones de Mejora continua de procesos.
VARIABLE DEPENDIENTE	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DIMENSIONES	INDICADORES
“Confiabilidad operativa”	<p>La Confiabilidad Operacional se define como una cadena de <i>técnicas de mejora continua</i>, que introducen <i>métodos de análisis</i> y nuevas tecnologías; con el propósito de perfeccionar el servicio, planeación, ejecución y control de la producción (Espinosa, 2011)</p> <p>Se compone de cuatro parámetros: <i>confiabilidad humana, confiabilidad de los procesos, mantenibilidad y confiabilidad de los equipos</i>; los cuales interactúan de forma óptima para obtener un mejoramiento duradero y de largo plazo (Arata, 2009).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Técnicas de mejora continua • Métodos de análisis • Parámetros de la confiabilidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Confiabilidad de equipamiento • Confiabilidad de personas • Confiabilidad de procesos y funciones • SAIFI y SAIDI

1.11. Matriz de consistencia: “Propuesta de gestión del mantenimiento preventivo para garantizar la confiabilidad operativa de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca”

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	MÉTODO
GENERAL	GENERAL	GENERAL	VARIABLE INDEPENDIENTE	<p>4.1 Ámbito de estudio La Pequeña Central Hidroeléctrica de Hercca, se ubica en la Región Cusco, Provincia de Canchis y Distrito de Sicuani.</p> <p>4.2 Tipo y nivel de investigación De acuerdo al enfoque es mixto De acuerdo al tipo es una investigación es tecnológica aplicada. De acuerdo al nivel de investigación es Descriptiva y explicativa.</p> <p>4.3 Unidad de análisis La Pequeña Central Hidroeléctrica de Hercca</p> <p>4.4 Población de estudio La Pequeña Central Hidroeléctrica de Hercca.</p> <p>4.5 Tamaño de muestra La cámara de carga, tubería de presión, turbinas, generadores, sistema de regulación y transformador elevador.</p> <p>4.6 Técnicas de recolección de información Se utilizarán las siguientes técnicas y herramientas: <input type="checkbox"/> Observación directa y adquisición de datos experimentales; utilizando como herramienta la guía y medición directas. <input type="checkbox"/> Entrevistas a expertos y consultas académicas; Se utilizará como herramientas las guías de entrevista y guías de consulta estructurada.</p> <p>4.7 Técnicas de análisis e interpretación de la información Para el análisis de datos será necesario utilizar los diferentes estadígrafos de análisis cualitativo y cuantitativo, como son la distribución de frecuencias, histogramas, medidas de variabilidad.</p>
¿Cómo diseñar una propuesta de gestión de mantenimiento preventivo para garantizar la confiabilidad operativa de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca?	Diseñar una propuesta de gestión de mantenimiento preventivo para garantizar la confiabilidad operativa de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca.	El diseño de la propuesta de la gestión del mantenimiento preventivo garantizará la confiabilidad operativa de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca	<p>“Gestión del mantenimiento preventivo”. Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Diagnóstico situacional. • Cuantificación y cualificación de criticidad • Procesos de planificación y ejecución • Actividades de verificación y mejora continua 	
ESPECÍFICAS	ESPECÍFICAS	ESPECÍFICAS	VARIABLE DEPENDIENTE	
<p>1.- ¿Cómo es actualmente el proceso de mantenimiento de las componentes mecánicas, electromecánicas y control de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca?</p> <p>2.- ¿Qué procedimientos de mantenimiento preventivo serán necesarios elaborar para garantizar la confiabilidad operativa de las componentes mecánicas, electromecánicas y control de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca?</p> <p>3.- ¿Cómo es la propuesta de gestión del mantenimiento preventivo, para garantizar la confiabilidad operativa de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca?</p>	<p>1.- Desarrollar el diagnóstico actual de la gestión de mantenimiento de las componentes mecánicas, electromecánicas y control de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca.</p> <p>2.- Elaborar los procedimientos de mantenimiento preventivo, para garantizar la confiabilidad operativa de las componentes mecánicas, electromecánicas y control de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca.</p> <p>3.- Plantear una propuesta de gestión de mantenimiento preventivo para garantizar la confiabilidad operativa de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca.</p>	<p>1.- La gestión actual del proceso de mantenimiento de las componentes mecánicas, electromecánicas y control en la pequeña central hidroeléctrica de Hercca es de carácter correctivo y no considera planes ni programas de mantenimiento preventivo.</p> <p>2.- Los procedimientos de mantenimiento preventivo que serán elaborados estarán relacionados con la confiabilidad operativa de las componentes mecánicas, electromecánicas y control de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca.</p> <p>3.- La propuesta de gestión del mantenimiento preventivo formula dimensiones, diagnóstico, criticidad, planificación y ejecución para garantizar la confiabilidad operativa de la pequeña central hidroeléctrica de Hercca.</p>	<p>“Confiabilidad operativa” Indicadores</p> <ul style="list-style-type: none"> • Frecuencia media de interrupciones SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) • Tiempo promedio de duración de la interrupción SAIDI (System Average Interruption Duration Index) • Confiabilidad de equipamiento. • Confiabilidad del recurso humano. • Confiabilidad de procesos y funciones 	

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

2.1. Antecedentes del Problema

Entre los antecedentes del trabajo se mencionan los siguientes:

- a) Salvador Pérez Canto⁴ de la Universidad de Málaga, desarrolló el estudio referido a centrales eléctricas de la “*Gestión del mantenimiento preventivo para centrales eléctricas*”, se analiza el problema de la planificación del mantenimiento de grupos generadores de electricidad desde la perspectiva de la programación matemática. Se analiza el *mantenimiento preventivo*, el cual se puede definir como la supervisión regular de un grupo generador de electricidad para detectar posibles fallos. Es la mejor manera de evitar que un grupo quede fuera de servicio por avería, el autor resume lo siguiente:

“La planificación del mantenimiento de grupos de producción de energía eléctrica consiste genéricamente en conocer qué grupos deben estar parados, o sea sin producir, para su revisión en cada intervalo de tiempo o periodo de un horizonte temporal de estudio. Este problema es de una enorme trascendencia ya que un fallo en una central puede originar la caída de un sistema eléctrico, con la consecuencia de no cumplir con la demanda de los clientes. El problema es planteado desde la perspectiva de la investigación operativa, modelándose y resolviéndose a través de la programación matemática, concretamente con el método de la programación lineal entera mixta 0/1. Como caso de aplicación real se tiene un conjunto de grupos de generación, representativo del sistema eléctrico español. El resultado que se alcanza es un plan de mantenimiento

⁴ Pérez Canto, Salvador. (2008). Gestión del mantenimiento preventivo para centrales eléctricas. Revista Europea de dirección y economía de la empresa, Dialnet. Málaga. España.

concreto que permite organizar de manera eficiente la distribución de todos los mantenimientos a lo largo del horizonte temporal analizado” (Pérez Canto, 2008)

El trabajo muestra una metodología para el diseño y la evaluación del Nivel de Gestión del Mantenimiento en una empresa eléctrica en la cual se desarrolla primeramente, una jerarquización de los indicadores claves, y se determina la influencia en la toma de decisiones, para dicho efecto se desarrolla trabajos de equipo (expertos) y mediante la utilización del método AHP de Saaty (Proceso de Análisis Jerárquico). Todo ello con una visión proactiva de la actividad de control de la Gestión del Mantenimiento, contribuyendo al logro de una mayor eficiencia y efectividad de este proceso y al mejoramiento continuo del accionar de la organización.

- b) Luis Amendola⁵, del Departamento de proyectos de Ingeniería de la Universidad politécnica de Valencia, publicó el proyecto de investigación “Gestión de Materiales Para Mantenimiento” donde expresa lo siguiente:

“Motivado por contribuir con la mejora continua en los sistemas de calidad en la gestión de materiales para el mantenimiento, me detuve a investigar en plantas petroleras y petroquímicas el stock de repuestos que tienen en los almacenes para la ejecución del mantenimiento. Muchos gerentes, supervisores y técnicos piensan que mientras los equipos estén envejeciendo debe mantener un alto stock de repuestos en los almacenes para garantizar la continuidad operativa de las plantas, eso hoy en día no es la mejor practica en la gestión de activos; existen técnicas probadas por grandes corporaciones que establecen un control del stock de almacén óptimo para la gestión del mantenimiento. El problema al que hace frente el personal del mantenimiento y materiales hoy en día no es solo el aprender cual son esas nuevas técnicas, sino también el ser capaz de decidir cuáles son útiles y cuales no los son para sus propias compañías Si elegimos

⁵ Amendola, Luis. (2013). Gestión de materiales para mantenimiento. Universidad tecnológica de Valencia. España.

adecuadamente, es posible que mejoremos la práctica del mantenimiento y a la vez contengamos e incluso reduzcamos el coste del mismo. Si elegimos mal, crearemos más problemas a la vez que haremos más graves los existentes” (Amendola, 2013).

Es notorio que al control de inventario de componentes para mantenimiento se le ha prestado poca atención en comparación a estos sistemas de control desarrollados para administrar materias primas y productos terminados, ello adquiere relevancia si se observa que en general los materiales usados en las operaciones industriales son costosos y la inversión en inventarios se constituyen en elementos críticos en la gestión de complejos industriales en general.

- c) El año 2004, la empresa de Generación eléctrica machupicchu (EGEMSA)⁶, se propuso seleccionar a una empresa consultora que ofrezca las condiciones técnico – económica más favorable para la “Actualización del proyecto de ampliación de la PCH de Hercca” mediante una Adjudicación directa y un valor referencial de S/. 179,690.00 (Ciento Setenta y nueve mil seiscientos noventa con 00/100 Nuevos Soles) incluido IGV: Las especificaciones técnicas en parte fueron las siguientes:

“La Central Hidroeléctrica Hercca opera y entrega su energía al SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), de tal manera que ayuda en la alimentación a toda su área de influencia.

La pequeña Central Hidroeléctrica Hercca tiene actualmente una capacidad instalada de 0.816 MW (actualmente está operando con un solo grupo de 0.4 MW), sin embargo, la hidrología del río tributario Hercca proporciona garantías para un mayor aprovechamiento; siendo el equipamiento existente de una tecnología poco actualizada. La ampliación de la capacidad de esta Central asegura la atención del servicio, fundamentalmente en la Ciudad de Sicuani, cerca de la cual se encuentra instalada.

⁶ EGEMSA. (2004). *Actualización del proyecto de ampliación de la PCH de Hercca*. Adjudicación directa pública ADP-003-2004 -Egemma, primera convocatoria.

El Proyecto Ampliación de la Central Hidroeléctrica Hercca, se desarrolla sobre el río tributario Hercca, en la provincia de Canchis y distrito de Sicuani, departamento de Cuzco.

La pequeña central Hidroeléctrica Hercca es una central con régimen de operación permanente, cuenta con dos unidades generadoras de 400 y 416 kW de potencia nominal respectivamente, genera en 2300 voltios, la cual es elevada mediante un transformador elevador hasta los 22,900 voltios, para lo cual se cuenta con un transformador cuyas características son: 22.9/2.3 kV de 1000 kVA, 60 Hz, 55/25 A, con una refrigeración de tipo ONAN.

Los grupos en la actualidad se encuentran conectados en paralelo, la pequeña Central se conecta a la línea de 22.9kV hasta la S.E. Puente Arturo (22.9/10.5 kV), para luego llegar a la S.E. de Sicuani (60/10.5kV), y a través de una línea de 60kV hasta la S.E. de Combapata el cual se conecta al SINAC a través de un transformador 138/60/24kV.

La pequeña Central cuenta con tres edificaciones, destinadas a la casa de máquinas, viviendas, almacén y oficinas”.

Este proyecto implicaba la remodelación y ampliación de la PCH de Hercca, la reparación y mantenimiento de la infraestructura y el equipamiento, desde la bocatoma hasta la casa de máquinas, pero sin embargo la ejecución de este proyecto no logró concretarse (EGEMSA, 2004).

2.2. Bases teóricas

2.2.1. La teoría de Gestión tecnológica

La Gestión tecnológica es definida por Restrepo Gonzales⁷ como:

“La acción de gestionar y administrar una actividad profesional destinado a establecer los objetivos y medios para su realización, a precisar la organización de

⁷ Restrepo Gonzales, G. (2000). *El concepto y alcance de la gestión tecnológica*. Universidad de Antioquia. REDIB, Red Iberoamericana de innovación y conocimiento científico, Revista de la Facultad de Ingeniería. <https://revistas.udea.edu.co/index.php/ingenieria/article/view/325929>

sistemas, con el fin de elaborar la estrategia del desarrollo y a ejecutar la gestión del personal. Asimismo en la gestión es muy importante la acción, porque es la expresión de interés capaz de influir en una situación dada... el objeto de la ingeniería es la aplicación de las matemáticas, las ciencias naturales y la tecnología en el diseño, construcción, operación, mantenimiento, control, administración e innovación de procesos, productos, servicios, equipos y materiales en todos los sectores de la economía” y agrega: “Lo esencial de los conceptos administración y gestión está en que los dos se refieren al proceso de planear, organizar, dirigir, evaluar y controlar; como plantea Fayol al principio del siglo o Koontz posteriormente” (Restrepo Gonzales, 2000)

El autor de El concepto y alcance de la gestión tecnológica enfatiza la interacción inherente de la ingeniería y la gestión tecnológica y se contextualiza en la prospectiva, planificación tecnológica, la innovación y la transferencia tecnológicas, aspectos muy relevantes e importantes en el desempeño profesional del ingeniero.

2.2.2. El concepto de Mantenimiento

El mantenimiento está definido por Santiago Garrido de la siguiente forma:

“Definimos habitualmente mantenimiento como el conjunto de técnicas destinado a conservar equipos e instalaciones en servicio durante el mayor tiempo posible (buscando la más alta disponibilidad) y con el máximo rendimiento.

A lo largo del presente proceso industrial vivido desde finales del siglo XIX, la función mantenimiento ha pasado a diferentes etapas. En los inicios de la revolución industrial, los propios operarios se encargaban de las reparaciones de los equipos. Cuando las máquinas se fueron haciendo más complejas y la dedicación a tareas de reparación aumentaba, empezaron a crearse los primeros departamentos de mantenimiento, con una actividad diferenciada de los operarios de producción. Las tareas en estas dos épocas eran básicamente correctivas, dedicando todo su esfuerzo a solucionar las fallas que se producían en los equipos” (Garrido, 2010)

También podemos definir el mantenimiento como un conjunto de procedimientos

con la finalidad de garantizar el tiempo de vida útil para la que fue diseñada o ampliarla, estos procedimientos deberán significar el menor costo posible y serán capaces de prevenir la ocurrencia de fallas en los equipos en operación.

El desarrollo del mantenimiento no solo implica reparar el equipo con falla tan pronto como se pueda, sino mantener el equipo en operación en los niveles especificados. En consecuencia, buen mantenimiento no consiste en realizar el trabajo equivocado en la forma más eficiente; su primera prioridad es prevenir fallas y, de este modo reducir los riesgos de paradas imprevistas.

El mantenimiento no empieza cuando los equipos e instalaciones son recibidos y montados, sino en la etapa inicial de todo proyecto y continúa cuando se formaliza la compra de aquéllos y su montaje correspondiente.

Una definición importante de mantenimiento indica que es un proceso cuya finalidad es garantizar la confiabilidad de los activos fijos tangibles durante su vida útil o prolongarlos para lograr los objetivos organizacionales.

2.2.3. Propósito del Mantenimiento

Se considera al medio que tiene toda organización para conservar operable con el debido grado de eficiencia y eficacia su activo físico y considera las actividades necesarias para:

- Mantener una instalación o equipo en funcionamiento
- Restablecer el funcionamiento del equipo en condiciones predeterminadas

El mantenimiento incide, por lo tanto, en la cantidad y calidad de la producción, en efecto, la cantidad de producción a un nivel de calidad dado está determinada por la capacidad instalada de producción y por su disponibilidad (D), entendiéndose por tal al cociente del tiempo efectivo de producción (TEP) entre la suma de éste y el tiempo de parada por mantenimiento (TPM), es decir:

$$D = \frac{TEP}{TEP+TPM} \quad \text{Ec. 2.1}$$

2.2.4. Mantenimiento preventivo

Se define como la programación de una serie de inspecciones de funcionamiento y de seguridad, ajustes, reparaciones, análisis, limpieza, lubricación, calibración, que deben llevarse a cabo en forma periódica en base a un plan y no a una demanda del operario o usuario, por lo que también es conocido como Mantenimiento Preventivo Planificado (MPP), y su propósito es prever las fallas manteniendo los sistemas de infraestructura, equipos e instalaciones de una central eléctrica en completa operación a los niveles y eficiencia óptimos.

La característica principal de este tipo de Mantenimiento es la de inspeccionar los equipos y detectar las fallas en su fase inicial, y corregirlas en el momento oportuno. Con una buena organización del Mantenimiento Preventivo, se obtiene experiencias en la determinación de causas de las fallas repetitivas o del tiempo de operación seguro de un equipo, además se llega a conocer puntos débiles de instalaciones, máquinas, etc. Otras ventajas del Mantenimiento Preventivo son:

- a) Confiabilidad, entendido como la capacidad de un activo o componente para realizar una función requerida bajo condiciones dadas, para un intervalo de tiempo definido, los equipos operan en mejores condiciones de seguridad, ya que se conoce su tiempo de vida útil, su estado, y sus condiciones de funcionamiento, esto es de suma importancia para el servicio que presta.
- b) Disminución del tiempo muerto, reduce el tiempo de fuera de uso de infraestructura y equipos.
- c) Mayor duración, los equipos e instalaciones tendrán una vida útil mayor que la que tendrían sin Mantenimiento Preventivo.
- d) Menor costo de reparación.
- e) Disminución de existencias en almacén, ósea un mínimo inventario, puesto que se precisa los repuestos de mayor y menor consumo.
- f) Equidad en la carga de trabajo para el personal de mantenimiento debido a una programación de actividades.

Los procedimientos para acción preventiva deben incluir:

1. El uso de base de datos y fuentes adecuadas de información, como por ejemplo el monitoreo continuo, para detectar, analizar y eliminar las causas de fallas potenciales.
2. Determinación de las etapas necesarias para tratar cualquier problema que requiera acción preventiva en el marco del Programa de Mantenimiento
3. Iniciación del Mantenimiento Preventivo y aplicación de controles para asegurar que éste sea eficaz.
4. Asegurar que la información pertinente sobre las acciones tomadas se someta a continua revisión y registro.

2.2.5. La concepción de Planificación

Respecto a la concepción de la Planificación James Stoner⁸, manifiesta que:

“Planificar implica que los administradores piensan con antelación en sus metas y acciones, y que basan sus actos en algún método, plan lógico, y no en corazonadas. Los planes presentan los objetivos de la organización y establecen los procedimientos idóneos para alcanzarlos. Además, los planes son la guía para que (1) la organización obtenga y comprometa los recursos que se requieren para alcanzar sus objetivos; (2) los miembros de la organización desempeñen actividades congruentes con los objetivos y los procedimientos elegidos, y (3) el avance hacia los objetivos pueda ser controlado y medido de tal manera que, cuando no sea satisfactorio, se pueda tomar medidas correctivas” (Stoner, 1999)

⁸ Stoner, J. (1999). *Administración*. México. Prentice Hall Hispanoamericana, S.A.

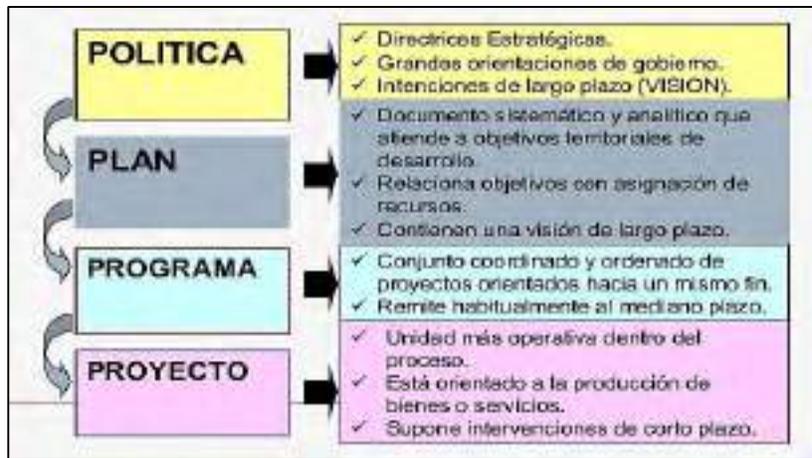


Figura 2.1: Estructura de la Planificación

Fuente: <http://laboticadelacalidad.blogspot.com/2015/11/glosario-de-la-planificacion-con.html>

2.2.6. El concepto de recursos

Los recursos se definen como todo conjunto de elementos disponibles para resolver una necesidad o para llevar a cabo una actividad requerida. Los recursos son los distintos medios o ayudas que se utiliza para conseguir un fin o satisfacer una necesidad. También, se puede entender como un conjunto de elementos disponibles para resolver una necesidad o llevar a cabo una empresa.

De acuerdo a Editorial definición MX9, se denomina recursos:

“A todos aquellos elementos que pueden utilizarse como medios a efectos de alcanzar un fin determinado. Así, por ejemplo, es posible hablar de recursos económicos, recursos humanos, recursos intelectuales, recursos renovables, etc. Desde esta perspectiva, todo recurso es un elemento o conjunto de elementos cuya utilidad se fundamente en servir de mediación con un objetivo superior. Dada lo amplio de la definición, es obvio que el término se emplea en una gran variedad de ámbitos y circunstancias. No obstante, existen algunos ámbitos donde su utilización tiene unos límites bien definidos debido a la importancia que este tipo particular de recursos implica”. (MX Editorial, 2014)

⁹ Editorial MX. (2014). Definición de recursos. <https://definicion.mx/?s=Recursos>

2.2.7. La concepción de los riesgos

El riesgo es la posibilidad de que se produzca un contratiempo o una desgracia, de que alguien o algo sufran perjuicio o daño; es una situación en que puede darse esa posibilidad de producirse un hecho negativo.

Para Belkis Echemendía Tocabens¹⁰,

“La palabra riesgo es tan antigua como la propia existencia humana. Podemos decir que con ella se describe, desde el sentido común, la posibilidad de perder algo (o alguien) o de tener un resultado no deseado, negativo o peligroso.

El riesgo de una actividad puede tener dos componentes: la posibilidad o probabilidad de que un resultado negativo ocurra y el tamaño de ese resultado. Por lo tanto, mientras mayor sea la probabilidad y la pérdida potencial, mayor será el riesgo.

Cada vez que tomamos una decisión y valoramos la relación costos-beneficios, no estamos sino evaluando los riesgos que corremos con esa decisión y las ventajas o desventajas que esta nos puede traer. Es decir, funcionamos cotidianamente con la noción de riesgos, aunque no seamos conscientes de ello en todo momento. Por lo tanto, ni la palabra riesgo ni el fenómeno que se describe con ella son nuevos para nuestro entendimiento, al contrario, el ser humano desde sus inicios como especie convivía naturalmente con los riesgos y reaccionaba intuitivamente ante ellos.

Solo a partir de determinado momento en el desarrollo de las sociedades humanas el riesgo se convirtió en una preocupación consciente de las personas. Mucho después, con el desarrollo tecnológico y científico, esta definición fue introduciéndose en el terreno de la ciencia y se convirtió actualmente en un concepto dinámico y multifacético con ramificaciones científicas, económicas, sociales y políticas, lo cual quiere decir que

¹⁰ Echemendía Tocabens, B. (2011). Definiciones acerca del riesgo y sus implicaciones. *Revista Cubana de Higiene y Epidemiología*, 49(3), 470-481. Recuperado en 27 de enero de 2021, de http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1561-30032011000300014&lng=es&tlng=es.

profesionales de las más diversas ramas del saber han hecho suyo el estudio de las distintas facetas del riesgo más allá de las consideraciones cotidianas.

Actualmente la preocupación de la sociedad por el riesgo está muy relacionada con la complejidad que se vive. La aceleración de los cambios sociales, económicos y políticos, la globalización y la progresiva industrialización traen aparejadas la contaminación ambiental, la escasez de recursos naturales vitales como el agua, accidentes industriales que han socavado la seguridad pública... El ritmo actual de cambios reduce la estabilidad social e institucional a largo plazo afecta la facultad de predecir el futuro y, por tanto, aumenta la incertidumbre. Ha aumentado también la conciencia sobre el riesgo, y en consecuencia, la intolerancia hacia este. Pero también las personas se esfuerzan por protegerse de las catástrofes y del efecto de esos riesgos ilocalizables, indefinidos y con dimensiones no previstas". (Tocabens, 2011, pág. 202)

2.2.8. Hidrología y calidad del agua

Para analizar y monitorear el recurso hídrico se desarrolló una evaluación hidrológica para determinar las descargas en el río Hercca, se estimará las series hidrológicas en la laguna Langui Layo y en el punto de captación de la Pequeña Central Hidroeléctrica Hercca.

Con la finalidad de formular propuestas de mantenimiento de las obras de captación, se evaluaron los eventos hidrológicos extremos en el río Hercca para diferentes períodos de retorno.

La Cuenca del río Hercca, se encuentra en la parte sur de la cuenca principal, entre las coordenadas geográficas 70°58'53" y 71°23'03" longitud oeste y 14°38'46" y 14°07'07", latitud sur.

La cuenca del Río Hercca posee dos estaciones hidrometeorológicas. Langui, instalada en 1979 actualmente descontinuada en sus registros y Sicuani, instalada el año 1964. La cuenca presenta marcadamente cuatro pisos térmicos con un rango de variación de temperaturas promedio entre los 12°C y los 6°C.

La cuenca presenta dos afluentes principales, que son los aportes de los Ríos Jeruma y Payacchuma, estos alimentan a la Laguna de Langui-Layo, adonde ésta recibe aportes de

numerosos cauces temporales perpendiculares, desembocando a la laguna, la salida de la laguna se le denomina el río Langui, para luego confluir con el río Hercca, formando el cauce principal de este, para finalmente entrar en la zona de la ciudad de Sicuani al río Vilcanota Alto, formando el río Vilcanota Bajo.

2.2.9. La Regulación de Frecuencia

2.2.9.1. Sistema de regulación primaria

De acuerdo con el operador del sistema de la Red Eléctrica de España REE¹¹ (Red Eléctrica de España) define del siguiente modo: “La regulación primaria tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Se aporta mediante la variación de potencia de los generadores de forma inmediata y autónoma por actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas como respuesta a las variaciones de frecuencia” (Ledesma, 2008)

2.2.9.2. Regulación de frecuencia

En el documento, Evaluación de costos de regulación de frecuencia¹² se define del siguiente modo:

“El sistema eléctrico se caracteriza por poseer un gran dinamismo, razón por la cual cuenta con una serie de servicios complementarios que se encargan de arreglar situaciones no deseadas que pongan en riesgo la correcta operación del sistema. En este sentido, la situación más frecuente y que ocurre segundo a segundo es el desafío de que la generación esté siempre al mismo nivel de la carga que suministra, la cual presenta perfiles similares en el tiempo pero está determinada en su mayoría por un gran nivel de aleatoriedad, generando un nivel de carga difícil de seguir con un respectivo nivel de generación, esto

¹¹ Ledesma, P. (2008). Regulación de Frecuencia y Potencia. Madrid. España. Universidad Carlos III de Madrid. <https://docplayer.es/8213088-Regulacion-de-frecuencia-y-potencia.html>

¹² Silva, C. (2016). Evaluación de Costos de Regulación de frecuencia, Santiago, Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile. Departamento de Ingeniería Eléctrica. <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno16/regfrec/files/Informe%20Final%20Acevedo%20Villalobos.pdf>

produce una diferencia entre ambos niveles comúnmente conocida como desbalance que debe ser equilibrada por algún servicio complementario.

La regulación de frecuencia busca, a través de mecanismos de control en la red y con capacidad de generación lista para entrar en acción, responder en forma adecuada a las exigencias del sistema y corregir así, las variaciones de frecuencias que surgen como producto de este desbalance. Por lo tanto, la capacidad de regular esta frecuencia y mantenerla dentro de ciertos límites otorga mayor seguridad, rigidez y control sobre la operación del sistema, siendo un factor clave a considerar para las empresas de transmisión y de distribución, ya que deben cumplir con ciertos requisitos de calidad de servicio.

En el marco internacional el rol de la regulación de frecuencia es reconocido en la mayoría de los sistemas de potencia, considerando regulación primaria, secundaria y terciaria. En la mayoría de dichos sistemas se utilizan reservas rotantes y no rotantes (frías), diferenciándose en los tiempos de respuesta (sincronización y puesta en marcha), donde en general se requieren reservas no rotantes de puesta en operación cercana a los 10 minutos. En general este tipo de servicio es otorgado por las unidades generadoras, aunque en sistemas más desarrollados es posible encontrar este tipo de regulación también en la desconexión voluntaria de carga” (Silva, 2016)

2.2.9.3. Definición según Elvin Jiménez del ITSD¹³

De acuerdo al análisis desarrollado por Elvin Jiménez e Ingrid Oliveros de la Universidad del Norte de Colombia manifiestan que:

“En todo sistema eléctrico es muy importante mantener la frecuencia eléctrica en valores nominales, ya que es un indicador muy importante de la calidad de la

¹³ Jiménez, E. (2015). Modelo de regulación de frecuencia óptimo para sistemas eléctricos insulares, Santo Domingo, República Dominicana. Instituto Tecnológico de Santo Domingo.
https://www.researchgate.net/publication/282049496_MODELO_DE_REGULACION_DE_FRECUENCIA_OPTIMO_PARA_SISTEMAS_ELECTRICOS_INSULARES_CASO_REPUBLICA_DOMINICANA

energía. En un sistema eléctrico insular las variaciones de frecuencia debido a desequilibrios entre generación y demanda son mayores que en sistemas de gran tamaño. Esto se debe principalmente a los tipos de tecnologías de los generadores existentes y a menores inercias globales del sistema. Por esta razón no es correcto aplicar los mismos criterios y condiciones en la regulación de frecuencia para sistemas pequeños o medianos que para grandes sistemas interconectados. El modelo actual de regulación de frecuencia empleado en la Republica Dominicana está diseñado para un sistema mucho más grande e interconectado con otros sistemas. Esta realidad hace que el sistema no pueda detener las variaciones de frecuencia producidas por eventos en la red. Teniendo que llegar, muy frecuentemente, a la desconexión automática de demanda para llevar la frecuencia a valores nominales.

Con el fin de determinar el modelo de regulación de frecuencia que mejor se adapta al sistema eléctrico de la Republica Dominicana se analizaron todas las características del sistema tanto la topología de la red, las tecnologías actuales de las unidades generadoras y la variabilidad de la demanda. Se realizaron diferentes estudios dinámicos para determinar la inercia global del sistema, el comportamiento de la frecuencia antes diferentes perturbaciones que puedan ocurrir en la red de transmisión y los márgenes mínimos de reservas primarias para regulación de frecuencia. Para validar el modelo de regulación de frecuencia resultante se realizaron diferentes despachos económicos, corridas de flujos y estudios de estabilidad de frecuencia ante diferentes perturbaciones de la red.

Todos los resultados obtenidos mostraron que con el modelo de regulación de frecuencia propuesto la velocidad de respuesta de la generación es mucho más rápida y se evita más cortes de suministro para la estabilización de la frecuencia.

También se determinó que el costo del servicio de regulación de frecuencia es mucho menor con el modelo propuesto en comparación con el método de regulación actual” (Jimenez, 2015) .

2.2.9.4. Clases de Reguladores de frecuencia

Respecto a los reguladores de frecuencia, Pablo Ledezma (2008), expresa lo siguiente:

“Como la frecuencia eléctrica está ligada al balance de potencia activa en el sistema eléctrico, suele hablarse indistintamente de control de frecuencia, control de potencia, o control de frecuencia-potencia. De manera breve puede decirse que la frecuencia del sistema y los flujos de potencia por determinadas líneas son las variables que se quieren controlar, y las potencias entrantes a los generadores son las variables empleadas para controlarlas. Aunque hablando estrictamente la frecuencia de un sistema eléctrico solo es la misma en todos sus nudos cuando el sistema se encuentra en régimen permanente, al estudiar el control frecuencia-potencia asumimos que las desviaciones del punto de equilibrio son pequeñas y que la frecuencia puede considerarse la misma en todos los nudos del sistema. Por ello el control de frecuencia es un problema que se aborda de manera global. En este sentido es distinto al control de tensión, eminentemente local y que afecta, salvo en casos muy especiales como el colapso de tensión, a un conjunto limitado de nudos. Así, los sistemas de control de frecuencia y de tensión se conciben de forma independiente, aprovechando el débil acoplamiento entre el flujo de potencia reactiva y las tensiones, por un lado, y el flujo de potencia activa, los ángulos de tensión y la frecuencia, por otro. La potencia generada en cada planta debe atender también a otros requerimientos además de la frecuencia, fundamentalmente compromisos adoptados durante el funcionamiento del mercado eléctrico.

Estos compromisos se refieren tanto a la producción en cada planta como al intercambio de potencia entre áreas de control vecinas. En la actualidad, dada la extensión geográfica alcanzada por los sistemas eléctricos modernos y la variedad de instituciones involucradas en su organización, 'estos se dividen en áreas interconectadas para facilitar su gestión técnica y económica. Las transacciones de energía en un instante determinado entre

áreas quedan programadas con antelación, y cada área debe disponer de las suficientes reservas de energía para hacer frente a sus posibles desequilibrios entre generación y demanda. Teniendo en cuenta todas estas consideraciones relativas a la potencia, el control de frecuencia debe conseguir que se mantenga el equilibrio entre generación y demanda. Se mantenga la frecuencia de referencia en el sistema. Se cumplan los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas. Se mantenga la suficiente energía de reserva. Todo ello, además, debe organizarse dentro del marco regulatorio vigente que corresponde a un mercado de energía competitivo”.

Con la finalidad de cumplir estos objetivos, el control frecuencia-potencia se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario.

Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables provenientes de una parte más o menos amplia del sistema eléctrico. Luego los Sistemas de regulación de frecuencia normalmente se clasifican en:

a) El control primario

Es el más rápido, operando en un margen de tiempo de entre 2 y 20 segundos. Actúa de forma local en cada generador síncrono, atendiendo a la velocidad de giro del eje.

La rapidez de este control está limitada por la propia inercia de los generadores.

b) El control secundario

Opera en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.

c) El control terciario

Opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía”

2.3. Marco conceptual

2.3.1. Pequeña central hidroeléctrica - Bocatoma

Una pequeña central hidroeléctrica, se define como una unidad de generación eléctrica, basada en la utilización combinada de caudales pequeños y saltos de caídas de agua que se mantiene en ciertos niveles constantes en cada año como promedio, construidas en zonas aisladas de difícil acceso y que no representan mucha importancia al sistema de interconexión nacional por tener un área de influencia muy pequeña, donde los cambios meteorológicos que pueden hacer variar el flujo de agua son mínimas, en consecuencia la cantidad de agua disponible son pequeñas y estables en el tiempo. Actualmente, las pequeñas centrales hidroeléctricas tienen determinadas características que nos ayuda a diferenciarlos de otros sistemas de mayores dimensiones.

De acuerdo a OLADE (Organización latinoamericana de energía) clasifica a las centrales hidroeléctricas entre 500 kW y 5000 kW como pequeñas centrales hidroeléctricas.

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas PCH que transforman la energía potencial del recurso hídrico, en energía cinética, luego en energía mecánica rotatoria y finalmente en energía eléctrica, tienen las siguientes ventajas:

- Se trata de una energía renovable de alto rendimiento energético.
- Debido al ciclo del agua se considera que su disponibilidad es inagotable.
- Es una energía limpia puesto que no produce emisiones tóxicas durante su funcionamiento.
- Su operación induce a la eliminación del uso de combustibles fósiles en generación.
- El coste de operar una planta hidráulica es casi inmune a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles como petróleo, el carbón o el gas natural.
- Las plantas hidráulicas también tienden a tener vidas económicas más largas que las plantas eléctricas que utilizan combustibles fósiles.
- Los costos de operación son bajos porque las plantas están automatizadas y requieren de personal mínimo para su operación.
- Como las plantas hidráulicas no “quemar” combustibles, no contaminan el medio

ambiente con dióxido de carbono.

Las componentes estructurales y electromecánicas básicas de una Pequeña Central hidroeléctrica las siguientes:

Las obras de toma o denominadas bocatomas son estructuras hidráulicas construidas sobre un río con el objeto de derivar una parte del caudal (Q) con fines de generación eléctrica y la otra parte no captada viene a ser el caudal ecológico (Q_e). Las bocatomas suelen caracterizarse principalmente por el Caudal de Captación, que también se define como el gasto máximo que una bocatoma puede admitir.

En el País existen en operación un gran número de obras de toma para aprovechamiento hidráulico. El diseño de estas estructuras es casi siempre complicado y debe recurrirse tanto a métodos analíticos como a la investigación en modelos hidráulicos.

Las obras de toma presentan bastantes riesgos debido a que soportan diversas fuerzas como son la fuerza del recurso hídrico, el peso de la estructura, la subpresión y el peso de la tierra que está detrás del dentellón y el punto final del barraje; está expuesto en forma permanente al deslizamiento y volcamiento principalmente.

2.3.1.1. Funciones principales

- Garantizar una adecuada captación de caudal permanente
- Impedir el ingreso de materiales sólidos en suspensión y flotantes, disponer de los medios y condiciones apropiados para su evacuación
- Proteger el resto del sistema de obras hidráulicas de los caudales de avenidas
- Estar ubicado en un lugar que presente condiciones favorables desde el punto de vista de funcionamiento hidráulico y de facilidades de construcción.
- Presentar aguas abajo suficiente capacidad de transporte para evitar la sedimentación

2.3.1.2. Tipos de bocatomas

a) Toma Directa

Se trata de una toma que capta directamente mediante un canal lateral, que por lo general es un brazo fijo del río que permite discurrir un caudal mayor que el que

se va a captar. Su mayor ventaja es que no se necesita construir un barraje o azud que por lo general constituye una de las partes de mayor costo.

Sin embargo; tiene desventaja de ser obstruida fácilmente en época de crecidas, además permite el ingreso de sedimentos hacia el canal de derivación.

b) Toma Mixta o Convencional

Se trata de una toma que realiza la captación mediante el cierre del río con una estructura llamada azud o presa de derivación, el cual puede ser fija o móvil dependiendo del tipo del material usado. Será fija cuando se utiliza un elemento rígido, por lo general concreto, y será móvil cuando se utilizan compuertas de acero o madera.

La captación en ese tipo de bocatomas se realiza por medio de una ventana que puede funcionar como orificio o vertedero dependiendo del tirante en el río

c) Toma Móvil

Se llama así aquella toma que para crear la carga hidráulica se vale de un barraje móvil. Son tomas que, por la variación de niveles en forma muy marcada entre la época de estiaje y avenida, necesitan disponer de un barraje relativamente bajo, pero que para poder captar el caudal deseado necesitan de compuertas que le den la cota a nivel de agua adecuado.

A los barrajes con compuertas que permiten el paso del caudal de avenida a través de ellos se les conoce como barraje móvil. Su principal ventaja es que permite el paso de los materiales de arrastre por encima de la cresta del barraje vertedero o azud.

d) Toma Tirolesa o Caucasiona

Son tomas cuyas estructuras de captación se encuentran dentro de la sección del azud, en un espacio dejado en él, protegido por una rejilla que impide el ingreso de materiales gruesos. Estas tomas no son recomendables en ríos donde el arrastre de sedimentos es intenso, ya que podrían causar rápida obstrucción de las rejillas.

Conviene comentar que la gran mayoría de ríos del Perú son muy jóvenes y

arrastran gran cantidad de sedimentos en épocas de crecidas, por lo que la construcción de estas tomas debe ser donde las condiciones lo favorezcan.

2.3.1.3. Componentes de la bocatoma

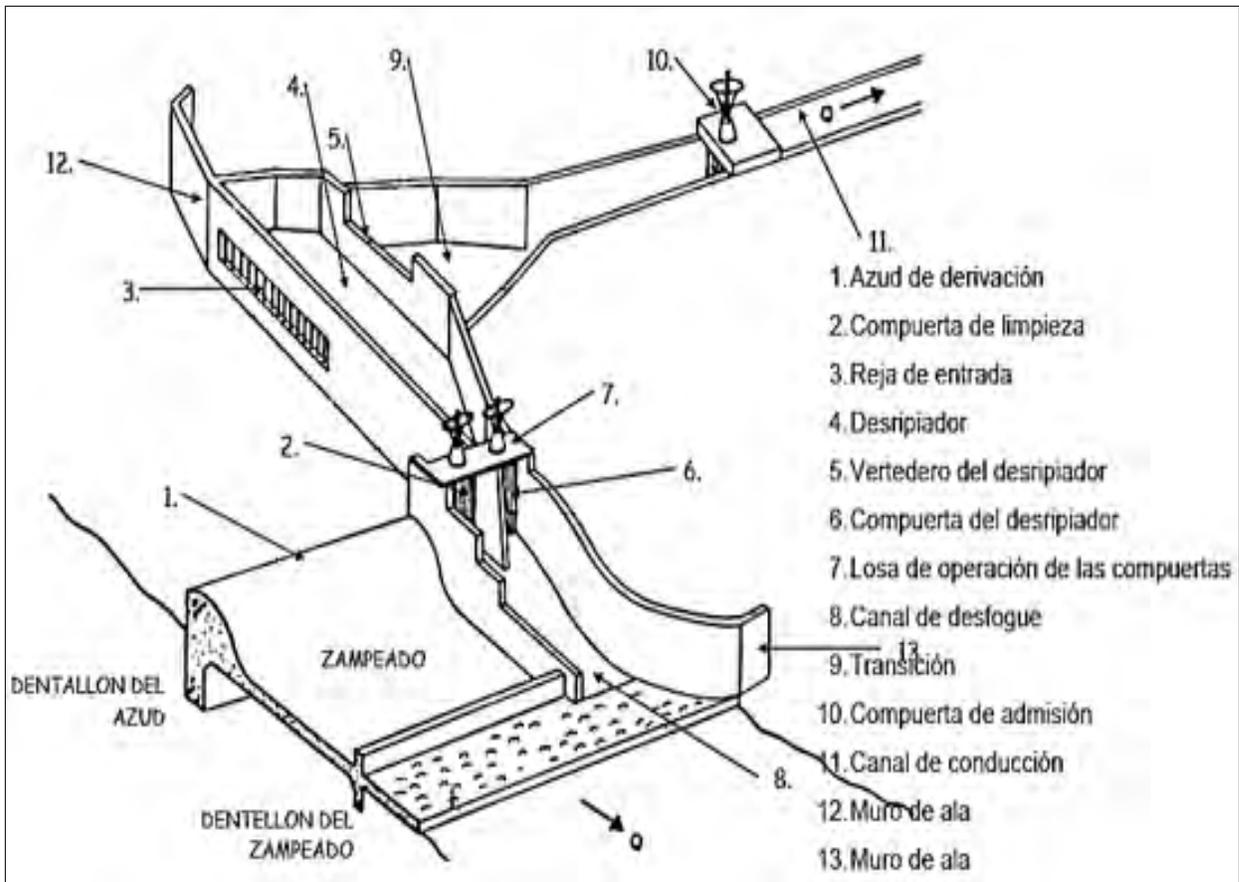


Figura 2.2: Componentes de una bocatoma

Fuente: Proyectos hidráulicos de ANA (Autoridad Nacional del Agua).

En la figura 2.2 se presenta un esquema representativo de una bocatoma y sus componentes básicas:

El azud de derivación, la compuerta de limpia, reja de entrada, desripiador, vertedero del desripiador, compuerta del desripiador, losa de operación de las compuertas, canal de desfogue, transición, compuerta de admisión, canal de conducción, muro de ala derecha e izquierda.

- El Azud de derivación (1), es un dique que cierra el cauce del río y obliga a que

toda el agua que se encuentra por debajo de la cota de su cresta entre en la conducción. En tiempo de creciente el exceso de agua pasa por encima de este dique o funcionando como vertedero y se denomina “azud”. Para evitar que, en creciente entre excesiva agua a la conducción, entre ésta y la toma se dejan estructuras de regulación. Una de estas es la compuerta de admisión (10) que permite interrumpir totalmente el servicio para el caso de reparación o inspección de la PCH.

- Una reja de entrada (3) que impide que pase hacia la conducción materiales sólidos flotantes. Para este hecho el umbral de la reja se pone a cierta altura sobre el fondo del río y la separación entre barrotes normalmente no pasa de 20cm. En vista de que, a pesar de esto, parte del material sólido alcanza a pasar, al otro lado de la reja se deja una cámara llamada desripiador para detenerlo. El desripiador (4) debe tener una compuerta (6) hacia el río a través del cual periódicamente se evacúa el material acumulado en el fondo, es decir hace las veces de desarenador.
- Una transición de entrada al canal (9). Se desea que la mayor parte del material grueso que llega al desripiador se deposite o decante dentro de este y no pase al canal. Por este motivo la conexión del desripiador se hace generalmente por medio de un vertedero cuyo ancho es bastante mayor que el canal que sigue.
- Para evitar que haya pérdidas elevadas de energía entre la salida del desripiador y el canal las dos estructuras se conectan por medio de una estructura denominada transición.
- Un zampeado y un colchón de aguas al pie del azud. El agua que se vierte por el azud en creciente cae con gran energía, que erosiona el cauce y puede socavar las obras causando su destrucción. El zampeado o el colchón sirve para disipar la energía de manera que el agua pase al cauce a velocidades lo suficientemente bajas para no producir erosiones.
- El agua que filtra por debajo del azud ejerce una subpresión en el zampeado que podría romperlo. Para disminuir esta subpresión como también para anclar mejor el azud, se construye aguas arriba un dentellón y debajo del zampeado muchas veces se dejan drenes con sus respectivos filtros.

- Una compuerta de limpieza (2) o purga que se ubica en la parte lateral del azud, al lado de la reja de entrada. Normalmente el río trae en creciente una gran cantidad de arena, piedras y otros materiales que se acumulan aguas arriba del azud pudiendo llegar a tapar la reja de entrada con lo cual el caudal de captación se reduce considerablemente o puede ser totalmente interrumpido.
- La compuerta se abre en crecientes, cuando hay exceso de agua y por lo tanto cumple una función adicional de aliviar el trabajo del azud y hasta cierto grado, regular el caudal captado.

a) El azud de derivación

En el diseño de la bocatoma, una estructura importante es el azud, que tiene la finalidad de elevar la cota del recurso hídrico para que esta pueda ingresar por las rejas con el fin de generación eléctrica, este caudal se denomina caudal útil, mientras que parte del recurso hídrico que continúa por encima del azud se denomina el caudal ecológico que ahora es de uso obligatorio para evitar el daño en el ecosistema de la cuenca, algunos diseños de azud, prevén un sistema móvil en la corona o parte superior generalmente controlado mediante sistemas electromecánicos que permite mejorar y regular el ingreso del caudal útil por la reja, de la figura 2.3 muestra el corte y las variables que intervienen en su dimensionamiento.

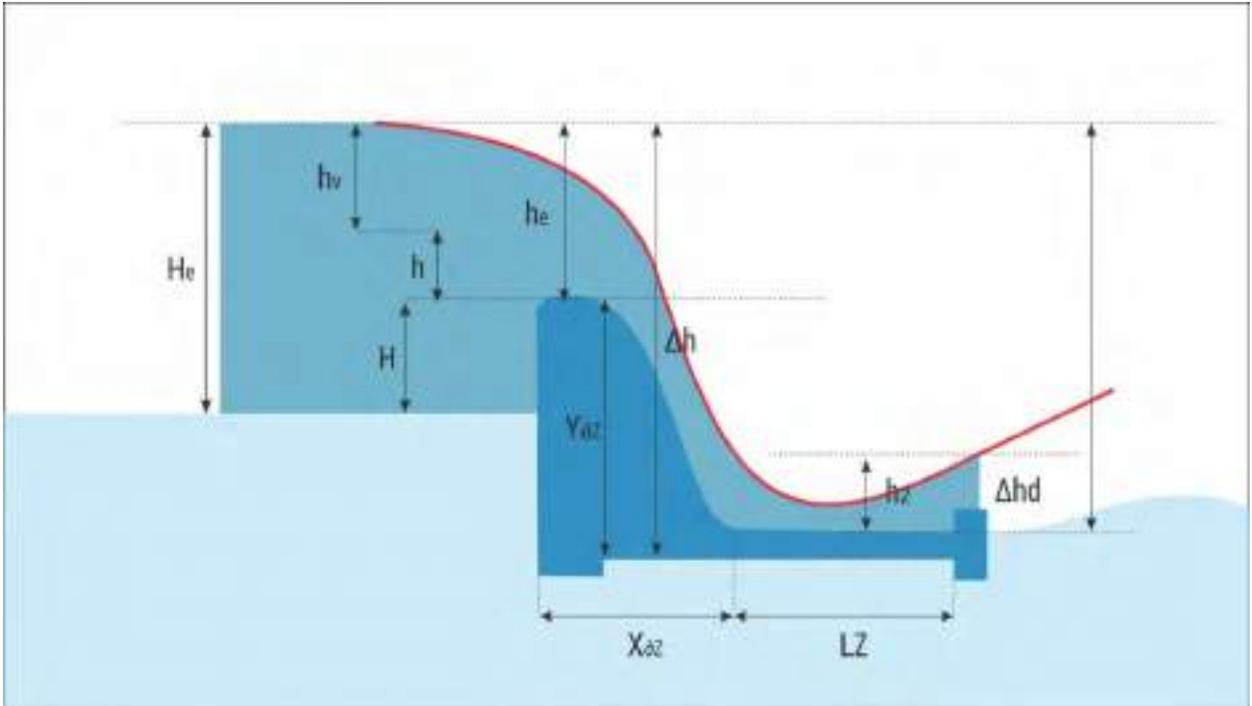


Figura 2.3: Componentes de diseño de un azud

Fuente: Propia

Donde:

H_e = Altura total del agua sobre el lecho del río

H_e = Carga energética

H = Altura del azud

h = Altura de carga

Δh = Altura de carga del agua

h_1 = Altura del agua al final del

azud

Δh_d = Altura del dentellón

Y_{dz} = Cota virtual del azud

L_z = longitud de la cuenca

Las componentes del azud se calculan mediante las siguientes relaciones:

La **Altura de Carga h** , se determina mediante la ecuación del vertedero:

$$h = \left[\frac{3 * Q_{max}}{2 * \mu * b * \sqrt{2g}} + \left(\frac{V^2}{2g} \right)^{3/2} \right]^{2/3} - \frac{V^2}{2g}$$

Ec. 2.2

Donde:

- Q_{max} : caudal máximo [m³/s]
- μ : forma de coramamiento [Adimensional]
- b : ancho local del río [m]
- V : velocidad [m/s]
- g : gravedad [m/s²]

La longitud de la cresta L_e se calcula mediante la ecuación siguiente:

$$L_e = \frac{Q_{diseñ}}{c_d * H^{3/2}}$$

Ec. 2.3

Donde:

- $Q_{diseñ}$: caudal de diseño [m³/s]
- C_d : coeficiente de descarga [Adimensional]
- H = altura del azud [m]

El cálculo del caudal unitario q se calcula mediante:

$$q = \frac{Q_{diseñ}}{L_e}$$

Ec. 2.4

Donde:

- $Q_{diseñ}$: caudal de diseño [m³/s]
- L_e : longitud de la cresta [m]

La altura total del agua sobre el lecho del río H_e , se determina mediante:

$$H_e = H + h_e$$

Donde

Ec. 2.5

- H_e = Altura total del agua sobre el lecho del río [m]
- h_e = Carga energética [m]
- H = Altura del azud [m]

La altura de caída de agua Δh , se determina mediante:

$$\Delta h = 1.2 * H_e$$

Ec. 2.6

Donde:

- Δh : *Altura de caída del agua. [m]*
- H_e : *Altura total del agua sobre el lecho del río. [m]*

El cálculo de la altura del agua al final del azud, se realiza mediante:

$$h_1 = \frac{Q}{V_1}$$

Ec. 2.7

Donde:

- h_1 : *Altura del agua al final del Azud. [m]*
- Q : *Caudal del agua sobre el Azud. [m³/s]*
- V_1 : *Velocidad de caída del agua. [m/s]*

La profundidad del colchón P_c , se calcula mediante:

Para determinar la profundidad del colchón es necesario conocer el tirante normal del canal de salida.

$$p_c = |H_e - \Delta h - h_1|$$

Ec. 2.8

Donde:

- p_c : *Profundidad de colchón de aguas. [m]*
- H_e : *Altura total del agua sobre el lecho del río. [m]*
- Δh : *Altura de caída del agua. [m]*
- h_1 : *Altura del agua al final del Azud. [m]*

El cálculo de la cota vertical del Azud Y_{az} , se desarrolla mediante:

Si el terreno presenta una pendiente fuerte en una distancia relativamente corta resulta más conveniente usar la cota vertical.

$$Y_{az} = \Delta h - h_1 + h_e$$

Ec. 2.9

Donde:

- Y_{az} : *Cota vertical del azud [m]*

- Δh : *Altura de caída del agua [m]*
- h_1 : *Altura del agua al final del Azud [m]*
- h_e : *Carga energética [m]*

Utilizado por que el azud funciona con una característica similar a la represa ya que el rio tiene un desplazamiento horizontal entonces la pared del azud es vertical y así poder elevar el nivel del agua del rio y direcccionarlo hacia el canal de derivación.

Cálculo para determinar las condiciones de diseño del azud h'_2

$$h'_2 = pc + \Delta hd$$

Ec. 2.10

Donde:

- pc : *profundidad de colchón de aguas [m]*
- Δhd : *Altura del dentellón [m]*

Luego, para determinar el diseño del azud, debemos considerar dos condiciones:

1) $h'_2 \geq h_2$,

$$h_2 = 0,45 * \frac{Q}{\sqrt{h_1}}$$

Ec. 2.11

Donde:

- h_2 : *Profundidad aguas abajo. [m]*
- Q : *Calculo del caudal de agua sobre el azud, por metro lineal [m³/s]*
- h_1 : *Altura del agua al final del Azud [m]*

Si $h'_2 \geq h_2$ entonces se escoge el valor de h'_2

2) Caso contrario sigue el siguiente proceso

si $h'_2 < h_2$

$$M = h_2 - h'_2$$

$$N = pc + M$$

$$h''_2 = N + \Delta hd$$

Entonces:

Si h_2'' o $h_2' > h_2$

Si h_2' sigue siendo mayor que h_2 ; se tendrá que aumentar Δh_d , luego reiniciar el cálculo correspondiente para evaluar nuevamente los valores.

Cálculo de la altura de diente al final del zampeado

Analizamos la relación que hay en la altura del azud y altura de carga.

$$e = 0.08 * h^{\frac{2}{3}} * H$$

Ec. 2.12

Donde:

- **H**: Altura del azud [m]
- **h**: Altura de carga [m]
- **e**: Altura de diente al final del zampeado [m]

Cálculo de la longitud de la cuenca lz

Se realiza el análisis mediante la ecuación con la altura de carga h_1

$$L_z = 5 * [(h_2') - h_1]$$

Ec. 2.13

Donde:

- h_2' : Profundidad aguas abajo, con la condición que $h_2' \geq h_2$, [m]
- h_1 : Altura del agua al final del Azud [m]
- L_z : longitud de la cuenca [m]

Cálculo del diámetro medio del material

NOTA: Para evitar erosión en la zona posterior a la obra de toma y que el lecho del río pueda sufrir cambios bruscos en su morfología que puedan afectar al lecho mismo y al medio ambiente circundante, se realiza obras de protección que eviten estos inconvenientes.

El diámetro medio del material D_m con el que se puede proteger el cauce es:

$$V_2 = \frac{V_1 + 0.5}{2} \qquad D_m = \frac{1.4}{\Delta} * \left(\frac{V_2^2}{2g} \right)$$

Ec. 2.14

Donde:

- V_1 : velocidad de la caída de agua [m/s]
- D_m : diámetro medio del material [m]
- g = gravedad

cálculo de la profundidad de protección de aguas abajo F_b .

$$F_b = 1.76 * \sqrt{D_m}$$

Ec. 2.15

Donde:

- D_m : diámetro medio del material [m]
- F_b : profundidad de protección de aguas abajo [m]

Cálculo de h_m : [m]

$$h_m = 1.34 * \left(\frac{Q_{diseño}^2}{F_b} \right)^{1/3}$$

Ec. 2.16

- $Q_{diseño}$: caudal de diseño [m³/s]

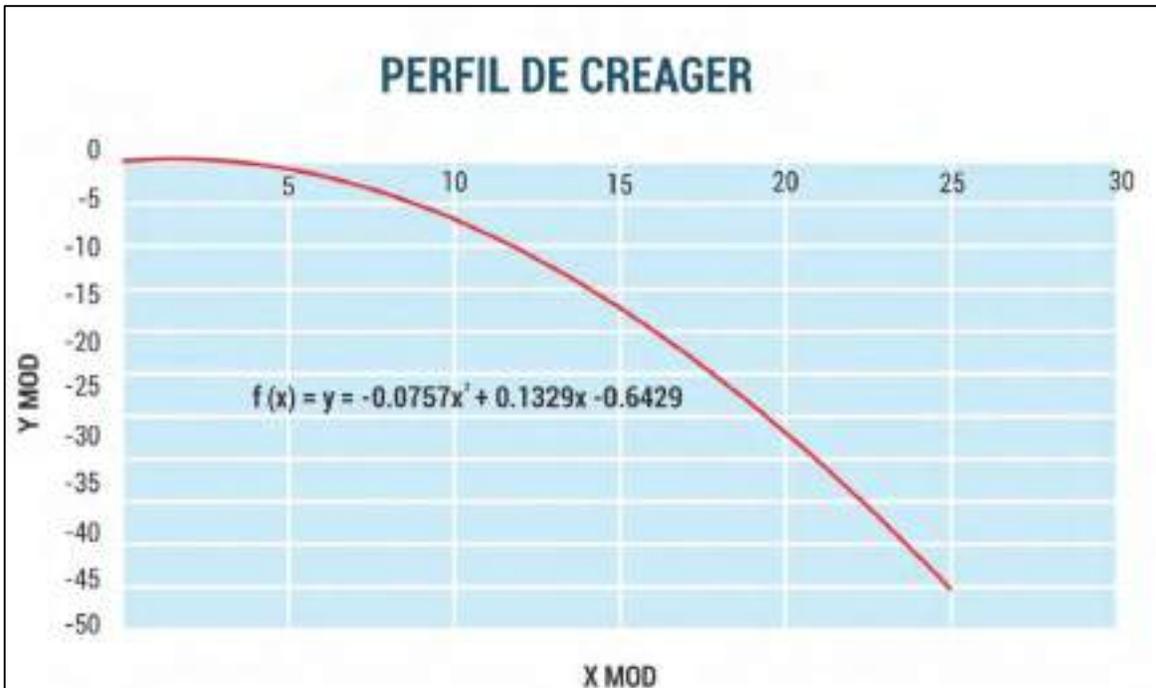


Figura 2.4: modelo gráfico del azud – Perfil de Creager

Fuente: Propia

Cálculo de d_s : Profundidad de protección aguas abajo [m]

$$d_s = 2 * h_m$$

Ec. 2.17

Cálculo de la longitud de protección LL aguas abajo.

$$L_L = 1.75 * d_s$$

Ec. 2.18

Donde:

- d_s : *profundidad de protección aguas abajo [m]*

El perfil de creager es una representación teórica y gráfica, que muestra en dos dimensiones el perfil óptimo con las cuales puede diseñarse el azud y evitar de ese modo las erosiones en la base del azud y permitan características operativas hidráulicas adecuadas.

Distancias de seguridad de aguas abajo.

$$d_0 = 2 * \Delta h_d$$

Ec. 2.19

Donde:

- Δh_d : *variación de altura respecto a la distancia de seguridad [m]*
- d_0 : *distancia de seguridad de aguas abajo [m]*

$$d_a = d_s - d_0$$

Ec. 2.20

Donde:

- d_s : *profundidad de protección aguas abajo [m]*
- d_0 : *distancia de seguridad de aguas abajo [m]*

b) Cálculo hidráulico de la toma o bocatoma

Dimensión de la abertura y conducto

Para un mejor funcionamiento hidráulico de la bocatoma conviene que la abertura trabaje ahogada: sumergido y es recomendable que como mínimo se tenga un ahogamiento de 10 cm.; en estas condiciones se utiliza la fórmula:

$$Q = CA\sqrt{2gh}$$

Ec. 2.21

Donde:

- **Q** = Gasto de derivación o gasto normal en la toma (m³/seg)
- **C** = Coeficiente de descarga (C = 0.80) considerado para orificio ahogado en anteproyectos
- **A** = Área de la abertura (m²)
- **g** = 9.81 m/seg²
- **h** = Carga de la abertura en m.

NOTA: Dependiendo de la magnitud del gasto, el área necesaria podrá dividirse en uno o más aberturas y así será también el número de compuertas que se tenga en la toma.

Determinación de las dimensiones y número de compuertas

Se considera un h = 0.10m y se calcula el área para tener una idea de su valor. De acuerdo con este valor se podrá saber si conviene más de una compuerta y además seleccionar sus dimensiones usuales o comerciales, consultando los manuales.

$$A = \frac{Q}{C\sqrt{2hg}}$$

Ec. 2.22

Determinación de la carga de la abertura

$$h = \frac{Q^2}{2C^2A^2g}$$

Ec. 2.23

Otra forma: suponer una velocidad en el orificio:

V = 0.50 – 1.00 m/seg.

Calcular el área correspondiente con la fórmula de la continuidad: Q = V * A

$$A = \frac{Q}{V}$$

Ec. 2.24

Canal de limpia

Es la estructura que se instala en las tomas con objeto de eliminar los sedimentos que se depositan al ingreso del bocal de toma y que permite mejorar la captación en las épocas de estiaje especialmente en ríos con gran variación de caudales como los de la costa peruana.

Su trazo es perpendicular al eje de barraje y su flujo en el mismo sentido del río; puede formar ángulos entre 60° y 90° con el eje de captación.

Para separar el canal de limpia del tramo de barraje fijo se construye un muro guía que permite encauzar mejor las aguas hacia el canal de limpia.

Velocidad de arrastre

La magnitud de la velocidad para iniciar el arrastre de los sólidos depositados viene dada por la fórmula:

$$V_c = \frac{1.5 C d}{2} = 1.5 V_s$$

Ec. 2.25

Donde:

V_c: Velocidad requerida para iniciar el arrastre

C: Coeficiente en función del tipo de material

Arena y grava redondeada: 3.2

Grava rectangular: 3.9

Arena y grava: 3.5 a 4.5

d: diámetro del grano mayor

V_s: Velocidad de arrastre.

Ancho de canal de limpia

El ancho del canal de limpia debe tener las siguientes características:

El caudal debe ser por lo menos del doble de la capacidad de la toma o el caudal medio del río.

- La velocidad del agua en el canal de limpia debe variar entre 1.50 y 3.00m/seg o por lo menos ser igual a la velocidad de arrastre.

- Se recomienda que su ancho sea un décimo de la longitud del barraje.

El ancho del canal de limpia se puede obtener de las relaciones siguientes:

$$B = \frac{Q}{q} \quad q = \frac{(V_c)^3}{g}$$

Ec. 2.26

Donde:

B: ancho del canal de limpia en m.

Q: caudal que discurre en el canal de limpia en m³/s

q: caudal por unidad de ancho m³/s/m

V_c: velocidad de arrastre en m/s

g: aceleración de la gravedad m/s²

Pendiente del canal de limpia

La pendiente del canal de limpia debe permitir el arrastre de los materiales que arrastra el río, se calcula según la fórmula:

$$S_c = \frac{n \cdot g^{10/9}}{q^{2/9}}$$

Ec. 2.27

Donde:

S_c: pendiente del canal de limpia

n: coeficiente de rugosidad de Manning

q: descarga por unidad de ancho m³/s/ml

2.3.2. El desarenador y la cámara de carga

La cámara de carga es un depósito situado al final del canal, justo antes de la entrada de la tubería de fuerza. Está diseñada para actuar como una reserva de agua para mantener la presión de caída en la tubería forzada (así no generar daños en la estructura y turbina) requiere una entrada continua de agua del canal para mantener su nivel máximo.

Normalmente, se instala una gran rejilla coladera que cubre la zona de entrada de agua a la tubería forzada para impedir la entrada de detritus en la misma. Es esencial una limpieza frecuente de la rejilla coladera de la cámara de carga, ya que un caudal reducido

de agua debido a una rejilla obstruida puede conducir a presiones reducidas en la tubería de presión.

La cámara de carga actúa como un último desarenador y su diseño debe contar con una válvula de purga en la compuerta de salida, para poder sacar y eliminar todos los sedimentos de la base de la misma. La mayoría de ellas cuenta también con un vertedero para desviar el exceso de agua.

El agua captada del río y conducido a la turbina transporta pequeñas partículas de materia sólida en suspensión compuesta de materiales abrasivos que desgastan por fricción los alabes de la turbina, como la arena. Para eliminar este material se construyen los desarenadores.

En los desarenadores la velocidad del agua es reducida con el objeto de que las partículas de arena o piedras se asienten en el fondo de donde podrán ser removidas oportunamente, por lo que es necesario que el sedimento se asiente tanto a la entrada del canal como a la entrada de la cámara de carga

2.3.2.1. Funciones de la Cámara de Carga

- Tener una longitud y un ancho adecuados para que los sedimentos se depositen, sin ser demasiados voluminosos o caros. o Deben permitir una fácil eliminación de los depósitos sólidos.
- La eliminación de sedimentos a través de la compuerta, deben hacerse cuidadosamente para evitar la erosión del suelo que los rodea y soporta la base de la tubería de presión y del depósito mismo.
- Se debe impedir la turbulencia del agua causada por cambios bruscos de área o recodos que harían que los sedimentos pasen hacia la tubería de presión.

2.3.2.2. Cálculos estructurales de la cámara de carga

Las condiciones iniciales son las siguientes:

– Sedimentos

a_1 : representa la altura para la llegada de rocas si en caso lleguen al tanque de presión y esto está dado entre los siguientes valores

$$0,3 < a_1 < 0,5(m)$$

– **Tubería de presión**

a_2 : Esta altura dependerá del diámetro de tubería de presión

$$a_2 = D$$

– **Evitar cavitación**

a_3 : Esta altura es para evitar cavitación, es decir evitar que se genere torbellino con esta altura se elimina y la expresión es dada de la siguiente forma:

$$0,5D < a_3 < 1,5D$$

– **Golpe de ariete**

a_{4min} : Esta altura es para evitar el golpe de ariete; es decir al momento de cerrar una válvula en la tubería de presión no impacte de forma brusca a la válvula.

$$a_{4min} < 0,3D$$

Las estructuras más importantes d cálculo son:

– **Velocidad de asentamiento**

Para el diseño de la poza se tuvo en cuenta el tamaño de partícula, en este caso 0.6 mm, para con esto calcular la velocidad de asentamiento de la partícula crítica mediante la siguiente fórmula (ARDÜSER y KARCHETER 2009):

$$W_o = \left(\frac{100}{9} \cdot d\right) * ((1 + 1,57 \cdot 10^2 * d^3)^{0.5} - 1) \quad \text{Ec. 2.28}$$

Dónde:

D: Tamaño de partícula (mm)

Wo: Velocidad de asentamiento

– **Cálculo de la profundidad mínima y longitud de poza**

Se procede a realizar el cálculo de la profundidad mínima, la cual para este caso es de 2.51m, mediante la siguiente formula:

$$H_{min} = Q / W_{asentam} \cdot V_{crit} \quad \text{Ec. 2.29}$$

Dónde:

Q: Caudal requerido para cámara de carga.

W_{asentam}: Ancho de poza

V_{crit}: Velocidad Crítica.

El cálculo de la longitud de la poza está en función de la profundidad que se le asigne, por lo que se tiene la siguiente ecuación:

$$L_{asentam} = H_{asentamiento} * \frac{V}{W} (m) \quad \text{Ec. 2.30}$$

$$V = \frac{Q}{W_{asent.} * H_{asent}} (m/s) \quad \text{Ec. 2.31}$$

$$W = W_o - (V * \frac{0132}{H_{asentamiento}^{0.5}}) (\frac{m}{s}) \quad \text{Ec. 2.32}$$

Dónde:

V: Velocidad en poza.

W: Velocidad de sedimentación.

– **Cálculo del área de recolección y barrido de la acumulación de sedimentos**

Área de recolección

El área de recolección es un área dentro de la poza de decantación utilizado exclusivamente para recoger las partículas sedimentadas. El volumen de la zona de recolección no puede añadirse al volumen de la cuenca de sedimentación.

Como regla general, se puede suponer la siguiente igualdad:

$$V_{coleccion} = \frac{V_{asentamiento}}{4} = \left(\frac{W_{asent} H_{asent} L_{asent}}{4} \right) \quad \text{Ec. 2.33}$$

De los datos calculados en el inciso anterior se tiene que el V coleccion. Con este dato se procede a calcular la altura del área de recolección (H coleccion), mediante la siguiente formula:

$$H_{coleccion} = \frac{2V_{coleccion}}{W_{asent} * L_{asentamiento}} \quad \text{Ec. 2.34}$$

El tamaño de la cámara de carga se deriva del volumen de agua necesario, es decir el volumen balanceado que debe ser disponible para compensar las fluctuaciones en la altura del agua. Por lo que se tiene la siguiente igualdad, que indica que el volumen de la cámara de carga es igual a 75 veces el caudal de diseño:

$$V_{camara} = 75Q_{turbinado} \quad \text{Ec. 2.35}$$

Se obtiene el volumen total de la cámara de carga. Con este dato se puede plantear la siguiente igualdad entre este y el Volumen balanceado:

$$V_{camara} = V_{balanceo}$$

$$V_{balanceado} = V_{transicion} + V_{asentamiento} + V_{tanque} \quad \text{Ec. 2.36}$$

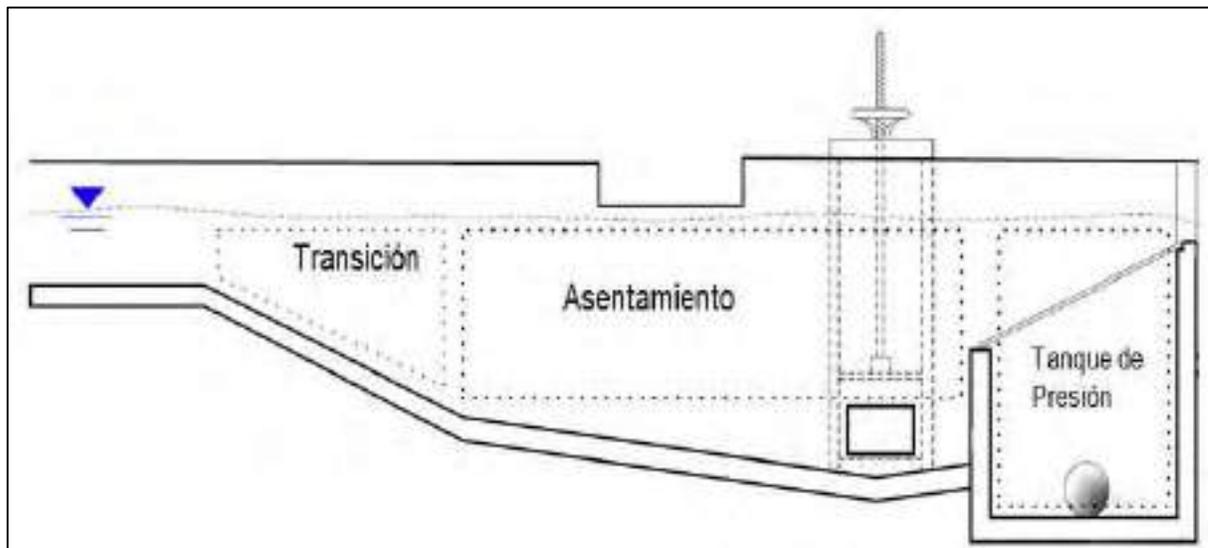


Figura 2.5: Etapas del recorrido del agua en la cámara de carga

Fuente: Propia

– **Cálculo del vertedero lateral**

Para el dimensionamiento del vertedero lateral, se fija el caudal a descargar de Q m^3/s , y una abertura de B m.

Con estas variables fijadas y mediante la fórmula Forchheimer, se utiliza la fórmula siguiente para el diseño de vertederos laterales:

$$A = v \frac{2}{3} * u * (2g)^{0.5} * h \quad \text{Ec. 2.37}$$

Dónde:

Q: Caudal de Diseño.

u : Coeficiente de contracción.

L: Longitud del vertedero.

h: Altura del vertedero.

2.3.3. La Tubería de presión

La tubería forzada es una componente estructural principal de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas que tienen la función de transportar el agua bajo presión desde la *cámara de carga* hasta la *turbina hidráulica* que se encuentra en la *casa de máquinas*. La tubería de presión puede ser instalada sobre el terreno o en caso especial enterrado en el terreno, según sea la naturaleza del contexto físico, el material utilizado de la tubería, temperatura ambiente y las exigencias medioambientales del entorno.

El costo de la tubería puede representar gran parte del presupuesto de toda la instalación por lo que es de suma importancia optimizar su diseño para reducir no solo los costos de mantenimiento sino la inversión inicial.

En consecuencia, para decidir el material que se empleará para un proyecto tienen que ser considerados los siguientes factores:

- Presión de diseño
- Tipo de unión
- Diámetro y pérdida por fricción
- Peso y grado de dificultad de la instalación
- Accesibilidad al sitio
- Terreno y tipo de suelo
- Mantenimiento
- Vida útil esperada de la instalación
- Condiciones climáticas
- Disponibilidad
- Costo relativo

2.3.3.1. Componentes de la Tubería de presión

El esquema de la figura 2.6 muestra las componentes básicas de una tubería de presión desde la cámara de carga hasta la turbina la que se encuentra en la casa de máquinas conjuntamente que el generador.

Normalmente la válvula de mariposa se instala en la parte superior de la tubería forzada y en la parte inferior antes de la turbina se instala la válvula esférica, ambas válvulas tienen la función de control de admisión del recurso hídrico.

La dirección o perfil de la tubería de presión está determinado por las características físicas del terreno, la misma que debe cumplir las condiciones de alta estabilidad geológica para soportar el peso de la tubería y el recurso hídrico.

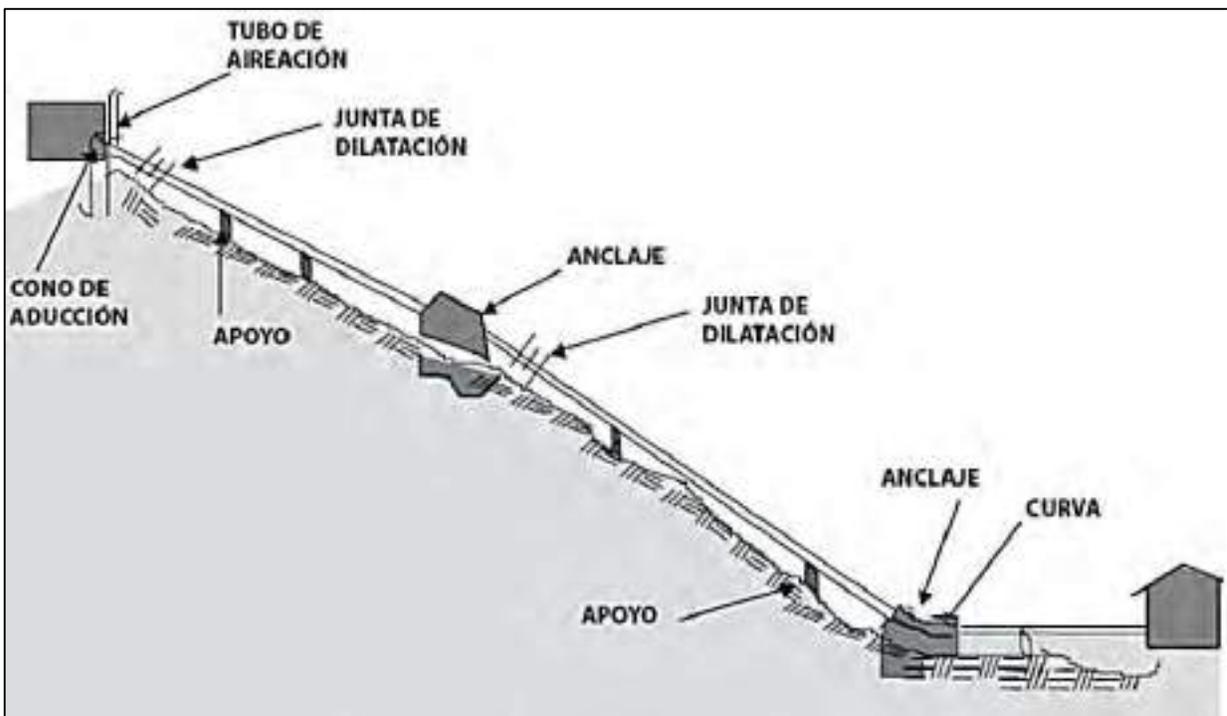


Figura 2.6:: Partes de la tubería de presión

Fuente: Slideshari, Angel Fuente Alva

Las componentes básicas que tiene la tubería de presión son:

- Válvulas (esférica y mariposa)
- Bridas o uniones
- Zona de inspección
- Apoyo

- Anclaje
- Juntas de dilatación
- Chimenea (tubo de aireación)
- Cono de aducción y rejas

2.3.3.2. Cálculos estructurales de la tubería de presión

a) Cálculo de las pérdidas por fricción en tuberías de acero y el *diagrama de Moody*

El diagrama de Moody presentado en la figura 2.7 se utiliza para determinar el valor de las pérdidas de carga ocasionadas por la fricción que se produce en las paredes internas de la tubería de presión por el flujo turbulento del agua; causando por las irregularidades en las paredes internas de dicha tubería como granos de arena pegados o deformaciones propias del tiempo de uso de la tubería.

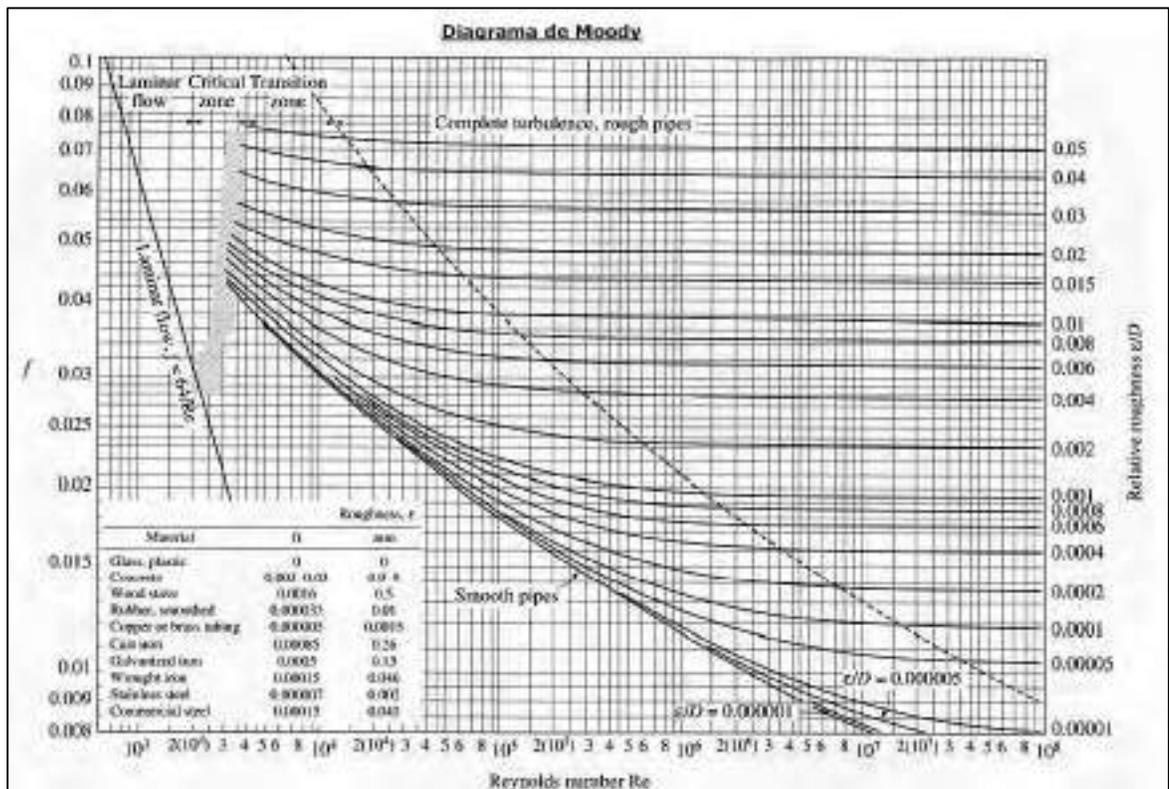


Figura 2.7: Diagrama de Moody

Fuente: Manual de mini y micro centrales hidráulicas ITDG.

Para utilizar el diagrama de Moody de debe conocer el valor del número de Reynolds y la rugosidad relativa “K”, donde la rugosidad y el diámetro deberán tener las mismas unidades.

Pasos para el cálculo:

- Disponer o fijar el valor de la altura bruta y el valor del caudal de diseño de la turbina (Q).
- Escoger un material, determinar un diámetro interno (d) consultando el catálogo del fabricante, según lo requerido.
- Calcular o medir la longitud de la tubería (L) ya sea directamente o sino través de mapas y relaciones trigonométricas.
- Elegir el valor de la rugosidad y el valor del factor de fricción (f) utilizando el diagrama de Moody.
- Calcular la pérdida de carga ocasionada por la fricción de la turbulencia con la pared de la tubería (h_f)

$$h_f = 0.08 \times \frac{f \times L \times Q^2}{d^5} \quad \text{Ec. 3.38}$$

- Cálculo de la velocidad del agua q recorre en la tubería (v)

$$V = \frac{4 \times Q}{\pi \times d^2} \quad \text{Ec. 3.39}$$

- Con los valores de coeficientes obtenidos en el diagrama de Moody, calcular las pérdidas por turbulencia (h_t) en las secciones de entrada, codos, válvulas y otros accesorios.

$$h_t = \frac{v^2}{2g} \times (K_1 + K_2 + \dots + K_n) \quad \text{Ec. 3.40}$$

Donde:

- K= Factor asociado a codos, válvulas, cambios de dirección (los codos, válvulas, cambios de dirección son lugares donde ocurren pérdidas).
- g= Constante de la aceleración de la gravedad.
- V= Velocidad del agua q recorre en la tubería

NOTA: Las pérdidas por turbulencia son menores a las pérdidas ocasionadas con el efecto de la fricción de la pared de la tubería. Por ende, no se considera, se obvia el paso 7.

Las pérdidas de carga total será la suma de las pérdidas por fricción más las pérdidas por turbulencia.

$$h_p = h_f + h_t \quad \text{Ec. 3.41}$$

- Cálculo de la pérdida porcentual de caída debido a la fricción:

$$\text{pérdidas \%} = \frac{h_p \times 100}{h_B} \quad \text{Ec. 3.42}$$

- Si el cálculo de la *pérdidas %* no está entre el 3 y el 11% se tendrá q seleccionar un diámetro más adecuado de la tubería y realizar nuevamente el cálculo de los pasos de 1 al 7. Si tenemos q las perdidas % se encuentran en el rango del 3 al 11%, se incluye los detalles de una tabla. Luego seleccionar un tamaño y/o material de tubería diferente, repetir los pasos del 1 al 8.

b) Cálculo del espesor de pared de tuberías de presión

Al calcular el espesor requerido de la pared es necesario tener en cuenta dos conceptos:

- Los niveles de presión más altas que se espera que resista la tubería.
- Los efectos corrosivos que tienden a adelgazar sus paredes con el transcurso del tiempo, la rigidez para darle resistencia, las limitaciones de la soldadura allí donde sean relevantes y los cambios de espesor u ondulación ocurridos durante su fabricación.

En cuanto al punto a, las presiones altas se dan por corto tiempo en determinadas situaciones, como por ejemplo al cerrar la válvula, como son temporales son presiones transitorias.

Tal como se explicó antes, las presiones pueden ser expresadas como altura de agua. La presión transitoria (Δh_{trans}) se sumará a la presión normal de funcionamiento la altura bruta (H_B).

$$H_t = H_B + \Delta h_{trans} \quad \text{Ec. 3.43}$$

El método recomendado para calcular h se da como parte del cálculo completo del espesor de la pared de la tubería, En vista de que el método está simplificado, no es lo suficientemente exacto en todos los casos de diseño de tuberías.

Secuencia del cálculo

- Establecer la velocidad del flujo en la tubería y hacer una tabla con diferentes posibilidades de tubería de presión. Inducir en la tabla el valor del espesor de pared para cada opción.
- La presión transitoria puede expresarse como caída de agua (Δh)

$$\Delta h = \frac{a \cdot \Delta v}{g}$$

Ec. 3.44

Dónde:

g: aceleración de la gravedad = 9,8 m/s²;

v: es la velocidad de agua; y

a: es la velocidad de propagación de la onda de presión que depende del material, del diámetro y del espesor de la pared de la tubería. Una aproximación simple se haría empleando los siguientes valores:

Tubería de acero blando $a=900\text{m/s}$

Tubería de hierro fundido $a=1250\text{ m/s}$

Tubería PVC $a =350\text{m/s}$

En algunos casos el cálculo de la sobrepresión por golpe de ariete puede dar valores excesivamente altos. Si se piensa emplear una turbina Pelton multichorros no es probable que haya altas presiones transitorias. En ese caso sería recomendable aproximarla.

- Calcular la caída total en la tubería cuando ocurren golpes de ariete:

$$h_t = \Delta h + h_p$$

Ec. 3.45

- Elegir los factores de corrección pertinentes:

Factor por tipo de junta:

Soldadura $K_j = U$

Plancha rolada y soldada $K_j = L2$

Factor por corrosión: $K_c = 1\text{ mm}$ (por 10 años de vida)

$K_c = 2\text{ mm}$ (por 20 años de vida)

Obsérvese que en una primera aproximación la tubería de PVC tiene un factor de multiplicación igual a 1.

- Calcular en milímetros el espesor teórico de pared (T) considerando los factores de espesor y la presión total.

$$T = \frac{5 \times f_s \times h_t \times 10^6 \times d \times k_j}{S} + K_c$$

Ec. 3.46

Donde:

f_s : es un factor de seguridad;

S : representa el esfuerzo de rotura del material de la tubería en unidades de Newton/m² o Pascales y

d, h : total están en metros

- Seleccionar el espesor de pared más delgado disponible y que exceda el espesor de pared calculado e incluirlo en la tabla de distintas opciones de tubería de presión. Si ello no es posible, hacer un cálculo más completo de la velocidad de onda "a" basada en el diámetro, o seleccionar un diámetro de tubería que resultará en una "caída transitoria" y un espesor de pared menores.
- Si se piensa emplear una tubería de PVC, comparar los resultados de este cálculo con el espesor de pared y la recomendación del nivel de presión hecha por el fabricante.
- Repetir los pasos 2 al 6 para diferentes materiales de tuberías de presión

Cuadro 2.1: Valores de rugosidad absoluta (K) en mm

MATERIAL	ESTADO		
	BUENO	NORMAL	MALO
Tuberías lisas PVC		0.003	
Poliétileno		0.003	
Resina de Poliéster con fibra de vidrio		0.003	
Concreto	0.6	0.15	0.6
Acero Comercial			
▪ No pintadas	0.015	0.03	0.06
▪ Pintadas	0.03	0.06	0.15
▪ Galvanizadas	0.06	0.15	0.3
Hierro fundido			
▪ Nuevas	0.015	0.3	0.6
▪ Viejas:			
Corrosión leve	0.6	1.5	3.0
Corrosión moderada	1.5	3.0	6.0
Corrosión severa	6	15	30

c) Cálculo de las fuerzas que intervienen en los apoyos

Las fuerzas que intervienen en los apoyos a consecuencia del peso de las tuberías y el agua se muestran en la figura 2.8

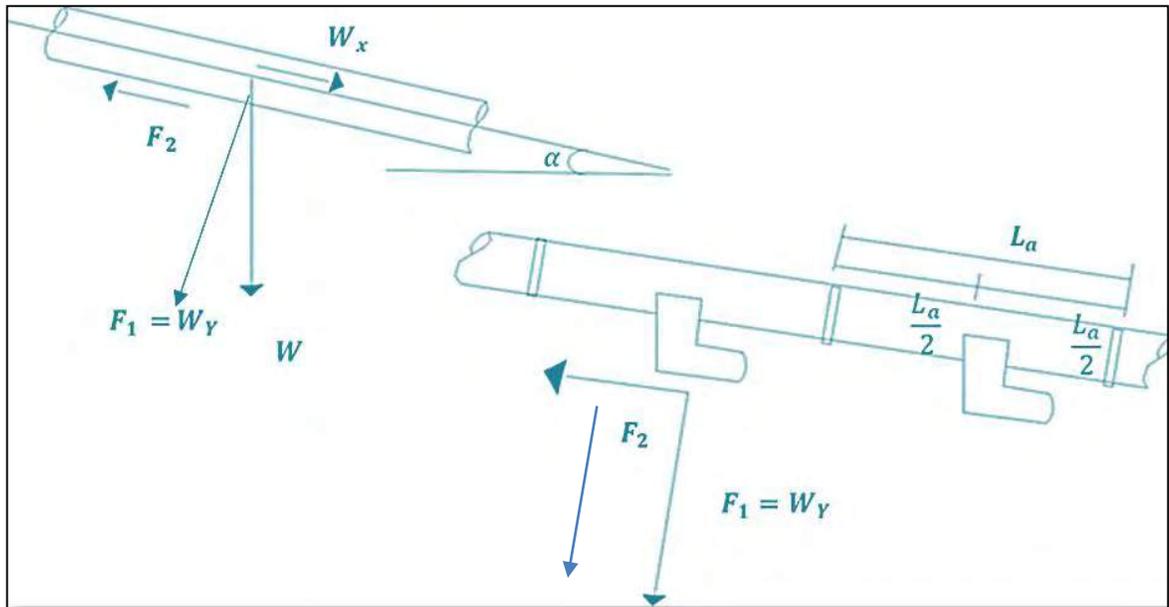


Figura 2.8: Fuerzas que actúan en los apoyos 1

Fuente: Propia

Donde:

- $W = (\text{Peso del tubo más peso del agua})$ por unidad de longitud
- Este peso “W” a su vez tiene dos componentes que los mencionamos a continuación:
- $W_x = \text{Fuerza longitudinal, paralela al tubo}$
- $W_y = \text{Fuerza perpendicular al tubo}$

1. Fuerzas que intervienen para el cálculo

- $F_1 = W_y =$

Componente del peso de tubo con agua por unidad de longitud, perpendicular al tubo

- $F_2 = \text{Fuerza de fricción entre apoyo y tubo}$

La componente W_x no actúa para el apoyo sino para el cálculo del anclaje.

2. Valor de F_1 y F_2

$$F_1 = W * L_a * \cos(\alpha) \quad \text{Ec. 3.47}$$

Pero tenemos que:

$$W = W_t + W_a$$

Reemplazando en F_1 :

$$F_1 = (W_t + W_a) * L_a * \cos(\alpha) \quad \text{Ec. 3.48}$$

$$F_2 = \mu * F_1 \quad \text{Ec. 3.49}$$

Donde:

- W_t : *Peso del tubo por unidad de longitud* $\left(\frac{N}{m}\right)$ o $\left(\frac{Kg.f}{m}\right)$
- W_a : *Peso del agua en el tubo por unidad de longitud* $\left(\frac{N}{m}\right)$ o $\left(\frac{Kg.f}{m}\right)$
- μ : *Coefficiente de fricción entre tubo y concreto (Acero y concreto)*
($\mu = 0.5$ o 0.6)
- L_a : *Distancia entre los apoyos o puntos medios de dos tramos consecutivos*
- α : *Angulo de inclinación de la tubería*

Operando con las expresiones anteriores, haciendo intervenir el concepto de peso, en función del peso específico, volumen y características geométricas del tubo (que las mostramos en la siguiente imagen) y agua tenemos:

$$W_t = \gamma_t * V_t$$

Tenemos según las características geométricas del tubo mostradas en la figura:

$$V_t = \frac{\pi}{4} (De^2 - D^2)$$

Entonces:

$$W_t = \gamma_t * \frac{\pi}{4} (De^2 - D^2) \quad \left(\frac{Kg}{m} \right) \quad \text{Ec. 3.50}$$

$$W_a = \gamma_a * \frac{\pi}{4} * D^2 \quad \left(\frac{Kg}{m} \right) \quad \text{Ec. 3.51}$$

Donde:

- γ_t = Peso específico del material de la tubería, (N/m³) ó (kg-f/m³)
- γ_a = Peso específico del agua. (N/m³) ó (Kg-f/m³)
- De = Diámetro exterior del tubo en m.
- D = Diámetro interior del tubo en m.
- L_a = Longitud entre apoyos en m.

Esta longitud no debe causar deflexiones excesivas, ni esfuerzos de flexión mayores a los admisibles en la tubería.

Generalmente, se aconseja que:

$$L_a \leq 8m.$$

La flecha máxima Δ se calcula mediante:

$$\Delta = 5/384 \times W \times L_a^4 / (E \times I) \quad \text{Ec. 3.52}$$

3. El momento flector máximo es (como viga simplemente apoyada):

$$M = W \cdot L_a^2 / 8 \quad \text{Ec. 3.53}$$

Donde:

$$W = W_t + W_a$$

- E = Modulo de elasticidad del material de la tubería.
- I = Momento de inercia de la sección.

Para el caso de vigas se conoce que:

$$\Delta \text{ adm.} = \frac{1}{360} \times L_a \quad \text{Ec. 3.54}$$

Cálculo de las fuerzas

Se presenta dos casos:

- Cuando la tubería se está dilatando.
- Cuando la tubería se está contrayendo

Para el primer caso:

La figura 2.9 muestra las fuerzas y observamos que F_2 es hacia arriba

$W = \text{Peso del apoyo: } W = V \times \gamma_c$

Donde:

$V = \text{Volumen de concreto de apoyo}$

$\gamma_c = \text{Peso específico del concreto} = 2,300 \text{ Kg/m}^3$

$R_x = \text{Reacción horizontal del suelo contra el apoyo.}$

$R_y = \text{Reacción vertical del suelo contra el apoyo}$

$X = \text{Distancia de la } R_x \text{ al punto 0.}$

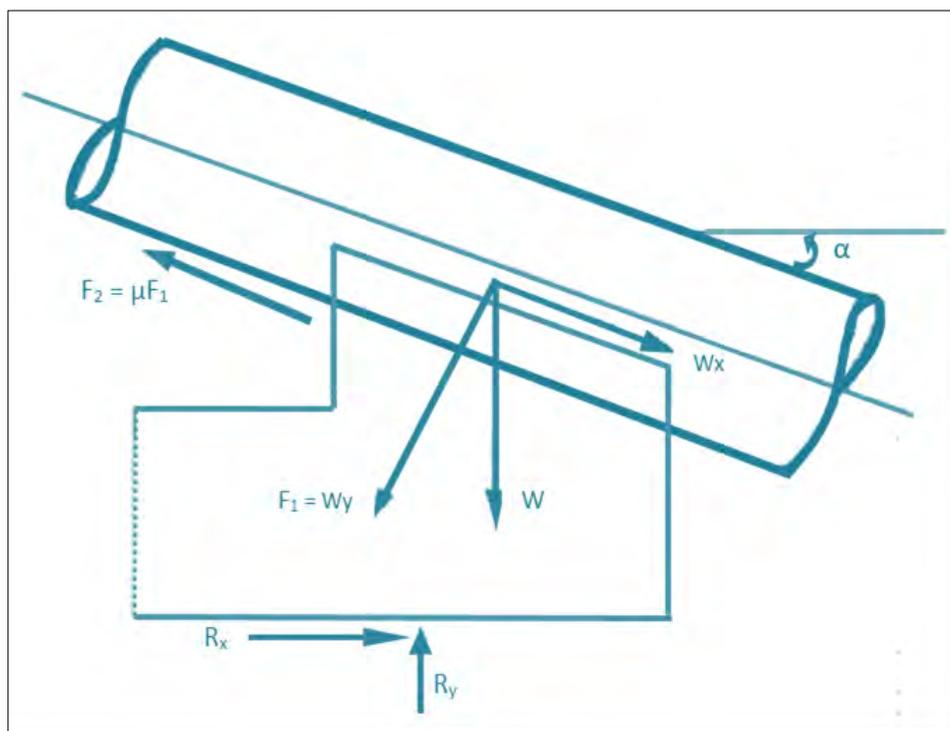


Figura 2.9: Fuerzas que actúan en los apoyos 2

Fuente: Propia

Para asegurar la estabilidad del apoyo se deben cumplir tres condiciones:

$$\sum F_x < \mu_t \times \sum F_y$$

Donde:

μ_t = Coeficiente de fricción entre de apoyo de concreto y de terreno.

$\sum F_x$ = Sumatoria de las fuerzas en x.

$\sum F_y$ = Sumatoria de las fuerzas en y.

$$S_{base} < S_{adm} \text{ del terreno}$$

Donde:

S_{base} = Esfuerzo de compresión sobre el terreno

$S_{adm.}$ = Esfuerzo de compresión Admisible del terreno.

$$S_{base} = R_y/A \times (1 \pm 6 \cdot e / b)$$

El doble signo significa que habrá $S_{m\acute{a}x}$, $S_{m\acute{i}n}$

R_y = Reacción vertical del suelo contra el apoyo.

b = Largo de la base del apoyo

A = Área de la base del apoyo

e = Excentricidad de la reacción vertical.

$$e = x - b/2$$

El S_{base} mínimo debe ser positivo; en caso contrario significara que se produce el volteo del apoyo

2.3.4. La Turbina Michell Banki

La turbina de flujo transversal o Michell-Banki es una máquina utilizada principalmente para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Sus ventajas principales están en su sencillo diseño y su fácil construcción lo que la hace atractiva en

el balance económico de un aprovechamiento a pequeña escala. No obstante, esto no impide que la turbina se utilice en grandes instalaciones. Aunque la turbina de flujo transversal se conoce como una máquina de pequeña escala, existen actualmente máquinas de este tipo de hasta 6 MW. Las principales características de esta máquina son las siguientes:

- La velocidad de giro puede ser seleccionada en un amplio rango.
- El diámetro de la turbina no depende necesariamente del caudal.
- Se alcanza un aceptable nivel de rendimiento con pequeñas turbinas.
- Se puede regular el caudal y la potencia por medio de un álabe ajustable.

La turbina consta de dos elementos principales: un inyector y un rotor. El agua es restituida mediante una descarga a presión atmosférica. El rotor está compuesto por dos discos paralelos a los cuales van unidos los álabes curvados en forma de sector circular

El inyector posee una sección transversal rectangular que va unida a la tubería por una transición rectangular - circular. Este inyector es el que dirige el agua hacia el rotor a través de una sección que toma una determinada cantidad de álabes del mismo, y que guía el agua para que entre al rotor con un ángulo determinado obteniendo el mayor aprovechamiento de la energía.

La energía del agua es transferida al rotor en dos etapas, lo que también da a esta máquina el nombre de turbina de doble efecto, y de las cuales la primera etapa entrega un promedio del 70% de la energía total transferida al rotor y el segundo alrededor del 30% restante.

(Los ensayos realizados por distintos investigadores sitúan el rendimiento hidráulico de esta máquina entre un 65-70%, otros autores mencionan un 61% aclarando que la segunda etapa entrega un 17%, y en general muchos autores indican un 70% hasta un 84%).

Una característica atractiva de esta máquina es la forma aplanada de su curva de rendimiento. Esto se logra con un diseño de la turbina con admisión parcial. Por ejemplo: si se divide el rotor en 3 partes iguales y la admisión del agua se puede realizar por 1/3, 2/3 o la totalidad del rodete.

Esta turbina de flujo transversal es especialmente apropiada para ríos con pequeños caudales, estos generalmente llevan durante varios meses muy poca agua, por lo que en su diseño debe considerarse para el mínimo caudal que será el parcial y para épocas de abundancia de agua, se considerará el caudal total.

2.3.4.1. Componentes principales de la turbina Michell Banky

La figura 2.10 y la 2.11 muestran la gráfica de las componentes básicas de la turbina Michell Banky, la misma muestra el álabe directriz, distribuidor, álabes del rotor, eje del rotor, rodamientos, rotor o rodete, bridas, chumacera, distribuidor del rotor, tobera, inyector, bastidor, canal de descarga, mecanismos de regulación, sección transversal, caras laterales, buje inyector, bastidor, soporte de los ejes, disco, tapas, cuña, pernos de ajuste, cara inferior y cara superior. Estas componentes son las más comunes y están expuestas a desgastes deformaciones, oxidación, esfuerzos, cavitación y otros fenómenos que disminuyen su vida útil, por tanto serán componentes a ser analizadas para el mantenimiento preventivo o si el caso lo amerita un mantenimiento correctivo.

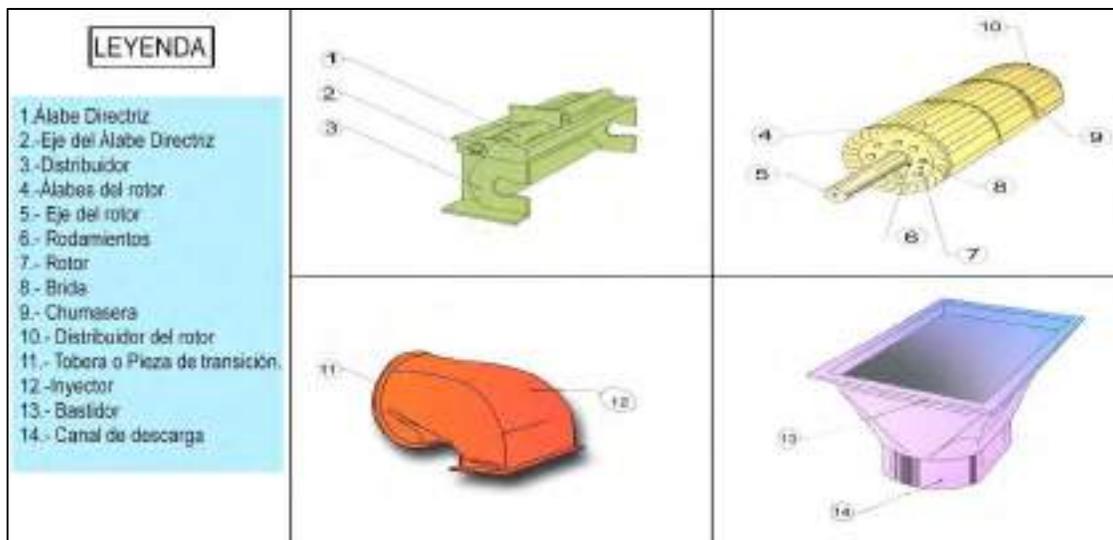


Figura 2.10: Componentes de la turbina Michell Banki 1

Fuente: Manual de diseño de turbinas

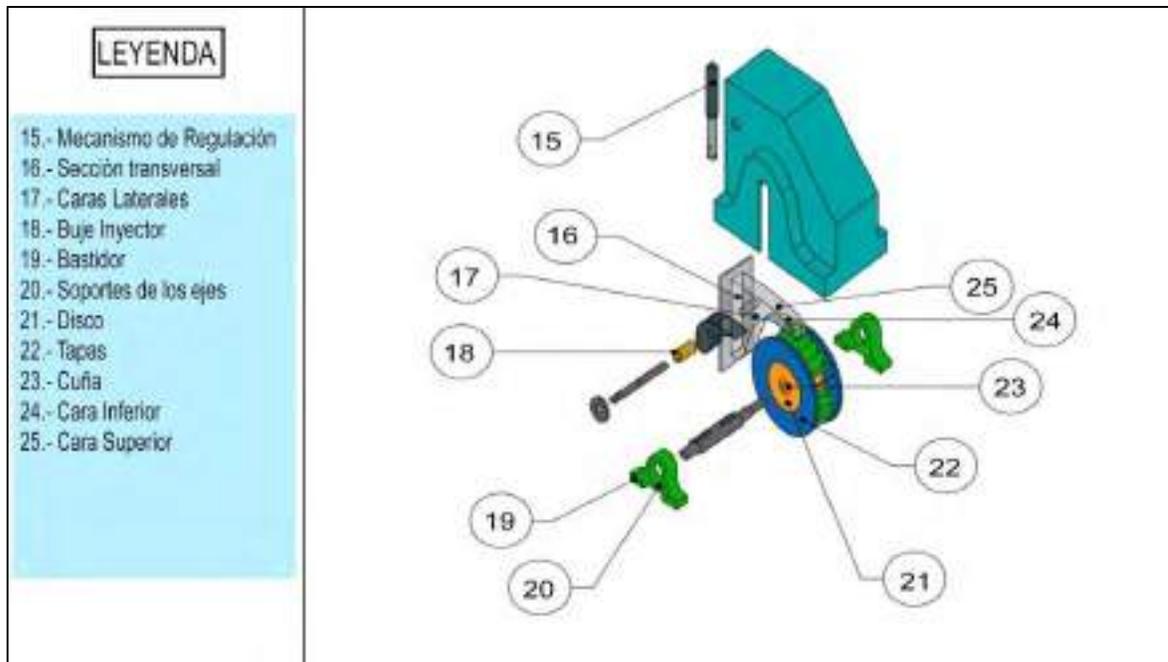


Figura 2.11: Componentes de la turbina Michell Banki 2
Fuente: Manual de diseño de turbinas

2.3.5. El generador síncrono

El texto de Máquinas Eléctricas de George J. Thaler y Milton L. Wilcox¹⁴, señala que:

“La energía eléctrica en abundancia ha sido la llave para la expansión industrial y el progreso material en las décadas recientes. La conversión de energía de forma mecánica a eléctrica se lleva a cabo casi exclusivamente por un dispositivo el generador síncrono. El alternador puede usarse como un generador o como un motor, sin ninguna diferencia notable en su construcción o diseño. Como generador puede operarse como una máquina independiente, pero solo es una de tantas máquinas en un sistema de potencia interconectado, en donde opera en paralelo y en sincronismo con otros alternadores. Para operar satisfactoriamente bajo tales condiciones, el

¹⁴ George, T. & Milton, W. (1974), Máquinas Eléctrica: Estado dinámico y permanente, México DF, México, Editorial Limusa.

alternador debe permanecer sincronizado con el sistema y debe tomar su parte de la carga” (George & Milton, 1974)

Las componentes constructivas del equipo generador síncrono son generalmente el sistema de excitación, el rotor o campo y el estator o armadura. El sistema de excitación es externo y lo constituye un generador de corriente continua y se interconectan con el generador síncrono mediante el conjunto de anillos rozantes y escobillas; por otra parte, también el sistema puede ser un sistema de excitación sin escobillas.

2.3.5.1. El rotor.

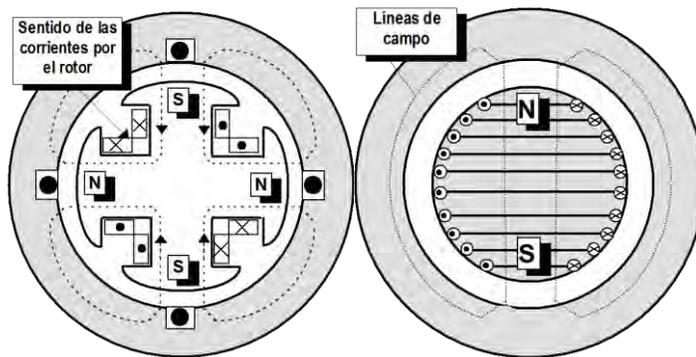


Figura 2.12: Esquema de rotor cilíndrico y rotor de polos salientes

Fuente: <http://www.dimie.uniovi.es>

El rotor es de dos tipos el primero es de polos sin saliencia o denominado también cilíndrico y el de polos salientes o con saliencia, el esquema se muestra en la Figura 2.12.

El rotor cilíndrico se utiliza en grupos de generación de “alta velocidad” aquellos que utilizan turbinas de gas o de vapor con velocidades de 3600 rpm y 1800 rpm a 60 Hz; constructivamente respecto a sus dimensiones, la longitud axial (L) es mayor que el diámetro (D), el número de polos es de 2 y 4, siendo el primero el más usual que el segundo.

La distribución del flujo en el entrehierro es más “uniforme” y de forma más próxima a la sinusoidal de tal forma que se reduce la presencia de armónicas en las tensiones y las corrientes. El devanado o conductor está mejor distribuido en el entorno de la superficie del rotor y los efectos de la viscosidad del aire o ruido audible son menores.

La alimentación del devanado del rotor o de campo (f) es con señal de corriente continua (D.C.), en algunos casos es lograda mediante el uso de generadores compuestos de c.d. o sistemas de rectificación C.A. a C.D. (puentes de tiristores), denominados

excitatrices estáticas. El número de polos (P), la velocidad síncrona (W_{sin}) y la frecuencia están expresados por la ecuación siguiente:

$$W_{sin} = \frac{120 * f}{p} \quad \text{Ecuación 3.55}$$



Figura 2.13: Rotor cilíndrico o sin saliencia.

Fuente: <http://www.tpetit.es/ca/galeria-de-treballs/barres-rotor-bobinat-rotor-mt>

La Figura 2.13 muestra un rotor del tipo cilíndrico en la misma se puede notar la superficie “lisa” y las características constructivas señaladas.

El rotor de polos salientes se utiliza en grupos de generación de “baja velocidad” aquellos que utilizan turbinas hidráulicas con velocidades de 900 rpm o menores, con una frecuencia de 60 Hz; constructivamente respecto a sus dimensiones, la longitud axial (L) es menor que el diámetro (D), el número de polos puede ser de 8 o mayores, las turbinas más usuales que utiliza como fuente mecánica son las Pelton, Francis, Kaplan y Michel Banki entre otros.

La distribución del flujo en el entrehierro no es precisamente “uniforme” debido a la presencia de los polos, es por esta razón que se consideran las reactancias síncronas X_d (eje directo) y X_q (eje en cuadratura), en este tipo de rotor de polos salientes existe mayor probabilidad de la presencia de armónicas en las tensiones y las corrientes.

Los devanados o conductores son del tipo concentrado en cada polo de tal forma que crean polaridades alternas en el entrehierro, como se muestra en el esquema de la figura 2.14.

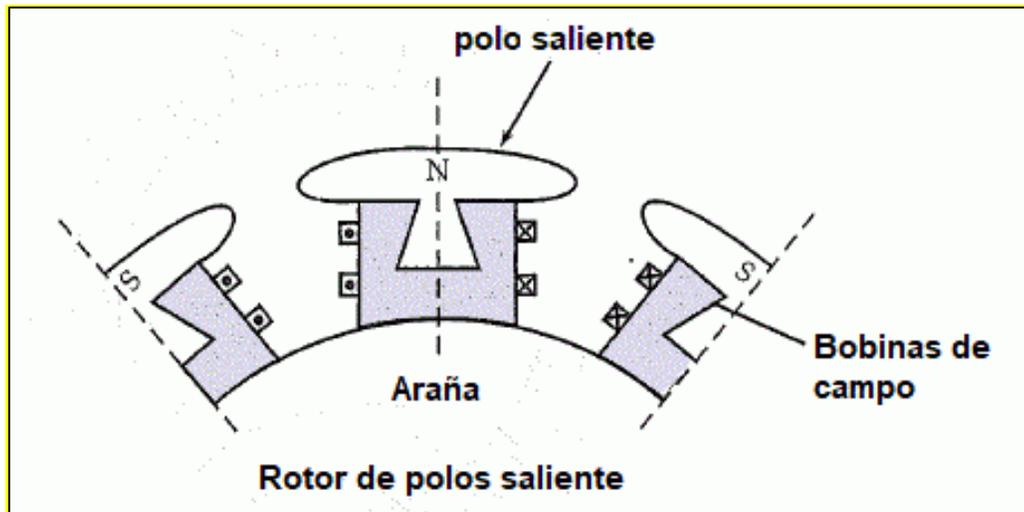


Figura 2.14: Esquema de rotor de polos salientes.

Fuente: <http://virtualaprende.com/maquinas-electricas/circuito-equivalente-generator-sincrono/>

Para este caso también la alimentación del devanado del rotor y cada uno de los polos (f) es con señal de corriente continua (D.C.), en algunos casos es lograda mediante el uso de generadores compuestos de c.d. o sistemas de rectificación C.A. a C.D. (puentes de tiristores), denominados excitatrices estáticas.

El número de polos (P), la velocidad síncrona (W_{sin}) y la frecuencia están expresados por la ecuación 3.55.

La Figura 2.15 muestra un rotor del tipo de polos salientes, se visualizan las características constructivas del mismo; el eje o árbol conforman normalmente una sola estructura mediante bridas especiales con el eje de la turbina que es la encargada de transmitir el Par (Tr) y la velocidad (Wr) como variables mecánicas.

También se puede apreciar que el entrehierro no es uniforme debido a la presencia de “espacios” entre los polos los mismos se encuentran ocupados por los devanados o conductores de campo. Las componentes básicas son: el eje, la araña o sistema de sujeciones ancladas al eje, los polos magnéticos y los devanados concentrados.



Figura 2.15: Rotor de polos salientes.

Fuente: <https://es.slideshare.net/mpernia/maq-sincronasmacp-sep2014>

2.3.5.2. El estator

Denominado armadura o inducido, para ambos casos de rotor cilíndrico o rotor de polos salientes el estator es similar en su estructura, está conformado básicamente por el núcleo magnético y el devanado del tipo distribuido.

Los devanados de armadura están conformados por un número determinado de espiras, y están conectados de tal manera que sus efectos eléctricos y magnéticos son acumulativos. Estos devanados pueden ser de paso completo o paso fraccional. Una bobina de paso completo se expande 180° medidos eléctricamente y una bobina de paso fraccionario se expande menos de 180° pero pocas veces menos de 120° .

Un embobinado trifásico resulta de la suma de un conjunto de bobinas de armadura desplazados a 120° y 240° medidos eléctricamente, de la primera fase para

producir un sistema de tres voltajes iguales en magnitud y desplazados entre sí en 120° . La figura 2.16 muestra los devanados trifásicos desfasados.

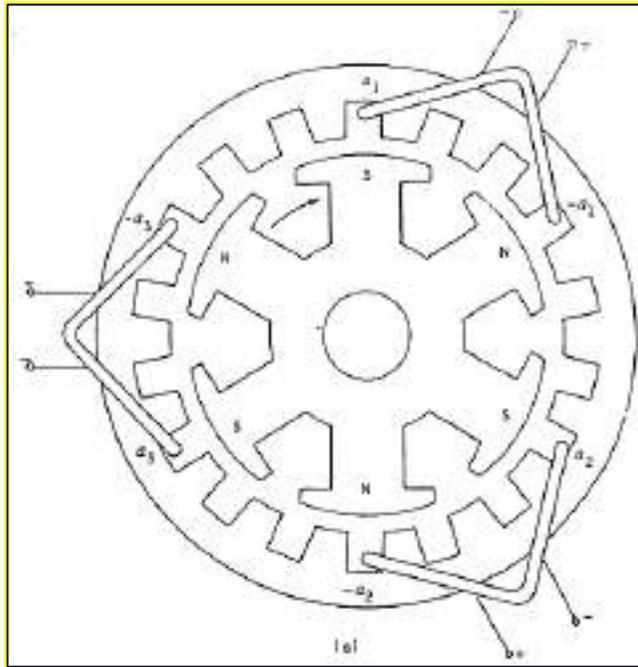


Figura 2.16: Devanados trifásicos de la armadura: a_1 , a_2 , a_3

Fuente: Máquinas Eléctricas, Thaler & Wilcox.

Los bobinados se llaman bobinados de ranura completa, ya que ocupan una estructura donde el número de ranuras por polo es completo. Un arreglo más común para máquinas de C-A es el bobinado de ranura fraccional, para el cual el número de ranuras por polo es una fracción. El análisis de los embobinados de ranura-completa es más sencillo que el del embobinado de ranura fraccional y aun así sirve para mostrar los principios básicos relacionados con las fmm e inductancias de los bobinados de armadura. Los bobinados de paso-fraccional tiene dos ventajas: (a) es posible el usar las mismas laminaciones del estator con el resultado de una menor inversión en dados, para estructuras de polos salientes con una variedad de numero de polos, y (b) la contribución hacia una buena forma de onda es equivalente a aquella de un embobinado de ranura integral con un gran número de ranuras por polo. Bobinados de ranura fraccional son también usados hasta alguna extensión en motores de inducción.

En general el estator del generador síncrono conocido como también como armadura contiene a los devanados distribuidos trifásicos inducidos y que normalmente están conectados en estrella y con neutro; una fórmula general que explica la relación entre el flujo (Φ) producido por el campo (f), la velocidad de giro del rotor (W_r), y las constantes de diseño (K) está indicada por la ecuación mostrada.

$$e(t) = K * \Phi * N * W_r$$

Ecuación 3.56

Un diagrama fasorial que incluye los fasores de voltaje, corriente, y encadenamiento de flujo facilitan e análisis del comportamiento de una maquina sincrónica de estado estable. Con el objeto de relacionar a la fase del encadenamiento del flujo al voltaje que resulta de su variación en el tiempo es necesario establecer convenciones respecto al signo de los voltajes inducidos en un generador.

La tensión inducida en bobina y el factor de paso también pueden expresarse mediante las siguientes ecuaciones:

$$E_{bobina} = \frac{2\pi f N_{bobina} K_p \phi}{\sqrt{2}} = 4.44 f K_p N_{bobina} \phi$$

Ecuación 3.57

$$K_p = \text{sen} p \frac{\pi}{2}$$

Ecuación 3.58

Donde :

K_p = Factor de paso

N = Número de espiras

Φ = Flujo de campo

La estructura constructiva del estator tiene un núcleo en el cual están troqueladas un determinado número de ranuras y dientes en la superficie interna, las ranuras contienen a los devanados aislados adecuadamente, mientras que los dientes son los conductores del flujo magnético provenientes del campo (f) y la armadura (a), el núcleo se construye de material magnético laminado el cual también es aislado para reducir las pérdidas por corrientes parásitas.

La figura 2.17 muestra las componentes del estator de la máquina síncrona, se aprecia la doble capa y el paso fraccionario, en la parte externa del núcleo están los canales de ventilación y luego la carcasa de sujeción que viene a ser el soporte de las tapas las mismas que contienen a los rodamientos encargados de mantener un entrehierro simétrico entre el núcleo del rotor y el núcleo del estator.



Figura 2.17: Estator y los devanados de armadura del generador síncrono
Fuente: <https://es.dreamstime.com/foto-de-archivo-estator-de-un-motor-el%C3%A9ctrico-grande-image50782326>

2.3.5.3. El circuito equivalente del generador síncrono

El gráfico del circuito equivalente del generador síncrono permite identificar las variables que actúan en la máquina así como los parámetros que constituyen este generador, la estructura de campo (f) es representado mediante su efecto, es decir la tensión generada $e(t)$ y la armadura mediante la corriente de armadura (I_a), la tensión en los bornes (V_a), así mismo estarán representados la Reactancia síncrona (X_s) y la Resistencia del devanado de armadura (R_a), luego de ser identificados estos elementos se formularan las ecuaciones de equilibrio que interrelacionen las variables y los parámetros, las que servirán de insumo para la gráfica de las curvas operativas.

La figura 2.18 muestra la estructura del circuito equivalente del generador síncrono en la misma se visualiza las variables y los parámetros.

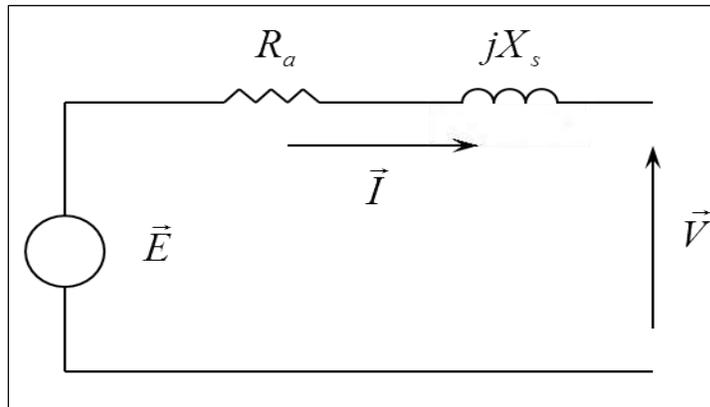


Figura 2.18: Circuito equivalente del generador síncrono
Fuente: Propia

Del circuito equivalente se tiene que señalar que la Reactancia síncrona resulta de la suma de dos reactancias: a) La reactancia de reacción de armadura (X_{ra}) y b) La reactancia de dispersión (X_d), las mismas que son inherentes a las máquinas eléctricas rotativas. La reacción de armadura se presenta cuando circula la corriente de armadura (I_a) creando un campo magnético denominado “reacción de armadura” y que interactúa con el flujo magnético de campo presentándose los fenómenos de distorsión y disminución del flujo principal o de campo. Por otra parte, la presencia de los “flujos de dispersión” tanto en el estator como en el rotor dependiendo sus niveles de la configuración física de diseño de los núcleos magnéticos.

En consecuencia

$$X_s = X_{ra} + X_d$$

Ecuación 3.59

X_s = Reactancia síncrona

X_{ra} = Reactancia de reacción de armadura

X_d = Reactancia de dispersión

Por consiguiente, la reactancia síncrona será dependiente de la reacción de armadura y los flujos de dispersión tanto del rotor como del estator.

A partir del circuito equivalente se obtiene la siguiente ecuación:

$$\bar{E}_a = \bar{V}_a + (R_a + jX_s)\bar{I}_a \quad \text{Ecuación 3.60}$$

Donde:

$$Z_a = (R_a + j X_s)$$

E_a = Tensión inducida/ tensión de armadura

I_a = Corriente de armadura/ corriente de carga

V_a = Tensión en bornes de armadura/ tensión de carga

R_a = Resistencia de armadura

X_s = Reactancia síncrona

2.3.5.4. Las Ecuaciones de Potencia para Generador de rotor con polos salientes.

Debido a la presencia de las reluctancias diferenciadas en el rotor por la presencia de los polos de material magnético y la zona de interpolos, se presentan dos reactancias síncronas uno denominado en el eje directo (X_d) y en el otro en el eje en cuadratura (X_q). La figura 2.19, muestra la zona de interpolos y su relación gráfica con la fuerza magnetomotriz.

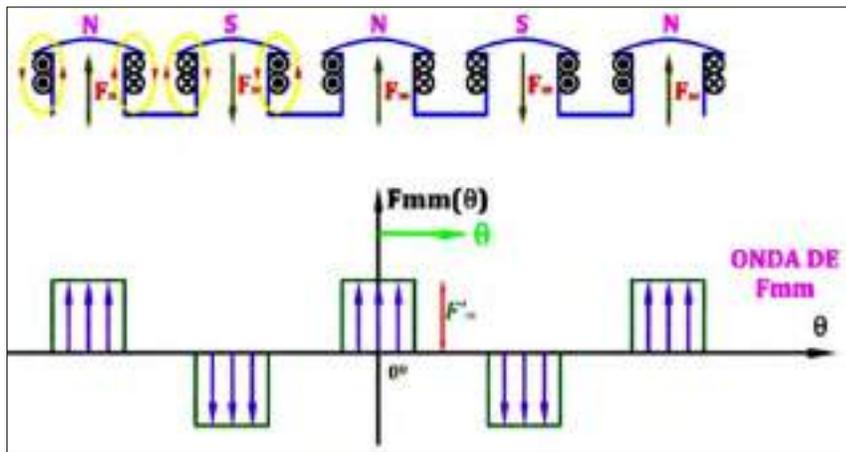


Figura 2.19: Gráfica de los polos salientes linealizados

Fuente: Implementación y análisis de la curva de capacidad, Raúl Castillo Haro.

$$Q = \frac{VE}{X_d} \cos\delta + \frac{V^2}{2} \left(\frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \right) \cos(2\delta) - \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_d} + \frac{1}{X_q} \right)$$

Ecuación 2.63

El término $\frac{VE}{X_d} \cos\delta$ es la potencia reactiva total generada internamente en la máquina, el término $\frac{V^2}{2} \left(\frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \right) \cos(2\delta)$ es la potencia reactiva que la máquina consume en el eje longitudinal (eje d) y el término $\frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_d} + \frac{1}{X_q} \right)$ es la potencia reactiva que la máquina consume en el eje transversal (eje q) para su funcionamiento. Luego la diferencia entre el primer término y los dos términos restantes es la potencia reactiva que la máquina síncrona suministra al exterior.

2.3.5.5. La carta de operación del generador síncrono

La figura 2.21 muestra un ejemplo de las curvas de operación o también llamada carta de operación de un generador síncrono, en ella se visualiza entre otras curvas las siguientes:

- Límite mínimo de la corriente de excitación
- Límite máximo de la corriente de excitación
- Círculo de reacción de la corriente de excitación cero
- Límite máximo de corriente de armadura (estator)
- Potencia máxima del motor primo (turbinas)
- Límite práctico de estabilidad
- Límite teórico de estabilidad

Estas curvas de capacidad se interceptan en diferentes puntos de tal forma que determinan una zona en la cual el generador opera en forma confiable y segura, también se define una zona de operación óptima de la máquina, la misma que está limitada por el ángulo de factor de potencia.

En esta gráfica operativa se consigue desarrollar diferentes combinaciones de potencia activa y reactiva que serán producidos por el generador síncrono a diferentes

factores de potencia y ángulos de par. Se verifica que la potencia reactiva positiva es suministrada por el generador en una zona de sobre-excitación; es decir cuando el generador síncrono opera con una carga inductiva; en cambio, cuando la potencia reactiva negativa es alimentada dentro del generador desde el sistema de potencia es una zona de sub-excitación donde el generador trabaja con factor de potencia capacitivo.

En un caso simulado, con la presencia del límite de corriente de excitación en la región de sobre-excitación no se puede mantener la misma potencia aparente a un factor inductivo más bajo, debido que al acercarse el punto de operación a este límite, se producirá un aumento de temperatura en el bobinado del rotor, por consiguiente se deduce que la capacidad de generación de la máquina es reducida para un bajo factor de potencia en retraso.

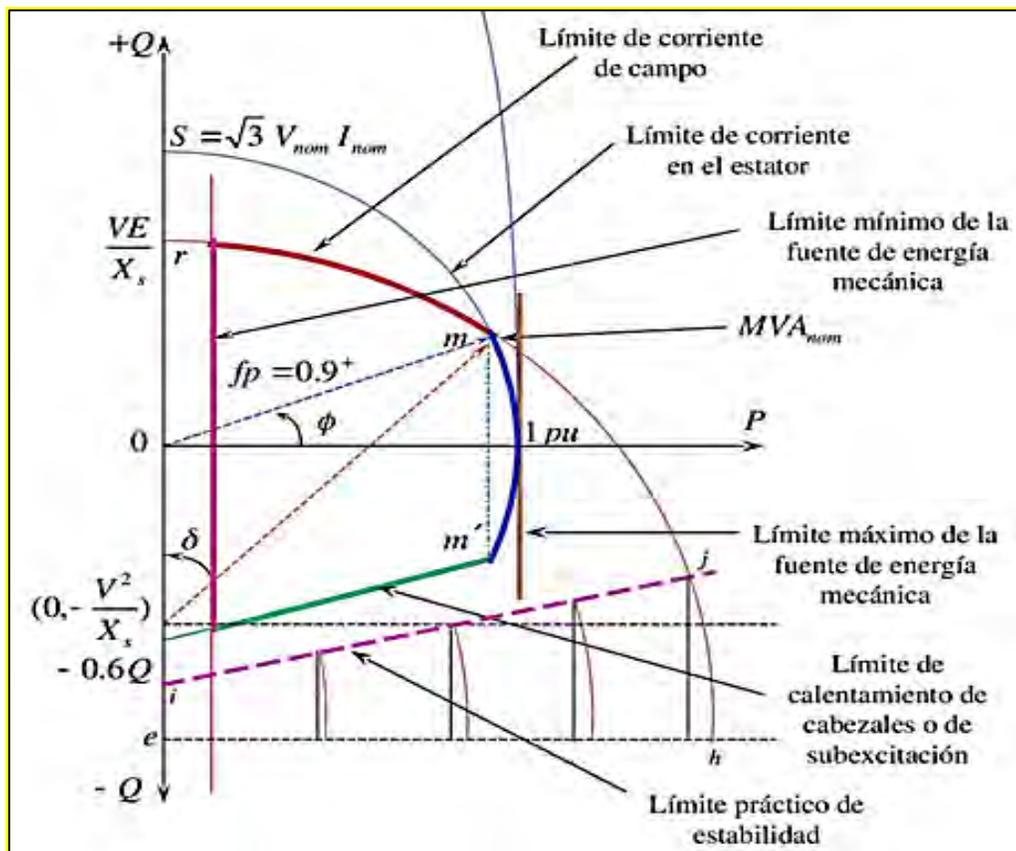


Figura 2.21: Carta de Operación del generador síncrono con rotor de polos salientes.
Fuente: Gomez Palacio, Durango. Modelado del Generador síncrono

En la región sub-excitada una corriente de excitación muy baja puede hacer que la máquina salga fuera de servicio debido a la pérdida del par magnético, también si el generador sufriera una disminución de la corriente de campo el generador continuara entregando potencia activa debido a la potencia del motor primo (turbina), pero absorbería del sistema potencia reactiva para mantener la excitación, en este caso se puede producir un sobrecalentamiento en el hierro del estator.

Complementando el marco conceptual, algunos términos utilizados en el mantenimiento de MCH son:

- **Órdenes de trabajo:** asignación de recursos humanos, reserve de material, costes, seguimiento de información relevante como causa del problema, duración del fallo y recomendaciones para acciones futuras.
- **Mantenimiento preventivo:** seguimiento de las tareas de mantenimiento, creación de instrucciones paso a paso o checklists, lista de materiales necesarios y otros detalles. Normalmente los programas de gestión del mantenimiento asistido por computadora programan procesos de mantenimiento automáticamente basándose en agendas o la lectura de diferentes parámetros.
- **Gestión de activos:** registro referente a los equipos y propiedades de la organización, incluyendo detalles, información sobre garantías, contrato de servicio, partes de repuesto y cualquier otro parámetro que pueda ser de ayuda para la gestión. Además también pueden generar parámetros como los índices de estado de las infraestructuras.
- **Recursos Humanos:** Establece el control y gestión de los Recursos Humanos del Área o servicio de Mantenimiento. Pueden ser establecidos como Competencias Laborales Necesarias vs. Existentes.
- **Control de Inventarios:** gestión de partes de repuesto, herramientas y otros materiales incluyendo la reserva de materiales para trabajos determinados, registro del almacenaje de los materiales, previsión de adquisición de nuevos materiales, etc.
- **Seguridad:** gestión de los permisos y documentación necesaria para cumplir la normativa de seguridad. Estas especificaciones pueden incluir accesos restringidos,

riesgo eléctrico o aislamiento de productos y materiales o información sobre riesgos, entre otros.

- Cada producto desarrolla más ampliamente algunos elementos y en ocasiones incluye herramientas adicionales para cubrir un mayor número de necesidades.
- **Orgware:** componente estructural de un sistema tecnológico especialmente concebido para integrar al hombre y sus competencias profesionales y asegurar el funcionamiento del hardware y software del sistema, así como la interacción de éste con otros elementos y con otros sistemas de naturaleza diferente. Orgware en una Central hidroeléctrica es una estructura organizativa del factor humano y administrativo que permite asegurar el funcionamiento del hardware y el software de la Central de generación eléctrica, mediante la interacción de las personas y elementos externos del sistema.

2.3.6. Normas a utilizar

Las normas se establecen para ayudar a definir procedimientos y resultados relativos al estado de los equipos y componentes, luego se seleccionarán los métodos para garantizar la calidad del resultado final. Algunas de las normas que serán utilizadas en el presente trabajo son:

A. Normas Nacionales

- **El Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011**, Ministerio de Energía y Minas (MINEM), la misma tiene como objetivo establecer las reglas preventivas que permitan salvaguardar a las personas y las instalaciones, durante su construcción, operación y/o mantenimiento de las instalaciones tanto de suministro eléctrico, así como de comunicaciones, y sus equipos asociados, cuidando de no afectar a las propiedades públicas y privadas, ni el ambiente, ni el Patrimonio Cultural de la Nación.
- **El Código Nacional de Electricidad – Utilización**, Dirección General de Electricidad, Ministerio de Energía y Minas (MINEM), que tiene como objetivo establecer las reglas preventivas para salvaguardar las condiciones de seguridad de las personas, de la vida animal y vegetal, y de la propiedad, frente a los peligros derivados del uso de la electricidad; así como la preservación del ambiente y la protección del

Patrimonio Cultural de la Nación.

- Norma técnica de Calidad de los Servicios Eléctrico, DS 020-1997-EM (NTCSE)
- Norma Técnica de calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSESR) RD N° 016-208-EM/DGE
- Procedimiento “supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, aprobado con Resolución OSINERG N°074-2004-OS/CD
- Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN N° 228-2009-OS/CD “Procedimiento para la Supervisión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica por Seguridad Pública”

B. Normas Internacionales

- **La Organización Internacional de Normalización o ISO** (International Standardization Organization por sus siglas en inglés) es el organismo encargado de promover el desarrollo de normas internacionales de fabricación (tanto de productos como de servicios), comercio y comunicación para prácticamente todas las ramas industriales.
- Para el mantenimiento preventivo, se utilizará las normas **ISO 8505-1:1998 y 12944**, que nos ofrece información sobre el estado del acero, ofrece comentarios sobre el acero con óxido o cascarilla de laminación (calamina) en una serie de grados de oxidación A, B, C y D
- La norma ISO 12944 distingue seis categorías de corrosividad atmosférica, C1 (muy baja), C2 (baja), C3 (media), C4 (alta), C5-I (muy alta industrial) y C5-M (muy alta marina).
- La otra Norma que será parte del presente estudio es el **ISO 14000**. Es conveniente comenzar indicando que en 1992 se publica la British Estándar 7750, sobre medio ambiente y con una filosofía metodológica similar a la ISO 9000. El comité Técnico ISO/TC 2004 empieza a normalizar la gestión medioambiental en 1993, definiendo sus elementos en ese año, y dando lugar a las Normas ISO 14000

CAPÍTULO III

EL DIAGNÓSTICO DE LA PCH HERCCA

3.1. Generalidades

El diagnóstico de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Hercca permitió conocer el estado actual de las componentes civiles, electromecánicas, auxiliares y control; además viabilizó el análisis de los niveles de riesgo operativo presentes en las partes estructurales, mecánicas y eléctricas del sistema de generación.

Las componentes básicas del diagnóstico comprenden principalmente:

- La ubicación del proyecto
- Descripción del medio biológico
- Descripción del medio socio económico
- El recurso hídrico
- Las obras de toma
- El canal
- El desarenador
- La cámara de carga
- La tubería de presión
- La turbina
- El generador
- El sistema de control y regulación
- Los equipos auxiliares.

3.2. Ubicación del área del proyecto

La zona de ubicación de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Hercca está a una altura promedio de 3 740 msnm en el sector intermedio de la cuenca del río Hercca, el mismo que es tributario del río Vilcanota. El área de la PCH se encuentra entre la laguna Langui-Layo y la población de Hercca sobre la margen derecha del río del mismo nombre en la comunidad de Totorani, en la provincia de Canchis, Región Cusco

El río Hercca, desde su nacimiento en la laguna Langui-Layo, fluye primero hacia el Noroeste y luego gira hacia el Noreste uniéndose con el río Vilcanota aguas arriba de la ciudad de Sicuani. Ambos ríos pertenecen al sistema de ríos del Amazonas cuyas aguas pertenecen a la vertiente del Océano Atlántico.

La Pequeña Central Hidroeléctrica Hercca es una instalación antigua cuya fecha de inicio a operación se remonta al año 1924 con la instalación del primer grupo de 400 kW y un segundo grupo de 416 KW en 1936 abasteciendo energía eléctrica para fines industriales como es la fábrica de tejidos Marangani, así como abasteciendo de energía eléctrica a la ciudad de Sicuani.

La pequeña Central Hidroeléctrica Hercca dejó de operar en 1989 a raíz de la presencia de la red convencional procedente de la C.H. Machupicchu mediante la L.T. Combapata – Sicuani, para posteriormente seguir operando y conectarse al SEIN.

La PCH Hercca fue propiedad del Sr. Enrique V. Mejía y en 1927 pasó a propiedad estatal, habiendo sido sus posteriores propietarios ELECTROPERU y Electro Sur Este S.A. hasta 1997 cuando fue adquirida por la Empresa de Generación Machupicchu S.A. EGEMSA, su anterior propietario, quien la rehabilitó y puso en servicio, actualmente produce un promedio mensual de 900 MWh y está administrada por la empresa Electro sur este S.A.A.

3.3. Topografía y mapeo

Las altitudes más elevadas de la cuenca están por encima de los 6,100 msnm, mientras el esquema del Proyecto de la Pequeña Central Hidroeléctrica Hercca para la alternativa más alta está localizado entre la cota de 3,785 msnm en la toma y la cota 3,600 msnm en la descarga de la casa de máquinas.

La ciudad más cercana es Sicuani, caracterizada por su actividad comercial e industrial; así como con bastante riqueza arqueológica en Raqchi, San Pedro, San Pablo y Marangani. La figura 3.1 muestra la ubicación de la PCH de Hercca.



Figura 3. 1: Ubicación de la PCH Hercca
Fuente: Google Maps

3.4. Descripción del medio biológico

3.4.1. Flora

La zona de estudio contiene especies que son propias de la Región de la Puna; predominando principalmente pastos naturales; particularmente, en el sector estudiado, la vegetación es bastante homogénea y compuesta en su mayoría, por gramíneas que se presentan en forma de manojos abiertos o formando una cubierta vegetal denso y uniforme denominado ichu.

3.4.2. Fauna

Pocos son los animales que soportan las duras condiciones del clima de esta región; generalmente de tránsito. Las vicuñas, alpacas, vizcacha y las chinchillas son ejemplos de los mamíferos que pueden esporádicamente observarse en esta región. En la zona de estudio, no se registran evidencias sobre la presencia de alguna especie sensible, sin embargo, considerando que algunos de ellos son especies amenazadas y que eventualmente podrían encontrarse en esta región, es que se efectúa su identificación e implicaciones con el Proyecto.

3.5. Descripción del medio socio económico

3.5.1. Área de influencia socio económica

Los datos que se presentan a continuación se refieren a las poblaciones ubicadas en el área de influencia del proyecto, destacando los distritos de Langui, Layo, Kunturkanki, San Pablo, Marangani y Sicuani.

3.5.2. Población

Cuadro 3.1: Población en el Área de Proyecto

PROVINCIA-DISTRITO	POBLACIÓN
Población de la Provincia de Canas	
Distrito de Checca	6,488
Distrito de Quehue	3,070
Distrito de Túpac Amaru	3,543
Distrito de Langui	3,476
Distrito de Yanaoca	10,929
Distrito de Layo	7,168
Distrito de Kunturkanki	5,985
Distrito de Pampamarca	2,457

PROVINCIA-DISTRITO	POBLACIÓN
Población de la Provincia de Canchis	
Distrito de San Pablo	7,218
Distrito de Marangani	12,062
Distrito de Pitumarca	7,392
Distrito de Checacupe	3,825
Distrito de San Pedro	3,540
Distrito de Sicuani	55,131
Distrito de Combapata	5,582

3.5.3. Actividades Económicas

Las actividades económicas básicas desarrolladas en la zona en estudio se resumen en las siguientes actividades:

- A. Sector Agrícola
- B. Actividad piscícola
- C. Sector Energía
- D. Sector Industria
- E. Sector Pecuario
- F. Sector Turismo

3.5.4. Salud

La zona del proyecto se encuentra ubicada dentro del grupo de extrema pobreza, la tasa promedio de vida es de 62 años. La falta de infraestructura para los principales servicios públicos como: agua, servicios sanitarios, empeoran la situación, con enfermedades infecciosas intestinales, dérmicas y bronquiales.

3.5.5. Educación

El poblado de Langui es el que cuenta con el menor número de aulas, los niños asisten a la escuela de zonas alejadas y en menor cantidad tal como lo demuestra las cantidades del último censo, debido también a lo inaccesible de la zona.

3.6. La laguna de Langui – layo

Las aguas que utiliza la PCH de Hercca tienen su origen en la Laguna Langui Layo, que a su vez sus excedentes son derivados por el río Hercca y captadas aguas abajo por la bocatoma correspondiente. La laguna Langui Layo se encuentra ubicada a 4 000 msnm.

En el diagnóstico realizado en esta Laguna se pudo constatar la existencia de alcantarillas en mal estado de conservación, alcantarillas con fallas técnicas en el proceso constructivo, alcantarillas colapsadas, etc. Muchas de estas fueron construidas por iniciativa de las municipalidades o por instituciones gubernamentales, muchas de ellas ya cumplieron su vida útil y no se mejoraron ni se realizó ningún tipo de mantenimiento en vista de que los mismos no afectan directamente a la población.

Las fotografías, figura 3.2 y 3.3 muestran la situación precaria de las cunetas y de los canales que finalmente sus aguas son captadas por el río Hercca para posteriormente darle el correspondiente uso para generación eléctrica.



Figura 3. 2: Canales en mal estado
Fuente: Propia



Figura 3. 3: Accesos precarios
Fuente: Propia

A la fecha se han realizado estudios hidrológicos, geomorfológicos y batimétricos a nivel de perfil de la laguna Langui Layo y sus tributarios circundantes a ella, así como estudios para definir como se desarrollará la evolución hidrológica, mediante el análisis de datos hidrométricos para predecir los caudales a lo largo del año, con el propósito de afianzar el recurso hídrico del río Hercca y consiguientemente el río Vilcanota represando la laguna Langui y/o las lagunas afluentes para incrementar el recurso hídrico del río Vilcanota con fines de incrementar y/o mantener la potencia de la generación eléctrica de las Centrales Hidroeléctricas de la cuenca del Vilcanota durante el año. La figura 3.4 muestra una vista panorámica de la Laguna Langui Layo y la figura 3.5 las compuertas de regulación.



Figura 3.4: Vista panorámica de la Laguna de Langui Layo

Fuente: Propia

La laguna de Langui Layo constituye un recurso hídrico de primer nivel que requiere ser debidamente gestionado de tal forma que cumpla con la función de servicio a la persona, luego la agricultura, posteriormente a la generación de energía eléctrica; es posible que cumpla esas

funciones si se aplican proyectos de afianzamiento dentro de un marco legal, técnico, económico, social, cultural, ambiental y político, tomando en cuenta la realidad y necesidades de la zona.



Figura 3.5: Compuertas del sistema de regulación de la laguna Langui Layo

Fuente: Propia

3.7. Obras de toma

Está ubicada transversalmente al río Hercca a una distancia de 10.34 Km. desde el puente de la carretera principal de Sicuani-Arequipa, tiene un *barraje* de 21.5 m de longitud, este dique o vertedero cierra el cauce del río derivando el flujo del agua hacia la transición de entrada. En tiempo de creciente el exceso de agua pasa por encima del barraje luego funciona como vertedero, con la finalidad de que el agua excedente pase a la conducción; este tipo de vertedero se llama azud.

La obras de toma de la PCH de hercca tiene tres *compuertas de limpia* o regulación deslizables, las mismas tienen adicionalmente la función de dejar pasar el agua del río en su totalidad para desarrollar funciones de reparación, mantenimiento o inspección de componentes de central, como puede verificarse estas compuertas se encuentran en mal estado especialmente

la tercera, además su operación que es estrictamente manual no tiene la facilidad de maniobra y acceso, constituyéndose en un peligro su operación, en vista de que en épocas de avenida deben de encontrarse operativas para aliviar el esfuerzo del azud o barraje.

Existe también ciertos niveles de erosión en el zampeado y el colchón de aguas, que con el tiempo las aguas que tienen energía cinética al llegar a las bases pueden socavar al barraje y destruir la obra de toma.

Se evidenció en el diagnóstico la presencia de bancos de arena y piedras delante del barraje los mismos que se encuentran acumuladas y no han sido evacuadas, estos bancos ejercen fuerzas de empuje que crean por una parte subpresiones y por otra pueden causar el volcamiento del barraje. El documento fotográfico 3.6 muestra esta acumulación de materiales al medio de la presa de derivación.



Figura 3.6: Obras de toma de la PCH de Hercca
Fuente: Propia

Se aprecia que los muros de ala, es decir de derivación, en este caso lado derecho se encuentra en regular estado de conservación.

3.7.1. Compuerta de admisión al canal de conducción

La compuerta deslizante está diseñada para cierre u obturación en el canal de aducción. Está compuesto de un tablero metálico acero galvanizado en caliente mecano-soldado con juntas de goma que hacen la función de obturación. Estas juntas pueden ser a tres o a cuatro lados: dos laterales, solera y dintel. La maniobra se realiza a través de unas deslizaderas de bronce con acero inoxidable, el montaje esta empotrado en el hormigón o diseño a medida para instalación mediante anclajes de expansión, con patines de deslizamiento que reducen el coeficiente de fricción, minimizan la fuerza de accionamiento y alargan la vida útil de la junta.

Esta compuerta metálica deslizable instalada al ingreso del canal asegura el ingreso del caudal requerido para la generación destinando el resto para el caudal ecológico.



Figura 3.7: Compuerta de admisión de la PCH de Hercca

Fuente: Propia

La compuerta de admisión de la PCH DE Hercca se encuentra en regular estado de funcionamiento; sin embargo, garantiza la regulación del ingreso del recurso hídrico al canal de conducción o aducción.

3.8. Canal de aducción

El canal de aducción tiene la finalidad de conducir los caudales de agua desde la captación o la obra de toma hasta la cámara de carga o desarenador correspondiente, de acuerdo con la naturaleza del proyecto y las condiciones que permitan transportar los volúmenes necesarios para cubrir la demanda.

En general, el canal de aducción es la obra que requiere las mayores inversiones comparando con las demás obras civiles de un sistema hidráulico, ya que, debido a su longitud y condiciones topográficas, los volúmenes de excavación, materiales de construcción, etc. superan en general al resto de obras civiles (obra de toma, cámara de carga o tanque de almacenamiento). En muchos casos el costo de inversión del canal será fundamental para establecer la viabilidad de un proyecto.

La conducción del recurso hídrico para la PCH de Hercca se realiza en partes por medio de un canal rústico de tierra como se puede apreciar en la figura 3.8



Figura 3.8: Canal rústico de tierra

Fuente: Propia

Este tipo de canal es la forma más económica de conducción de agua, tiene terraplenes variados a ambos lados, el espejo de agua es variable del mismo modo las áreas mojadas; las condiciones y características del canal diagnosticado no son las mejores y se encuentran en alto riesgo de erosión que se puede presentar especialmente en la época de avenida.

En cuanto a la máxima velocidad permisible en un canal en tierra tiene limitaciones, porque provoca erosión en el canal; pero sin embargo un viejo canal bien manejado, puede soportar mayores velocidades que uno recién construido, porque un viejo canal en su lecho tendrá mayores sedimentos, partículas coloidales y por tanto estará mucho más estabilizado, con vegetación. Por todo esto, las máximas velocidades hay que tomarlas con precaución y más vale manejarse por debajo de las mismas y alejados de las máximas para el caso en estudio.

Las máximas velocidades permisibles se logran con gramíneas y el pasto bermuda (*Cynodon*) es el pasto más resistente a altas velocidades de hasta 2- 2,4 m/s, la mezcla de pastos admite velocidades del orden de 1,20 m/s. Como puede observarse lo deseable para controlar la erosión de un canal no es lo deseable para la chacra y la producción de cultivos. Por todo esto,

es una buena práctica por experiencia, mantener las velocidades de diseño de las canalizaciones por debajo de 0,6-0,8 m/s.



Figura 3.9: Canal revestido de cemento

Fuente: Propia

La conducción del canal de la PCH de Hercca tiene una distancia desde la compuerta a la cámara de carga de 1419.5 m con una pendiente promedio de 0.3% y capacidad máxima de 2.5 m³/seg., la figura 3.9 muestra un tramo del canal revestido con cemento y un pequeño túnel de aducción.

3.9. Desgravador – desarenador

Se halla a una distancia de 81m desde la toma, está construido con concreto ciclópeo. Su área es de 11x11 m. con una profundidad de 2.5 m. Cuenta con una compuerta metálica, así mismo en el canal de aducción se tiene una baqueta metálica de un metro de alto para impedir el ingreso de sólidos y otros materiales flotantes; adicionalmente el ingreso del desgravador tiene rejas de protección que evitan el ingreso de sólidos y basura. Ver figura 3.10.



Figura 3.10: Desgravador

Fuente: Propia

Como podrá notarse en la actualidad el desgravador se encuentra rodeado de “grama” que viene erosionando las paredes del desgravador, se tiene la presencia de maleza y plantas como el ichu o paja que contaminan el recurso hídrico, por otra parte, el sistema de purga está en regular estado y es maniobrado en forma mecánica, este sistema se utiliza en caso de mantenimiento para realizar limpieza del fondo del desgravador o acumulación de arena grava o pequeñas piedras. La figura 3.11 muestra las rejillas al final del canal de conducción y al inicio de la cámara de carga, cumpliendo la función de limpieza y protección.



Figura 3.11: Las rejillas al inicio de la cámara de carga

Fuente: Propia

3.10. Cámara de carga

La cámara de carga de la P.C.H. de Hercca, se encuentra ubicada a 1419 m de la toma y está construida de concreto armado y concreto ciclópeo, tiene un volumen de 7.8 m x 6.8 m y 2.6 m de profundidad.

La cámara de carga es una obra civil situado al final del canal, justo antes de la entrada de la tubería de fuerza, está diseñada para actuar como un depósito de reserva de agua para mantener la presión de caída en la tubería forzada y requiere una entrada continua de agua del canal para mantener su nivel máximo.

Tiene instalado una rejilla gruesa y luego una rejilla fina que protege y cubre la zona de entrada de agua a la tubería forzada para impedir la entrada de materiales flotantes acumulados en el canal de conducción después del desarenador. Es esencial una limpieza frecuente de las

rejillas de filtrado de la cámara de carga, ya que un caudal reducido de agua debido a una rejilla obstruida puede conducir a presiones reducidas en la tubería de presión.

Estas rejillas tienen la función principal de evitar el ingreso en la tubería de presión de los sólidos flotantes, ya que pueden afectar el funcionamiento de las máquinas. Están situadas en varios puntos para impedir que caigan a los mismos restos de vegetación y grandes piedras. Estas rejillas coladeras están hechas de barras de metal paralelas espaciadas de modo uniforme y se colocan normalmente en posición inclinada, de esta manera será más fácil recoger las hojas o materiales flotantes que ingresan al canal de conducción.

Esta cámara de carga también actúa como un último desarenador y su diseño tiene una válvula de purga en la compuerta de salida, para poder retirar y eliminar todos los sedimentos que se encuentran en la base de esta, también tiene un vertedero para derivar el exceso de agua captada.

Cerca de la cámara de carga, se ha instalado una válvula de purga de aire en el punto en que la tubería forzada se une con la cámara de presión. El propósito de esta válvula es eliminar el aire de la tubería forzada durante su puesta en funcionamiento y como precaución contra la formación de un posible vacío si, por alguna razón, la entrada de la tubería forzada se bloquea.

La cámara de carga tiene cuatro vías de movimiento de fluido, la primera es la acometida por donde ingresa el canal que trae el agua desde la toma; la segunda es un vertedero o tubo para eliminar los excedentes de caudal que no serán turbinados; la tercera es un descargador de fondo que permitirá el vaciado y limpieza de partículas sedimentadas; la cuarta es la presencia de una rejilla de filtrado final que garantiza la conducción limpia del agua hacia la turbina.

La cámara de carga está compuesta por dos compuertas metálicas: una que controla el ingreso de agua hacia la tubería forzada y otra que regula el recurso hídrico dirigido hacia el río Hercca del cual hacen uso la comunidad para múltiples empleos.

La figura 3.12, muestra las condiciones actuales en la que se encuentra esta cámara de carga, puede verificarse que se requiere aplicar programas de mejora para dotar de seguridad y mayor garantía de servicio.

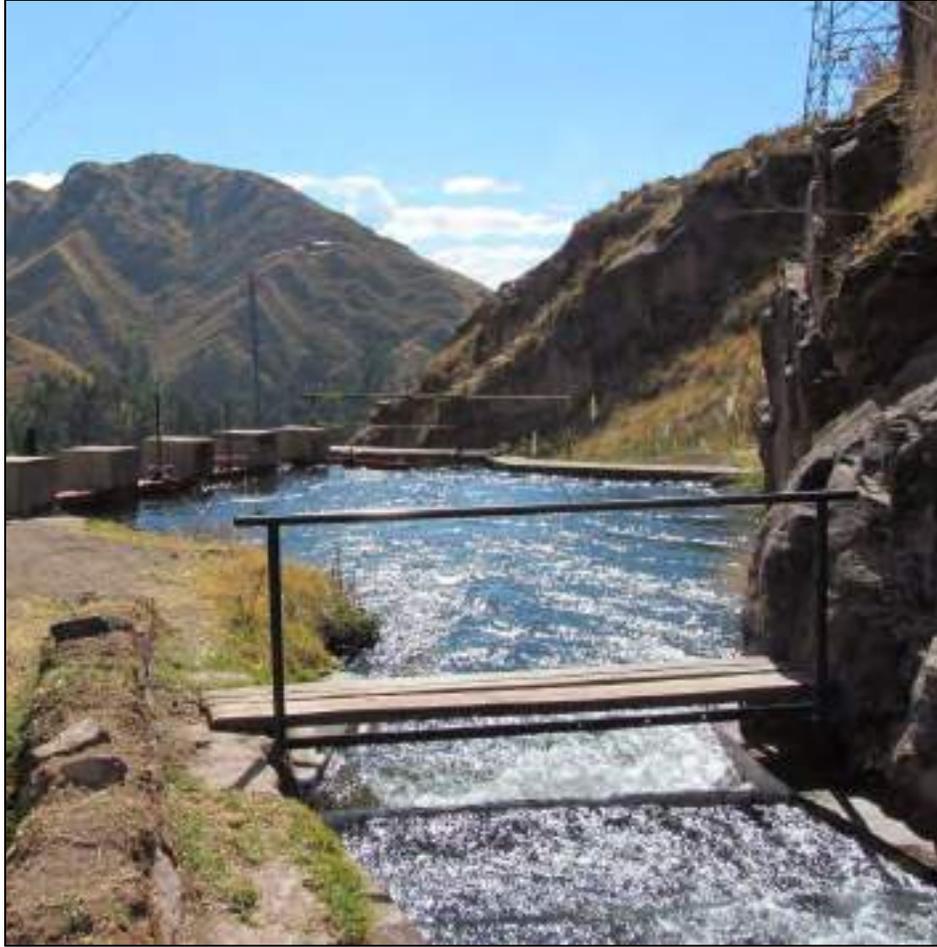


Figura 3.12: La cámara de carga y las compuertas de admisión a la tubería de presión
Fuente: Propia.

3.11. La tubería forzada

La PCH de Hercca tiene dos tuberías forzadas, estas dos componentes mecánicas están encargadas de transportar el agua desde las instalaciones de la cámara de carga hacia la turbina hidráulica, utilizan el principio de gravedad y los perfiles longitudinales son paralelos adaptándose al perfil del terreno en todo su recorrido, como se muestra en la figura 3.13.

Básicamente tiene tres tramos con dos cambios de dirección, en el primer tramo tiene siete apoyos de regulares dimensiones, que garantizan la estabilidad mecánica del sistema con respecto a las condiciones geológicas del terreno.

Los cambios de dirección generan esfuerzos adicionales de desviación de la escorrentía del agua, al interior del tubo; para absorber los esfuerzos indicados se tienen construidos los bloques de anclaje.



Figura 3.13: Perfil de la tubería forzada
Fuente: Propia.

Las componentes principales identificadas de la tubería de presión en todo su recorrido en la PCH de hercca son:

- Compuerta de acceso a la tubería de presión
- Tubería de presión
- Chimenea de equilibrio
- Apoyos
- Anclajes

- Uniones tipo bridas
- Accesos de mantenimiento

La tubería propiamente dicha (mostrada en la figura 3.14)



Figura 3.14: La tubería de presión

Fuente: Propia

La PCH de Hercca, tiene en paralelo dos tuberías forzadas metálicas, que aprovechan un salto de 92.5 m. de altura, estas tuberías tienen las dimensiones siguientes:

Tubería de presión del Grupo N° 01

- Longitud : 167 m
- Diámetro : 509 mm
- Espesor : 3-7 mm

Tubería de presión del Grupo N° 02

- Longitud : 169 m
- Diámetro : 637 mm
- Espesor : 3-7 mm

Las compuertas de ingreso y de purga

Es un dispositivo de apertura, cierre y regulación del paso de agua; en el caso es una compuerta sumergida deslizante y con sistemas de estanqueidad, las compuertas para el ingreso del agua a las tuberías de presión tienen su montaje sobre el muro y con un marco guía de construcción soldada en perfiles conformados de acero inoxidable, con guías de deslizamiento en polietileno de baja densidad con lo que se reduce el coeficiente de fricción. El deslizamiento es en sentido superior e inferior es decir cerrando y abriendo el flujo de agua.

El tablero, está construida en chapa de acero inoxidable con nervios de refuerzo según dimensiones, cierre a cuatro lados mediante perfiles especiales de elastómero en forma de “V”, husillo fabricado en acero inoxidable con rosca trapecial de acuerdo a la norma DIN 103 y dimensionado a pandeo por el método “W” con soportes para el guiado del husillo, el desplazamiento del tablero mediante husillo no ascendente, tiene torreta soporte de accionamiento, construido en acero al carbono o inoxidable. La figura 3.15 muestra las compuertas mencionadas,



Figura 3.15: Las compuertas de ingreso
Fuente: Propia

El accionamiento tiene las características siguientes:

- Tuerca de accionamiento en bronce.
- Tipo manual, mediante volante de poliamida PA6 con refuerzo y rodamiento para absorber el esfuerzo axial.
- El eje es con hilos de recorrido y finales de carrera y limitador de par incorporados.

La figura 3.16 muestra el sistema de instalación de las compuertas que responden a una serie de exigencias mecánicas e hidráulicas, para que en las mismas no se produzcan vibraciones, sea cual sea la apertura y la presión soportada, incluidos los valores extremos a que pueden estar sometidas.



Figura 3.16: Compuertas deslizables
Fuente: VAG-VALVES Peru S.A.

Las uniones

Las uniones de la tubería de presión son del tipo brida, se colocan bridas en sus extremos y después cada una de las bridas es empernada a la otra en el momento de la instalación; se requiere colocar siempre un empaque de material especial para lograr la estanqueidad de la tubería.

Las tuberías unidas con bridas son fáciles de instalar, pero estas pueden incrementar el costo total de la instalación.

Brida es el elemento que une dos componentes de un sistema de tuberías, permitiendo ser desmontado sin operaciones destructivas, gracias a una circunferencia de agujeros a través de los cuales se montan pernos de unión. Las bridas son aquellos elementos de las tuberías, destinados a permitir la unión de las partes que conforman esta instalación, como pueden ser tuberías, válvulas, u otro equipo que forme parte de estas instalaciones.

La brida es un elemento que puede proveerse como una parte separada o venir unida desde fábrica a un elemento para su instalación, ya sea una válvula o una tubería de acuerdo con normas de fabricación. La figura 3.17 muestra las uniones tipo brida de la tubería de presión,



Figura 3.17: Uniones tipo brida

Fuente: Propia

Los apoyos y anclajes

Los apoyos son de construcción tradicional con enrocados tipo boquillado de concreto y adecuados en función al perfil del terreno, no existe un equilibrio de las fuerzas concurrentes en los apoyos y en general son construcciones precarias con bastante riesgo en caso de presentarse los fenómenos conocidos como “golpe de ariete” que causarían problemas estructurales en la estabilidad de la tubería de presión.

La forma de instalación no cumple con las especificaciones técnicas y recomendaciones de las normas respecto a la construcción de tuberías de presión, la accesibilidad y recorrido para fines de mantenimiento presenta dificultades por las condiciones del terreno. La figura 3.18 muestra el estado de los apoyos de la tubería de presión.



Figura 3.18: Los apoyos de la tubería de presión

Fuente: Propia

3.12. Las turbinas

Las turbinas utilizadas en el grupo de generación de la PCH de Hercca son las siguientes:

Turbina I

- Fabricación: Ossberger – Turbinenfabrik GmbH + Co, D-8832 Weissenburg/Babiera, Alemania Occidental
- Año: 1997, turbinas Mitchell-Banky, denominada también Ossberger de doble paso
- Tipo: G52/10 II G, año 1997
- Potencia: 293 kW
- Altura de caída: 70.28 m
- Caudal: 500 l/seg
- Velocidad: 720 r.p.m.
- Pedido: 5913

Turbina II

- Fabricación: Ossberger – Turbinenfabrik GmbH + Co, D-8832 Weissenburg/Babiera, Alemania Occidental
- Año: 1997, turbinas Mitchell-Banky, denominada también Ossberger de doble paso
- Tipo: G52/10 II G, año 1997
- Potencia: 293 kW
- Altura de caída: 70.28 m
- Caudal: 500 l/seg
- Velocidad: 720 r.p.m.
- Pedido: 5914

Ambas turbinas son similares en datos de placa, una turbina tiene el pedido 5913 y la otra turbina tiene el pedido 5914. En estas turbinas el agua ingresa por el adaptador, donde la pala directriz móvil también llamada distribuidor regula la cantidad de fluido que penetra en el interior según gire sobre su eje, habilitando una entrada mayor o menor, además, se encarga de direccionar el flujo para que la interacción del fluido con el rodete sea óptima. El agua incide sobre el rodete, sobre los primeros álabes que encuentra en su camino, transmitiendo un par al conjunto, propiciando así el giro del rodete. Estos álabes funcionan casi completamente

sumergidos, se fabrican de acero perfilado estirado en frío y solamente tienen una curvatura lineal. Una vez atravesados estos álabes, el fluido evoluciona en el interior, cambiando de sentido, y reincide sobre los álabes inferiores, ayudando a la transmisión de momento. Ese cambio de dirección no resulta fácil y da lugar a una serie de choques que son la causa de su bajo rendimiento nominal.

El rodete consta de dos o más discos paralelos, entre los que se montan, cerca del borde, unas laminas curvadas que hacen el papel de álabes, por lo que su construcción artesanal es factible, aunque naturalmente una turbina artesanal no alcanzará las eficiencias de las unidades fabricadas con los medios técnicos apropiados.

En esta turbina, el distribuidor le da al chorro de agua una forma rectangular, las pequeñas fluctuaciones del caudal del agua se compensan ajustando la altura del chorro y las fluctuaciones más grandes reduciendo el ancho del chorro a uno o dos tercios.

El agua de descarga se conduce a través de una tubería de succión. Esto produce un vacío parcial que acelera adicionalmente el chorro de agua.

La válvula de ventilación evita que el vacío parcial en la tubería de succión sea demasiado grande y que el nivel del agua de descarga suba hasta el canal.

La figura 3.19 muestra el grupo de generación que incluye a la turbina Michell Banki del grupo I implementadas el año de 1977 y la figura 3.20 el segundo grupo de generación con la otra turbina Michell Banki del grupo II, puede apreciarse que ambas son de ejes horizontales, también se encuentra junto a estas turbinas el volante de inercia que tiene la función de proteger a la estructura del generador, mediante el cual se evita posibles embalamientos que en cuestión de segundos podría llegar a crear fuerzas centrífugas que dañarían a todo el grupo, estos incrementos o disminuciones bruscas de velocidad, puede ocurrir por un corte inesperado de la demanda o una avería en el sistema, con lo cual el único par resistente que tendría la turbina es el de la máquina y de esta manera mediante el volante de inercia atenúa estas fuerzas e intenta igualarlas.

En resumen, el volante de inercia se utiliza para equilibrar los golpes provocados en la red por los consumidores (carga) y para amortiguar los golpes de ariete en el conducto forzado, provocado por los movimientos de la regulación, el volante de inercia debe ser bien dimensionado según las condiciones existentes, en función de la longitud de la tubería forzada y la suma de inercia total del sistema, las rpm de embalamiento, el tipo de regulación, el tiempo de cierre, etc.



Figura 3.19: El grupo de generación I: Turbina, volante de inercia y generador
Fuente: Propia



Figura 3.20: El grupo de generación II: La turbina, volante de inercia y el generador

Fuente: Propia

Por otra parte, la PCH de Hercca tiene un tercer grupo de generación, compuesta por una turbina Francis, un volante de inercia y un generador,

La turbina Francis de la PCH de Hercca es una turbina identificada como de reacción de flujo interno, transforma energía hidráulica cinética en energía mecánica giratoria, combina conceptos tanto de flujo radial como de flujo axial y es del tipo de eje horizontal.

El agua ingresa a la cámara espiral por la parte inferior a través del tubo de entrada de la turbina hidráulica Francis, el tubo de entrada conecta la cámara espiral de la turbina con la puerta de entrada. La cámara espiral proporciona el agua de forma constante al distribuidor, esta contiene la carcasa de la turbina, como muestra la figura 3.21 y 3.22.



Figura 3.21: El grupo de generación III: La turbina Francis, el volante de inercia y el generador
Fuente: Propia

La rueda o rodete se constituye en el principal elemento de trabajo de la turbina, este convierte la energía hidráulica del flujo de agua en energía mecánica rotativa entregada al alternador; el tubo de descarga o aspiración curvo proporciona la salida del agua turbinada.

La cámara espiral es el conducto al que llega el agua de la tubería forzada y que la distribuye uniformemente por todo el perímetro de entrada del rodete en dirección radial.

El distribuidor, está constituido por un conjunto de paletas directrices colocadas en de forma circular, su objetivo es regular el caudal y el ángulo de entrada de agua que llega de la cámara espiral. y que luego debe ingresar al rodete; el distribuidor también evita el embalamiento de la turbina, cuando los álabes directrices llegan a tocarse se encuentran en posición de cerrado por consiguiente el agua no ingresa al rodete, luego puede accionarse de tal forma que se van abriendo a medida que giran un cierto ángulo sobre sus ejes, hasta llegar a la posición de máxima apertura, en este caso el caudal recibido por el rodete es el máximo.

El conjunto de directrices del distribuidor se acciona por medio de un anillo móvil, al que están unidas todas las paletas directrices. Para las turbinas axiales existen tres tipos de distribuidores: el cilíndrico, el cónico y el axial. De estos, el último es el que presenta más facilidades para su diseño y para su construcción en vista de sus dimensiones y de su peso más pequeño que en otros casos, la disposición de los alabes es radial y su perfil laminar aporta ciertas ventajas como la facilidad de diseño y construcción y la factibilidad de cierre hermético, ver figura 3.22, posición cerrada y posición abierta de las directrices.

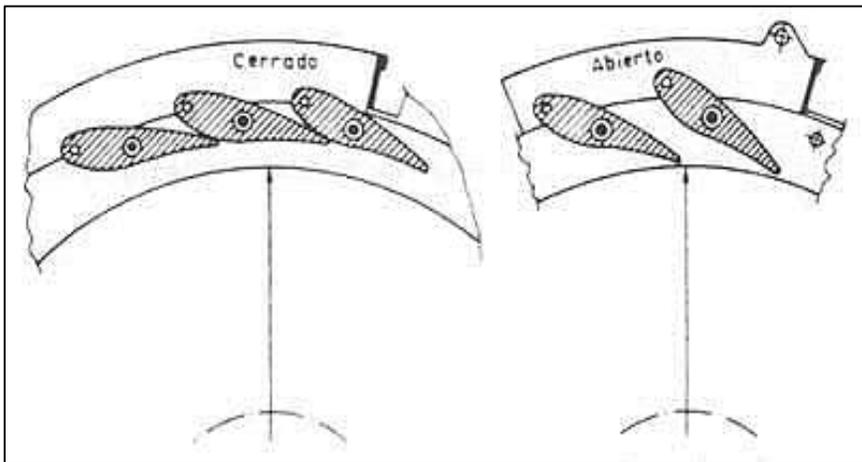


Figura 3.22: Esquema del distribuidor, en posición cerrado y en posición abierto.
Fuente: Equipo2FAE

La figura 3.23 muestra los alabes directrices reparados de la turbina francis de la PCH de Hercca.



Figura 3.23: Las alabes directrices reparadas, listas para su montaje
Fuente: INMEL (Ingeniería de Mantenimiento Electromecánico)

El Rodete, está conformado por 13 álabes, al pasar el agua por esta estructura el rodete recibe un par que ocasiona el movimiento giratorio, es precisamente donde la energía cinética se transforma en energía mecánica giratoria, estos álabes siempre están expuestos a los problemas de cavitación y corrosión principalmente, como puede verificarse en la figura 3.24.



Figura 3.24: El rodete luego del desmontaje para su mantenimiento
Fuente: INMEL (Ingeniería de Mantenimiento Electromecánico)

El tubo de aspiración es la tubería de salida del agua turbinada a baja presión. Este tubo tiene dos funciones, una es facilitar que la turbina sea instalada debajo del nivel de descarga de modo que no se pierda altura produciéndose un vacío en la parte superior del tubo de aspiración, el cual es compensado por la altura a la cual el rodete de la turbina es instalado, la segunda es reducir la velocidad de descarga en la salida del rodete a la de la salida del tubo, reduciéndose así las pérdidas finales de energía cinética en la descarga.

Ampliando, el funcionamiento de la turbina Francis consiste en que el flujo de agua procedente de la tubería forzada entra radialmente al rodete a través de la cámara espiral o voluta

y sale del mismo axialmente, por el tubo de aspiración. La cámara espiral cuenta con unas aletas fijas que ayudan a direccionar el flujo de agua antes de pasar por el distribuidor, el cual direcciona el flujo antes del ingreso al rodete. La voluta tiene una forma espiral y convierte la energía potencial en energía cinética. Asimismo, tiene la finalidad de establecer una distribución uniforme del agua alrededor del rodete. El agua que sale de la voluta pasa primero por el predistribuidor, con alabes fijos dispuestos circunferencialmente. Después del predistribuidor el agua pasa por el distribuidor, que tienen los alabes (directrices) móviles y regula el caudal que entra en el rodete.

Estas directrices son orientables, de modo que pueden abrir o cerrar completamente el paso del agua hacia el rodete. Su función es primero dirigir el flujo hacia el rodete con la orientación adecuada para que esté lo mejor conducido a través del alabe y segunda es regular el caudal y consecuentemente la energía cinética entregada. En la trayectoria a través del rodete, el agua experimenta otra caída de presión, hasta que finalmente sale por el tubo de aspiración a baja presión.

La variación de la cantidad de momento cinético que se obtiene procede de la desviación de la trayectoria del flujo y de la variación de las energías de presión y cinética que proporciona la transferencia de energía que tiene lugar en el rodete. Los problemas (por ejemplo, estanqueidad de las juntas) que plantean las altas presiones y velocidades, hacen que exista un límite superior para la altura con la que se puede utilizar este tipo de máquina. Estos problemas y muchos otros, hacen necesario que de acuerdo con las condiciones físicas de la instalación como por ejemplo de salto, caudal entre otras, se seleccione un determinado tipo de turbina Francis.

3.13. Los generadores

La PCH de Hercca, como parte de su sistema de generación tiene tres alternadores de las siguientes características:

3.13.1. Generador síncrono I

Se muestra en la figura 3.25, 3.26 y 3.27

– Marca: AVK Deutschland GmbH & Co.KG

- Tipo: DSG 86 KO – 10
- Serie: 8121590 A102
- Potencia: 390 kVA
- Tipo de corriente: A.C. y frecuencia 60Hz
- Tensión: 400/220 Voltios y conexión: Y – D
- Corriente: 563 – 1023 Amperios
- Factor de potencia: 0.8
- Temperatura de funcionamiento: 40° C.
- Velocidad síncrona: UVW – 720 rpm
- Excitatriz: 32 Voltios y 2.5 Amperios
- Tipo de Aislamiento: H IP: 23
- Sistema anticondensación: 500W – 230 V - 2.2 A

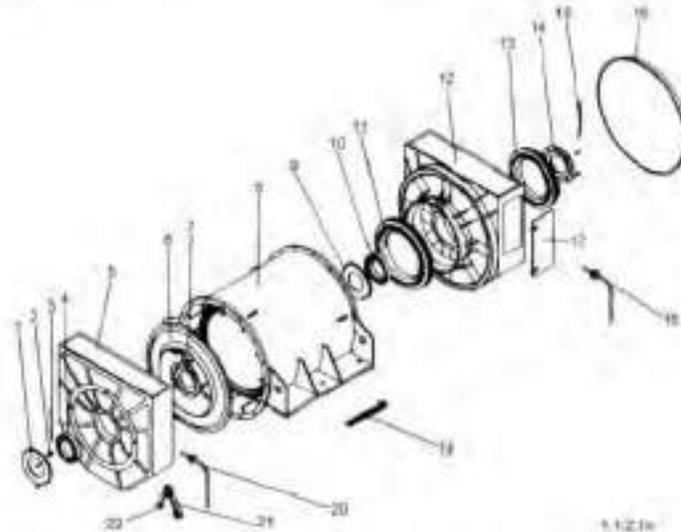
La empresa alemana fabricante del Generador AVK Deutschland GmbH & Co.KG, menciona en sus catálogos las siguientes componentes del circuito mecánico.

- Tapa de cojinete exterior
- Resorte de precarga
- Dispositivo de lubricación
- Rodamiento de rodillos
- Escudo de rodamiento
- Obturador de aire
- Cubierta de cojinete en el interior
- Carcasa del estator
- Cubierta de cojinete en el interior
- Rodamiento de bolas
- Estator del excitador
- Escudo de rodamiento
- Estator del excitador auxiliar
- Tapa del rodamiento exterior
- Dispositivo de lubricación

- Tapa de montaje
- Puesta de servicio
- PT 100
- Calefacción en reposo
- PT 100
- Portaescobillas para la puesta a tierra (rotor)
- Carbones para la puesta a tierra
- Sal para cojinetes aislantes arandelas lamina adhesiva especial (no se muestra)

Ersatzteile: 1.1.2.1k

Spare Parts: 1, 1.2.1k



1	Lagerdeckel außen AS	Bearing cover outside DS
2	Vorspannfeder	Preloadspring
3	Schmiervorrichtung AS	Lubricating device DS
4	Wälzlager AS	Anti-friction bearing DS
5	Lagerschild AS	Endshield DS
6	Luftleiste	Air baffle
7	Lagerdeckel innen AS	Bearing cover inside DS
8	Statorgehäuse	Stator housing
9	Lagerdeckel innen BS	Bearing cover inside NDS
10	Kugellager BS	Ball bearing NDS
11	Erreger Stator	Exciter stator
12	Lagerschild BS	Endshield NDS
13	Hilfsmotor Stator	Aux. Exciter stator
14	Lagerdeckel außen BS	Bearing cover outside NDS
15	Schmiervorrichtung BS	Lubricating device NDS
16	Montagedeckel BS	Mounting cover NDS
17	Service Tür BS	Service door NDS
18	PT100 BS	PT100 NDS
19	Stützstandsheizung	Anti-condensation heater
20	PT100 AS	PT100 DS
21	Bürstenhalter für Rotorendung	Brush holder for rotor grounding
22	Kohlen für Rotorendung	Brushes for rotor grounding
23	Satz für Lagerisolierung (Scheiben, Folie, Spezialkleber (ohne Abbildung))	Kit for insulation of the bearings (Washers, foil, glue) (not shown)

Figura 3.25: Las componentes mecánicas del generador AVK, DSG 86 KO – 10
Fuente: AVK Deutschland GmbH & Co.KG



Figura 3.26: El Generador síncrono del grupo de generación I
Fuente: Propia



Figura 3.27: Placa de características del Generador síncrono del grupo de generación I
Fuente: Propia

3.13.2. Generador síncrono II

Se muestra en la figura 3.28 y 3.29

- Marca: AVK Deutschland GmbH & Co.KG
- Tipo: DSG 86 KO – 10
- Serie: 8121590 A 202
- Potencia: 390 kVA
- Tipo de corriente: A.C. y frecuencia 60Hz
- Tensión: 400/220 Voltios y conexión: Y – D
- Corriente: 563 – 1023 Amperios
- Factor de potencia: 0.8
- Temperatura de funcionamiento: 40° C.
- Velocidad síncrona: UVW – 720 rpm
- Excitatriz: 32 Voltios y 2.5 Amperios
- Tipo de Aislamiento: H IP: 23
- Sistema anticondensación: 500W – 230 V - 2.2 A

La empresa alemana fabricante del Generador AVK Deutschland GmbH & Co.KG, menciona en sus catálogos las siguientes componentes del circuito mecánico.

- Tapa de cojinete exterior
- Resorte de precarga
- Dispositivo de lubricación
- Rodamiento de rodillos
- Escudo de rodamiento
- Obturador de aire
- Cubierta de cojinete en el interior
- Carcasa del estator
- Cubierta de cojinete en el interior
- Rodamiento de bolas
- Estator del excitador
- Escudo de rodamiento

- Estator del excitador auxiliar
- Tapa del rodamiento exterior
- Dispositivo de lubricación
- Tapa de montage
- Puesta de servicio
- PT 100
- Calefacción en reposo
- PT 100
- Portaescobillas para la puesta a tierra (rotor)
- Carbones para la puesta a tierra
- Sal para cojinetes aislantes arandelas lamina adhesiva especial (no se muestra)

El esquema mostrado por la empresa fabricante AVK Deutschland GmbH & Co.KG se muestra en la figura



Figura 3.28: Generador síncrono del grupo de generación II
Fuente: Propia



Figura 3.29: Placa de características del Generador síncrono II

Fuente: Propia

El núcleo del estator está compuesto por láminas de material ferromagnético, conformando estructuras sólidas o paquetes sujetas por medio de pernos y anclajes en forma de “cola de milano” en forma de trapecio, más ancha por la cabeza y angosta por la base.

Las láminas están aisladas entre sí con la finalidad de disminuir las pérdidas por corrientes parásitas expresadas por la ecuación siguiente:

$$P_f = \frac{\pi^2 f^2 B^2 \tau^2}{6\rho}$$

Ec. 3.1

Donde:

P_f = Pérdidas por corrientes parásitas

f = Frecuencia

B = Densidad de flujo

τ = Espesor de la lámina

ρ = Resistividad del material ferromagnético

Estas pérdidas ocasionadas por los flujos magnéticos variables que inducen corrientes eléctricas en las láminas del material ferromagnético se transforman en calor y se integran al circuito térmico de la máquina.

También se presentan las pérdidas por histéresis debido a la presencia de los flujos magnéticos alternos estas pérdidas dependen de las características del material ferromagnético fundamentalmente de la densidad de flujo remanente y coercitivo, es decir del ciclo de histéresis, que esta relacionado con la calidad del material ferromagnético, estas pérdidas se expresan de la siguiente forma:

$$P_h = K_h * f * B^n$$

Ec. 3.2

Donde:

P_h = Pérdidas por histéresis por volumen

K_h = Coeficiente propio del material

f = frecuencia

B = Densidad de flujo

n = Constante, 1.6 para $B \leq 1$ T y 2 para $B \geq 1$ Tesla

Las pérdidas mencionadas se integran también a las pérdidas en el núcleo en general y son las causas del incremento de temperatura en la máquina, de tal forma que las pérdidas en el núcleo P_n estará expresada por:

$$P_n = P_h + P_f = K_h * f * B^n + \frac{\pi^2 f^2 B^2 \tau^2}{6\rho}$$

Ec. 3.3

Las características del estator se muestran en la figura 2.29



Figura 3.30: Estator de generador de la P.C.H. de Hercca, en proceso de mantenimiento
Fuente: INMEL (Ingeniería de Mantenimiento Electromecánico)

El técnico realiza el mantenimiento preventivo de los devanados mediante el barnizado de cada uno de los paquetes de conductores (90), este proceso implica mucho cuidado y precisión de tal forma que las capas de barniz sean distribuidas uniformemente para un adecuado aislamiento, luego del recubrimiento de varias capas el siguiente proceso es el horneado de tal forma que los devanados adquieran una alta rigidez mecánica y puedan soportar las fuerzas electromagnéticas y electromecánicas en condiciones de operación.

Como puede observarse el núcleo del estator tiene 90 ranuras del tipo “abiertas” de tal forma que los devanados calzan perfectamente en cada ranura con el objetivo de generar una señal alterna trifásica la más sinusoidal posible, este hecho se consigue con los devanados dispuestos en forma distribuida en la estructura ferromagnética del estator.

3.13.3. Generador síncrono III

Se muestra en la figura 3.31 y 3.32



Figura 3.31: Generador Síncrono III de la P.C.H. de Hercca.

Fuente: Propia

El generador síncrono del grupo III de la PCH de Hercca, fue fabricado por la empresa AEG (Allgemeine Elektrizitäts-Gesellschaft), que traducida en español significa la Compañía General de Electricidad, era una empresa eléctrica alemana fundada en 1883 por Emil Rathenau, que adquirió en ese año la licencia de las patentes de Thomas Alva Edison en Alemania. En la actualidad AEG es parte de la empresa Electrolux, aunque la marca AEG sigue siendo utilizada por Electrolux la misma que compró los derechos de la marca AEG.



Figura 3.32: Placa de características del Generador síncrono III

Fuente: Propia

El Generador AEG (Allgemeine Elektrizitäts-Gesellschaft) serie 4100137, es trifásico, con una potencia nominal de 520 kVA y factor de potencia de 0.8, conexión en estrella con neutro a tierra y una tensión de línea de 2,300 V y 130 A, con una frecuencia de 60 Hz, y una velocidad síncrona de 1,200 rpm. La excitatriz entrega una señal continua de 115 V y una corriente de 47 A. el sistema de refrigeración abierta, este generador ya superó el tiempo de vida útil, pero con el mantenimiento sometido sigue operando en condiciones normales. Para asegurar la operación se supervisa los arranques cuando han sido sometidos a mantenimiento, si se presentasen algunos problemas en la operación, como por ejemplo elevadas temperaturas, vibraciones o ruidos anormales se tienen que parar la operación hasta identificar las causas y ser sometidos a mantenimiento.

Las condiciones de operación de este generador se encuentran a temperaturas ambiente adecuadas, estas temperaturas por supuesto varían de acuerdo con la temporada del mismo modo la humedad, el aire circundante esta libre de polvo sales, gases o sustancias corrosivas.

El personal operativo inspecciona la máquina síncrona a intervalos regulares. Esto significa que deben escuchan, tocan y huelen la máquina síncrona y sus equipos asociados con el fin de tener sensibilidad de las condiciones operativas normales. El objeto de la

inspección de supervisión es que el personal se familiarice profundamente con los equipos. Esto resulta esencial para detectar y solucionar hechos anormales a tiempo. Los datos de la inspección de supervisión se guardan para referencia futura y pueden ser de ayuda en trabajos de mantenimiento, solución de problemas y reparaciones. También se registran y almacenan los datos operacionales (carga del generador, factor de potencia, velocidad, voltaje y corriente, como mínimo) para referencia futura. La diferencia entre supervisión y mantenimiento es bastante imprecisa. La supervisión de operación normal incluye el registro de datos operativos como carga, temperaturas, etc., y los comentarios se utilizan como base para el mantenimiento y los servicios.

Las protecciones básicas utilizadas en el generador son:

- Sobrecarga térmica en los devanados del estator
- Cortocircuito de la red
- Cortocircuito entre bobinas del estator
- Relé de protección diferencial
- Fallo a tierra del estator: relé de fallo a tierra
- Sobrevoltaje: Relé de sobrevoltaje
- Carga desequilibrada
- Subexcitación y pérdida de sincronismo: relé de subrectancia
- Bajo voltaje y pérdida intermitente de voltaje: relé de bajo voltaje
- Nivel de vibraciones
- Fallo de diodos

La excitatriz del generador es una máquina de corriente continua AEG (Allgemeine Elektrizitäts-Gesellschaft), serie 1256335, tipo NLH 43, con niveles de tensión de generación de 100 y 115 V, y corrientes de 47 y 54 A. la potencia es de 47 y 62kW , con velocidades de 1200 y 2150 rpm. La figura muestra la placa de características

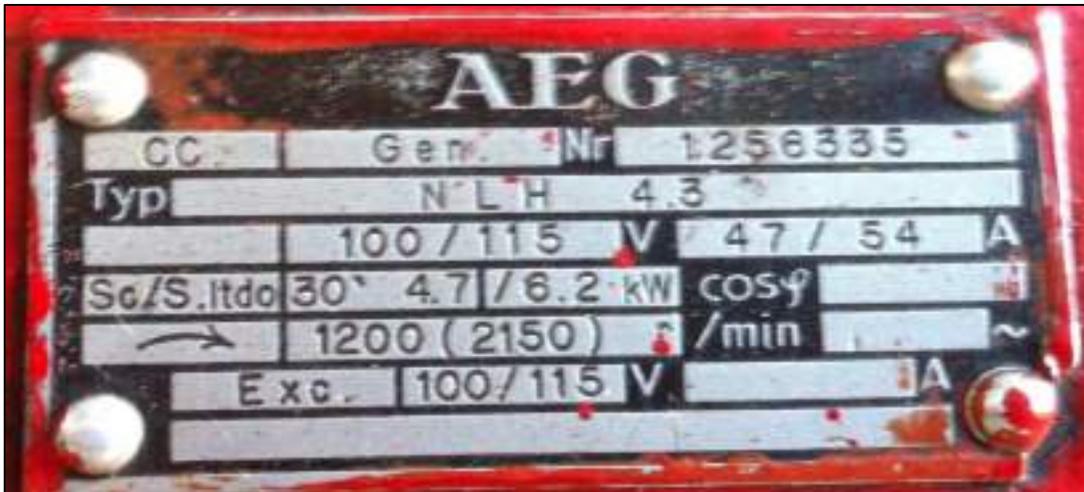


Figura 3.33: Placa de características de la excitatriz del Generador síncrono III
Fuente: Propia

3.14. El regulador de velocidad

En el Sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) se tiene permanentes cambios en la demanda de energía, este hecho implica constantes cambios en las variables mecánicas del generador, especialmente en el par y la velocidad, consiguientemente el generador cuenta con los mecanismos de regulación que puedan adaptar en todo momento la generación al consumo o la demanda. En esas condiciones la variación de la velocidad de giro de un grupo generador ante los cambios en el consumo proporciona una referencia para efectuar la regulación. Cuando el consumo aumenta la velocidad baja, mientras que si disminuye la velocidad aumenta, esto va a proporcionar un buen mecanismo de censado. Al control de velocidad realizado en cada grupo generador se le denomina regulación primaria de velocidad.

La PCH de Hercca, tiene un regulador de velocidad que controla las variaciones de los rpm de giro de la turbina y consecuentemente del generador logrando mantener los parámetros operativos dentro de los límites permisibles. La figura 3.34 evidencia la velocidad de giro del generador y la frecuencia del mismo modo se tiene un sincronoscopio que tiene la finalidad de sincronizar el grupo de generación con el sistema.



Figura 3.34: Tablero de señalización de la velocidad síncrona, la frecuencia y el Sincronoscopio digital.

Fuente: propia

Existe una secuencia lógica de dependencia entre las variables de generación, la velocidad de la turbina es la misma que la del generador considerando que ambos comparten el mismo eje, luego la velocidad determina la frecuencia del generador y que está estrechamente relacionada con el equilibrio entre la generación y la carga. En estado estacionario los tres grupos de generación de la PCH funcionan en sincronismo. Cuando la carga en el sistema se incrementa, el generador tiende a frenarse por consiguiente solicitará mayor par a la turbina para equilibrar el balance de energía, en esas condiciones es necesario conocer los pares intervinientes como es el par electromagnético, las pérdidas mecánicas, las pérdidas por fricción viscosa principalmente. La figura 3.35 muestra las diferentes etapas que intervienen en la regulación de velocidad, el sistema de control que realiza el censado de la frecuencia de la red que también esta validado por la velocidad en el eje de tal forma que cualquier variación implica un inmediato funcionamiento del sistema de admisión que controla el ingreso del insumo en el caso de referencia el agua en forma de energía cinética.

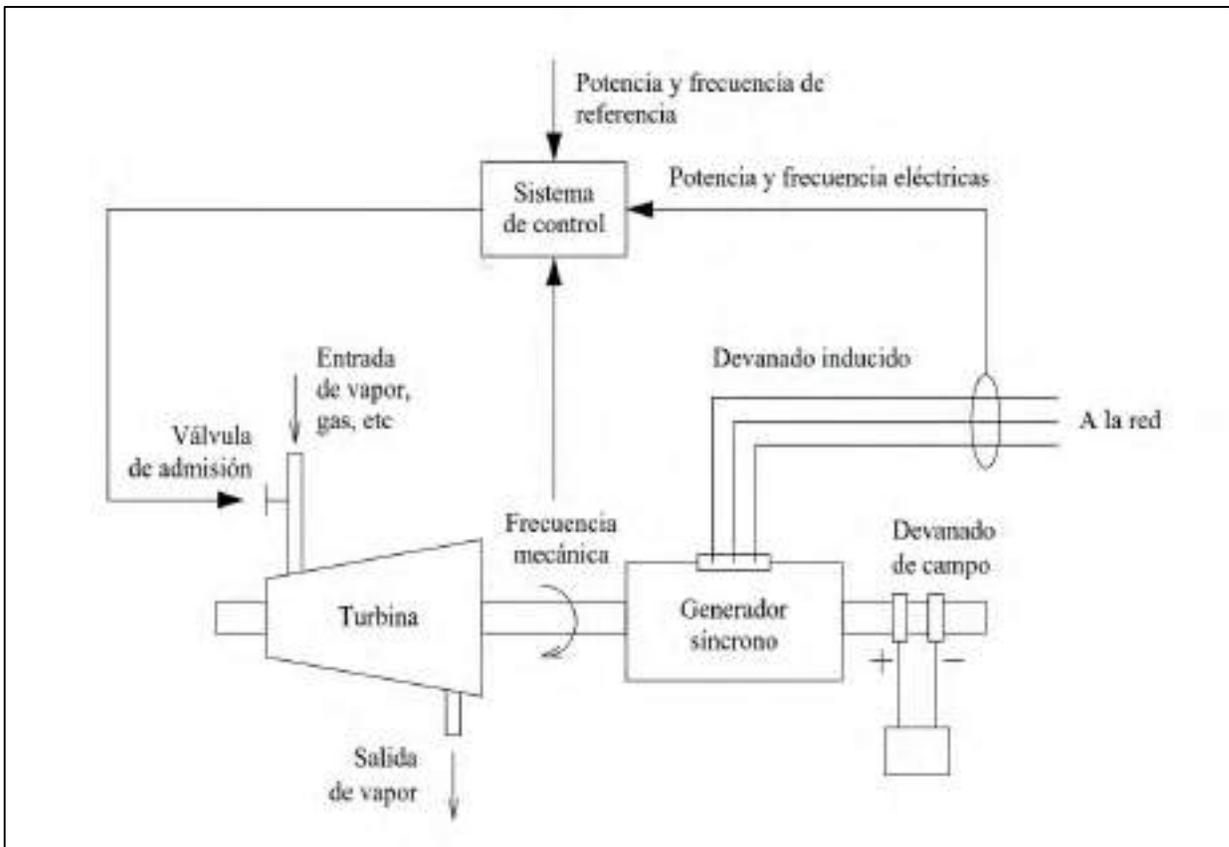


Figura 3.35 Esquema de control de velocidad del grupo de generación.

Fuente: Regulación de frecuencia y potencia (Pablo Ledesma)

La válvula de admisión de la turbina en este caso de las turbinas Michell Banki y de la turbina Francis, permiten regular el flujo del agua y por consiguiente la potencia mecánica entregada al generador síncrono. Como es posible apreciar en la figura precedente existen dos consignas o variables que considera el sistema de control de velocidad: la velocidad y la frecuencia; otra consigna o variable considerada es la potencia solicitada por el sistema y como ya se indicó estas actúan en el control de la válvula de admisión a la turbina o en los álabes directrices de las turbinas.

Con la finalidad de cumplir con los objetivos del control de velocidad–frecuencia también denominada el control de frecuencia–potencia, este control se clasifica en tres niveles, denominados: Primario, Secundario y Terciario. Estos niveles básicamente consideran el tiempo de respuesta e involucran un conjunto de variables del grupo de generación y del sistema eléctrico.

El control Primario se considera el más rápido, actúa entre 2 y 20 segundos, su respuesta incide localmente en cada generador síncrono específicamente en la velocidad de giro, la respuesta de control está limitada por la propia inercia de los generadores.

El control Secundario actúa entre 20 segundos y 2 minutos, la respuesta de control se realiza atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia en el sistema.

El control Terciario opera en un tiempo superior a los 10 minutos, actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando una distribución de demanda óptimo asegurando suficientes reservas de energía.

3.15. El regulador de tensión

Desde el punto de vista normativo las tensiones generadas están normalizadas con rangos aceptables, por otra parte, desde el punto de vista operativo valores de tensión menores o mayores causan diversos problemas en la transmisión y distribución, así como en el funcionamiento de los equipos industriales o domésticos pueden estar expuestos a daños.

La tensión inducida E en la armadura del alternador trifásico entre otras variables depende directamente del flujo Φ y que a su vez depende de la corriente de C.D. que circula en los devanados del campo I_f , que es la corriente que ingresa a través de los anillos rozantes y la escobilla desde el generador de C.D. denominada excitatriz.

En consecuencia, la tensión en los bornes de alternador E dependen de la corriente I_f y el regulador de tensión utilizará esta relación para regular los niveles de tensión en la armadura. La figura 3.36 muestra el esquema del sistema de regulación descrito.

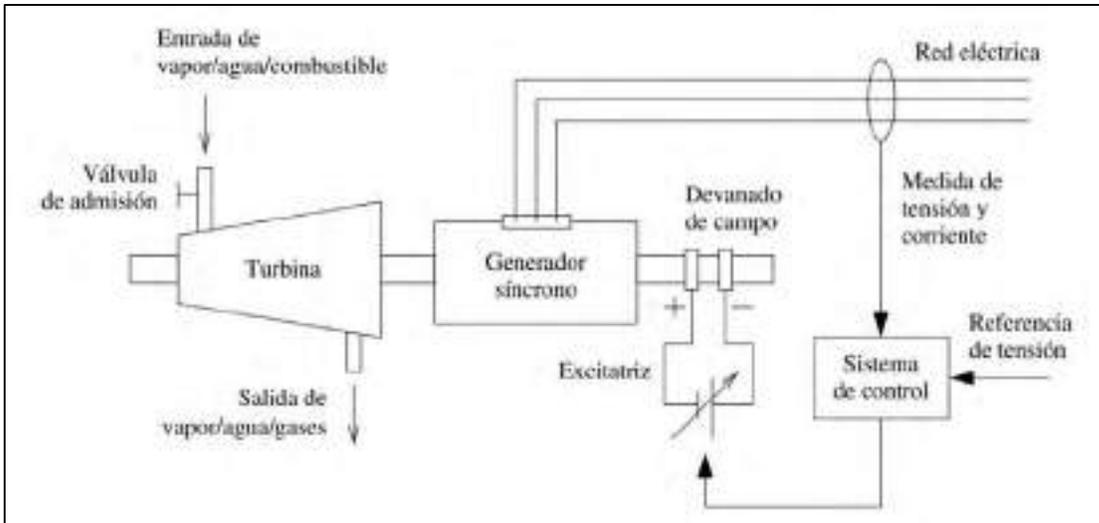


Figura 3.35: Esquema del regulador de tensión

Fuente: Regulación de frecuencia y potencia (Pablo Ledesma)

La excitatriz se encarga de la creación del campo magnético giratorio mediante la aplicación de una corriente continua en el devanado de campo o devanado del rotor de polos salientes del alternador.

El funcionamiento del sistema de control automático de tensión de la PCH realiza el censado de la tensión en la salida o en los bornes del alternador y lo compara con la tensión de referencia. En esas condiciones, si la tensión es demasiado baja, la excitatriz se encarga de incrementar la corriente en el devanado de campo (rotor de polos salientes) para que la máquina genere más potencia reactiva y la tensión en el punto de censado se incremente.

Si, por el contrario, la tensión es demasiado alta, el sistema reduce la corriente que entrega la excitatriz al devanado de campo del rotor en consecuencia la máquina genera menos potencia reactiva y la tensión en la salida del alternador disminuye.

Existen distintas técnicas para excitar el rotor de un generador síncrono: la corriente continua puede generarse mediante un generador de Corriente Directa y luego transmitirse al rotor mediante un sistema de escobillas y anillos rozantes, o puede generarse desde un dispositivo enclavado en el mismo rotor utilizando para la rectificación puentes de semiconductores y para el arranque se aprovecha la densidad de flujo remanente del alternador,

caso contrario se hace uso del banco de baterías para el arranque y un sistema de rectificación alimentado por la misma red en circuito cerrado. La figura 3.37 muestra la pantalla de generación de datos de tensión.



Figura 3.36: Variables definidas por el regulador de tensión, protección del generador y aviso de fallas del G1 y G2 de la PCH de Hercca.

Fuente: Propia

3.16. La frecuencia de las interrupciones SAIFI y la duración de las interrupciones SAIDI en la PCH de Hercca

En la Revista Digital de Mantenimiento, Confiabilidad y Gestión de Activos: PREDICTIVA 21; Alejandro Gonzales define la confiabilidad del modo siguiente: “Es la capacidad de un componente, equipo o sistema, de no descomponerse o fallar durante el tiempo previsto para su funcionamiento bajo condiciones de trabajo perfectamente definidas. Entre mayor sea el tiempo que funciona un activo, equipo o sistema entre paro y paro se dice que es más confiable y se utilizan métricas como -tiempo medio entre paros o tiempo medio entre fallas- para medir la confiabilidad. Este tiempo de funcionamiento óptimo que generalmente se define desde el diseño mediante un proceso llamado DFR (Design for reliability) diseño para la confiabilidad y se estima mediante pruebas en el diseño del equipo o componente y con herramientas estadísticas que estiman y pronostican probabilidades de falla”

Por otra parte, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos NTCSE en su título sexto refiere a las *interrupciones* como “función de la calidad de suministro y considera el número de interrupciones y la duración de estas interrupciones como indicadores de la calidad de suministro”.

A nivel internacional estos indicadores son conocidos como el SAIDI System Average Interruption Duration Index (Duración Media de Interrupción por Usuario) y SAIFI System Average Interruption Frequency Index (Frecuencia Media de Interrupción por Usuario)

La fórmula con la cual se calcula el SAIFI es:

$$SAIFI = \frac{\Sigma \text{ usuarios interrumpidos en "n" interrupciones}}{\Sigma \text{ usuarios abastecidos}}$$

También en forma simple se simboliza como el número total de interrupciones en el suministro de cada cliente durante un periodo de Control correspondiente a un semestre (interrupciones /semestre); por otra parte, la fórmula con la cual se calcula el SAIDI es:

$$SAIDI = \frac{\Sigma \text{ horas por usuario interrumpidos en "n" interrupciones}}{\Sigma \text{ usuarios abastecidos}}$$

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al cliente durante un periodo de control correspondiente a un semestre. Se mide en horas/usuario-semestre

La operación de la PCH de Hercca en el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) está determinado por el diagrama unifilar mostrado en la figura 3.38

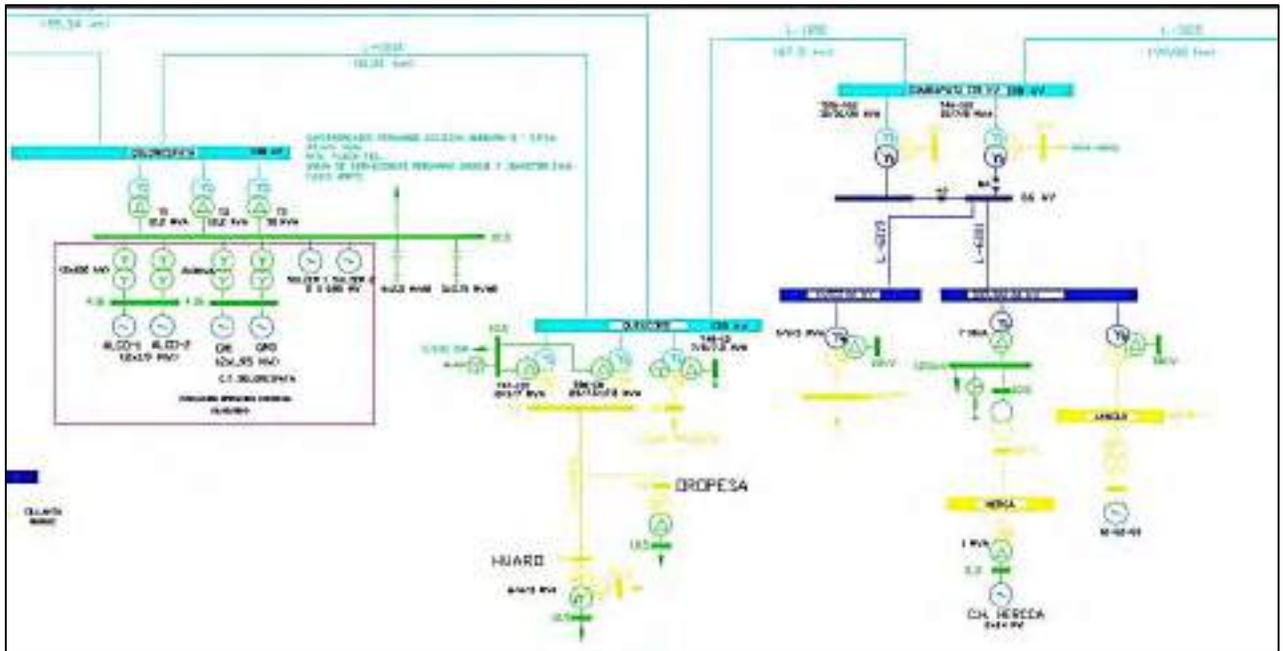


Figura 3.37: Diagrama unifilar de la PCH de Hercca en el SEIN

Fuente: COES-SINAC

En este diagrama unifilar se verifica que la tensión de generación es de 2.3 kV, luego es transformada a 22.9 kV en la Subestación de Hercca, posteriormente se transforma a 10.5 kV y en la subestación de Sicuani se eleva la tensión a 66 kV. A partir de esta Subestación se utiliza la Línea de Transmisión L-6001 hasta la Subestación de Combapata, esta línea de transmisión es la que permite integrarse a la PCH de Hercca al SEIN, por tanto adquiere una importancia determinante en la operación de la PCH, en vista de que cualquier problema en la L-6001 implicara la interrupción de servicio de la PCH de Hercca y su correspondiente interconexión al SEIN.

Por consiguiente, es posible cuantificar el número de interrupciones SAIFI y el tiempo de duración del mismo SAIDI, mediante los reportes del COES SINAC (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional) referidos a las interrupciones de la línea de transmisión L-6001.

Considerando como referencia las interrupciones de la L-6001 el año 2020 y el año 2021, fueron las siguientes.

3.16.1. Interrupciones reportadas por el COES SINAC durante el año 2020



Reporte de interrupciones del 01 Enero 2020 al 31 de Octubre 2020

Tipo de Equipo: T0000 Tipo de Empresa: T0000 Empresa: ELECTRO SUR ESTE
 Desde: 01/01/2020 Hasta: 31/10/2020

Nº de Evento	Empresa	Ubicación	Equipo	Inicio	Final	Descripción
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMBARBA - SICUANA	L-6001	11/01/2020 11:45:24	11/01/2020 12:34:39	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBARBA - SICUANA) DE 138 KV POR FALLA.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAZUCO	L-6114	05/02/2020 18:45:00	05/02/2020 19:02:05	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA EN 138 KV L-6114 (SAN GABRIEL - MAZUCO) POR FALLA.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAZUCO	L-6114	05/02/2020 17:47:00	05/02/2020 17:58:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6114 (SAN GABRIEL - MAZUCO) POR FALLA.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. MAZUCO - PTO MALDONADO	L-6115	25/04/2020 21:50:00	25/04/2020 22:50:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6115 (MAZUCO - PUERTO MALDONADO) DE 138 KV POR FALLA.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMBARBA - SICUANA	L-6001	04/04/2020 10:04:00	04/04/2020 10:42:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBARBA - PUERTO MALDONADO) DE 138 KV POR FALLA.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAZUCO	L-6114	22/04/2020 19:20:00	22/04/2020 19:40:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6114 (SAN GABRIEL - MAZUCO) DE 138 KV POR FALLA.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAZUCO	L-6114	15/05/2020 01:45:00	15/05/2020 02:37:00	SE DECLARA SITUACIÓN EXCEPCIONAL POR IMPROBABLE CAUSA DE LA LÍNEA L-6114 (SAN GABRIEL - MAZUCO) DE 138 KV.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAZUCO	L-6114	20/05/2020 15:55:00	20/05/2020 16:28:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA DE 138 KV DE LA S.E. SAN GABRIEL POR CAUSA DE HUMO.
+	ELECTRO SUR ESTE	S.E. COMBARBA 230KV	REACTOR	08/05/2020 16:22:40	08/05/2020 16:51:50	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA DE 138 KV DE LA S.E. COMBARBA POR FALLA.
+	ELECTRO SUR ESTE	S.E. MAZUCO	REACTOR	20/05/2020 16:12:00	20/05/2020 16:38:00	DESCONEXIÓN DEL REACTOR R-1 DE 10 MVAR DE LA S.E. MAZUCO POR FALLA.
+	ELECTRO SUR ESTE	S.E. PTO MALDONADO	REACTOR	08/05/2020 02:12:00	08/05/2020 02:37:00	DESCONEXIÓN DE LA C.T. R.P. PUERTO MALDONADO.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. MAZUCO - PTO MALDONADO	L-6115	05/05/2020 10:00:00	05/05/2020 10:17:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6115 (MAZUCO - PUERTO MALDONADO) DE 138 KV POR FALLA.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAZUCO	L-6114	04/06/2020 22:11:00	04/06/2020 22:27:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6114 (SAN GABRIEL - MAZUCO) DE 138 KV POR FALLA.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMBARBA - SICUANA	L-6001	28/01/2020 19:37:00	28/01/2020 19:38:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBARBA - SICUANA) DE 138 KV POR FALLA.

Reporte de interrupciones del 01 de Noviembre al 31 de Diciembre del 2020

Tipo de Equipo: T0000 Tipo de Empresa: T0000 Empresa: ELECTRO SUR ESTE
 Desde: 01/11/2020 Hasta: 31/12/2020

Nº de Evento	Empresa	Ubicación	Equipo	Inicio	Final	Descripción
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAZUCO	L-6114	18/11/2020 00:02:00	18/11/2020 02:12:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6114 (SAN GABRIEL - MAZUCO) DE 138 KV.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAZUCO	L-6114	18/11/2020 05:40:00	18/11/2020 06:15:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA DE 138 KV L-6114 (SAN GABRIEL - MAZUCO) POR FALLA.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMBARBA - SICUANA	L-6001	01/12/2020 14:42:00	01/12/2020 14:46:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBARBA - SICUANA) DE 138 KV POR FALLA.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAZUCO	L-6114	28/11/2020 21:00:00	28/11/2020 21:16:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA DE 138 KV L-6114 (SAN GABRIEL - MAZUCO) POR FALLA.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. MAZUCO - PTO MALDONADO	L-6115	28/11/2020 01:21:00	28/11/2020 01:32:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6115 (MAZUCO - PUERTO MALDONADO) DE 138 KV POR FALLA.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. MAZUCO - PTO MALDONADO	L-6115	28/11/2020 10:17:00	28/11/2020 10:18:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6115 (MAZUCO - PUERTO MALDONADO) DE 138 KV.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAZUCO	L-6114	28/11/2020 12:02:00	28/11/2020 12:17:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6114 (SAN GABRIEL - MAZUCO) DE 138 KV.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAZUCO	L-6114	19/11/2020 23:16:00	19/11/2020 23:25:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6114 (SAN GABRIEL - MAZUCO) DE 138 KV POR FALLA.
+	ELECTRO SUR ESTE	L. MAZUCO - PTO MALDONADO	L-6115	18/11/2020 01:02:00	18/11/2020 01:07:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6115 (MAZUCO - PUERTO MALDONADO) DE 138 KV POR FALLA.

Detalles de los eventos reportados de la línea de transmisión L-6001

Detalle del Evento

Inicio:	01/10/2020 14:42:55
Final:	01/10/2020 14:46:30
Asunto:	DESCONECTÓ LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SICUANI) DE 66 KV POR FALLA
Detalle:	Desconectó la línea L-6001 (Combapata - Sicuani) de 66 kv por falla momentánea en la base "B", cuya causa no fue informada Electro Sur Este, titular de la línea. Como consecuencia se interrumpió el suministro de la S.E. Sicuani. A las 14:46 h, se energizó la línea y se procedió a normalizar el suministro interrumpido.

[Aceptar](#)

Detalle del Evento

Inicio:	11/10/2020 11:48:24
Final:	11/10/2020 12:35:28
Asunto:	DESCONECTO LA LINEA L-6001 (COMBAPATA - SICUANI) DE 66 KV, POR FALLA.
Detalle:	Desconectó la línea L-6001 (Combapata - Sicuani) de 66 kv con 0.29 MW por falla cuya causa no ha sido informada por EUSE, titular de la línea. Como consecuencia, se interrumpió el suministro de la S.E. Sicuani. A las 11:54 h, EUSE declaró disponible su línea y energizó desde la S.E. Combapata con noventa megawatts. A las 12:35 h, se conectó la línea desde la S.E. Combapata y se retomó la carga interrumpida.

[Aceptar](#)

Detalle del Evento

Inicio:	01/05/2020 18:20:00
Final:	01/05/2020 18:34:00
Asunto:	DESCONECTÓ LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SICUANI) DE 66 KV POR FALLA Y CUYO ORIGEN NO FUE INFORMADO POR ELECTRO SUR ESTE
Detalle:	Desconectó la línea L-6001 (Combapata - Sicuani) de 66 kv por falla y cuyo origen no fue informado por Electro Sur Este, propietario de la línea. Se interrumpió el suministro de Sicuani en total 0.68 MW. A las 18:34 h, se energizó la línea y se procedió a normalizar el suministro interrumpido.

[Aceptar](#)

Detalle del Evento

Inicio:	26/01/2020 18:31:00
Final:	26/01/2020 18:38:00
Asunto:	DESCONECTÓ LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SICUANI) DE 66 KV POR FALLA
Detalle:	Desconectó la línea L-6001 (Combapata - Sicuani) de 66 kv por falla cuya causa no fueron informadas por Electro sur este propietario del equipo. Como consecuencia se interrumpió el suministro de la S.E. Sicuani con un total de 0.63 MW. A las 18:38 h se conectó la línea con lo cual se normalizaron los suministros afectados.

[Aceptar](#)

3.16.2. Interrupciones reportadas por el COES SINAC durante el año 2021



Reporte de interrupciones del 01 enero 2021 al 31 de Julio 2021

Tipo de Equipo: 10005 Tipo de Empresa: 10005 Empresa: ELECTRO SUR ESTE
 Desde: 01/01/2021 Hasta: 31/07/2021 [Filtrar] [Reservar]

Nº de Evento	Empresa	Línea de Transmisión	Equipo	Inicio	Fin	Descripción
+	ELECTRO SUR ESTE	S.E. MAJUCCO	MJ 704	20/05/2021 21:18:00	20/05/2021 22:29:39	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR DE 150/27.5 KV EN LA S.E. MAJUCCO POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAJUCCO	L-6004	16/05/2021 21:15:00	16/05/2021 22:15:38	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6004 (SAN GABRIEL - MAJUCCO) DE 138 KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMAPANA - SOJAM	L-6003	21/05/2021 11:22:04	22/05/2021 17:25:01	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6003 (COMAPANA - SOJAM) DE 60 KV POR FALLA EN LA PASE 13º Y OTRA CASSA NO FUE INFORMADA POR SU PROPIETARIO (ELECTRO SUR ESTE)
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAJUCCO	L-6004	22/05/2021 01:20:00	22/05/2021 01:33:38	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6004 (SAN GABRIEL - MAJUCCO) DE 138 KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAJUCCO	L-6004	22/05/2021 00:44:00	22/05/2021 00:55:38	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6004 (SAN GABRIEL - MAJUCCO) DE 138 KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAJUCCO	L-6004	20/05/2021 17:48:00	08/06/2021 17:58:38	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6004 (SAN GABRIEL - MAJUCCO) DE 138 KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAJUCCO	L-6004	20/05/2021 15:48:00	15:55:38	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6004 (SAN GABRIEL - MAJUCCO) DE 138 KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAJUCCO	L-6004	08/05/2021 18:00:00	18:00:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6004 (SAN GABRIEL - MAJUCCO) DE 138 KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMAPANA - SOJAM	L-6003	01/05/2021 14:30:54	14/05/2021 14:37:34	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6003 (COMAPANA - SOJAM) DE 60 KV POR FALLA EN LA PASE 13º
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMAPANA - SOJAM	L-6003	28/01/2021 11:30:31	28/01/2021 17:56:31	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6003 (COMAPANA - SOJAM) DE 60 KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAJUCCO	L-6004	17/05/2021 04:28:00	17/05/2021 04:35:38	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6004 (SAN GABRIEL - MAJUCCO) DE 138 KV POR FALLA EFECTIVA POR FALTA DE CERRAJE A DESCARGA ATÓMICA

Reporte de interrupciones del 01 agosto 2021 al 31 de Diciembre 2021

Tipo de Equipo: 10005 Tipo de Empresa: 10005 Empresa: ELECTRO SUR ESTE
 Desde: 01/08/2021 Hasta: 31/12/2021 [Filtrar] [Reservar]

Nº de Evento	Empresa	Línea de Transmisión	Equipo	Inicio	Fin	Descripción
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMAPANA - SOJAM	L-6003	01/08/2021 18:38:58	01/08/2021 18:42:12	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6003 (COMAPANA - SOJAM) DE 60 KV POR FALLA NO INFORMADA POR SU PROPIETARIO (ELECTRO SUR ESTE)
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAJUCCO	L-6004	16/02/2021 00:31:42	16/02/2021 00:38:38	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6004 (SAN GABRIEL - MAJUCCO) DE 138 KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAJUCCO	L-6004	12/03/2021 01:03:16	12/03/2021 01:03:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6004 (SAN GABRIEL - MAJUCCO) DE 138 KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. MAJUCCO - PTO. GALDOVADO	L-1009	06/01/2021 20:16:00	06/01/2021 20:20:00	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-1009 (MAJUCCO - PUNTO GALDOVADO) DE 230KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. SAN GABRIEL - MAJUCCO	L-6004	20/05/2021 20:20:00	20/05/2021 20:20:00	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6004 (SAN GABRIEL - MAJUCCO) DE 138 KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. MAJUCCO - PTO. GALDOVADO	L-1009	20/05/2021 18:58:57	20/05/2021 21:38:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1009 (MAJUCCO - PUNTO GALDOVADO) DE 230 KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMAPANA - SOJAM	L-6003	21/08/2021 15:09:00	21/08/2021 15:18:00	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6003 (COMAPANA - SOJAM) DE 60 KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMAPANA - SOJAM	L-6003	21/08/2021 14:51:00	21/08/2021 15:00:00	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6003 (COMAPANA - SOJAM) DE 60 KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMAPANA - SOJAM	L-6003	21/08/2021 14:47:48	21/08/2021 14:54:00	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6003 (COMAPANA - SOJAM) DE 60 KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMAPANA - SOJAM	L-6003	13/08/2021 14:00:00	13/08/2021 14:08:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6003 (COMAPANA - SOJAM) DE 60KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMAPANA - SOJAM	L-6003	13/08/2021 13:58:00	13/08/2021 14:06:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6003 (COMAPANA - SOJAM) DE 60KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMAPANA - SOJAM	L-6003	13/08/2021 13:57:00	13/08/2021 14:05:00	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6003 (COMAPANA - SOJAM) DE 60KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMAPANA - SOJAM	L-6003	29/08/2021 11:47:00	29/08/2021 11:54:00	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6003 (COMAPANA - SOJAM) DE 60 KV POR FALLA
+	ELECTRO SUR ESTE	L. COMAPANA - SOJAM	L-6003	20/08/2021 15:46:24	20/08/2021 17:17:42	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6003 (COMAPANA - SOJAM) DE 60KV POR FALLA

Detalles de los eventos reportados de la línea de transmisión L-6001

Detalle del Evento

Inicio:	17/12/2021 18:18:56
Final:	17/12/2021 18:23:15
Aconte:	DESCONECTÓ LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA – SICUANI) DE 66 KV POR FALLA NO INFORMADA POR SU PROPIETARIO ELECTRO SUR ESTE
Detalle:	Desconectó la línea L-6001 (Combapata – Sicuani) de 66 KV por falla monofásica en la fase "T" cuya causa no ha sido informada por Electro Sur Este, titular de la línea. Como consecuencia se interrumpió el suministro de la S.E. Sicuani con 0.7 MW. A las 18:23 h, se conectó la línea y se procedió a normalizar el suministro interrumpido.

[Aceptar](#)

Detalle del Evento

Inicio:	21/10/2021 15:09:07
Final:	21/10/2021 15:16:00
Aconte:	DESCONECTÓ LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA-SICUANI) DE 66 KV POR FALLA
Detalle:	Desconectó la línea L-6001 (Combapata-Sicuani) de 66 KV por falla bifásica entre las fases "R" y "S", cuya causa no ha sido informada por ELECTRO SUR ESTE, titular de la línea. A las 15:16 h, se energizó la línea en vacío en coordinación.

[Aceptar](#)

Detalle del Evento

Inicio:	21/10/2021 14:57:50
Final:	21/10/2021 15:02:49
Aconte:	DESCONECTÓ LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA-SICUANI) DE 66 KV POR FALLA
Detalle:	Desconectó la línea L-6001 (Combapata-Sicuani) de 66 KV por falla bifásica entre las fases "R" y "S", cuya causa no ha sido informada por ELECTRO SUR ESTE, titular de la línea. A las 15:02 h, se energizó la línea en vacío desde la S.E. Combapata.

[Aceptar](#)

Detalle del Evento

Inicio:	21/10/2021 14:47:48
Final:	21/10/2021 14:54:37
Aconte:	DESCONECTÓ LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA-SICUANI) DE 66 KV POR FALLA
Detalle:	Desconectó la línea L-6001 (Combapata-Sicuani) de 66 KV por falla bifásica entre las fases "R" y "S", cuya causa no ha sido informada por ELECTRO SUR ESTE, titular de la línea. Como consecuencia, se interrumpió suministro a la S.E. Sicuani con un total de 0.4 MW aproximadamente. A las 14:54 h, se energizó la línea en vacío desde la S.E. Combapata.

[Aceptar](#)

Detalle del Evento

Inició:	10/10/2021 15:30:03
Final:	10/10/2021 15:40:59
Asunto:	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SICUANI) DE 66 KV POR FALLA
Detalle:	Desconectó la línea L-6001 (Combapata - Sicuani) de 66 KV por falla monofásica en la fase "R", debido a causa no informada por ELECTRO SUR ESTE, titular de la línea. La desconexión se produjo durante el proceso de establecimiento de carga luego del evento anterior ocurrido a las 14:37 h. A las 15:18 h, se conectó la línea L-6001.

[Aceptar](#)

Detalle del Evento

Inició:	10/10/2021 14:37:40
Final:	10/10/2021 14:56:40
Asunto:	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SICUANI) DE 66 KV POR FALLA
Detalle:	Desconectó la línea L-6001 (Combapata - Sicuani) de 66 KV en la S.E. Combapata por falla bifásica entre las fases "R" y "S", debido a causa no informada por ELECTRO SUR ESTE, titular de la línea. Como consecuencia se interrumpió la carga de la S.E. Sicuani en 165 MW. A las 14:50 h, se conectó la línea L-6001.

[Aceptar](#)

Detalle del Evento

Inició:	26/09/2021 11:47:55
Final:	26/09/2021 11:54:04
Asunto:	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SICUANI) DE 66 KV POR FALLA
Detalle:	Desconectó la línea L-6001 (Combapata - Sicuani) de 66 KV por falla bifásica entre las fases "R" y "S" cuya causa no fue informada por Electro Sur Este, titular de la línea. A las 11:54 h, se puso en servicio la línea.

[Aceptar](#)

Detalle del Evento

Inició:	26/09/2021 16:10:24
Final:	26/09/2021 17:12:40
Asunto:	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SICUANI) DE 66 KV POR FALLA
Detalle:	Se produjo la desconexión de la línea L-6001 (Combapata - Sicuani) de 66 KV por falla bifásica entre las fases "R" y "S" cuya causa no fue informada por RCD DE ENERGÍA DEL PERU/titular de la línea. Como consecuencia se interrumpió el suministro de la S.E. Sicuani. A las 17:12 h, se conectó la línea.

[Aceptar](#)

Detalle del Evento

Inicio:	23/05/2021 17:22:51
Final:	23/05/2021 17:28:00
Asunto:	DESCONECTÓ LA LÍNEA L-6001 (COMBARITA – SICUANI) DE 66 KV POR FALLA EN LA FASE "S" Y CUYA CAUSA NO FUE INFORMADA POR SU PROPIETARIO ELECTRO SUR ESTE
Detalle:	Desconectó la línea L-6001 (Combarita – Sicuani) de 66 KV por falla en la fase "S", cuya causa no fue informada por ELECTRO SUR ESTE, titular de la línea. Como consecuencia se interrumpió el suministro de Sicuani con un total de 1.53 MW. A las 17:28 h, se energizó desde la línea y se procedió a normalizar el suministro interrumpido.

[Aceptar](#)

Detalle del Evento

Inicio:	15/02/2021 14:22:54
Final:	15/02/2021 14:22:34
Asunto:	DESCONECTÓ LA LÍNEA L-6001 (COMBARITA – SICUANI) DE 66 KV POR FALLA EN LA FASE "S"
Detalle:	Desconectó la línea L-6001 (Combarita – Sicuani) de 66 KV por falla en la fase "S" a 0:04:50 desde la A.E. Combarita, por causa no informada por ELECTRO SUR ESTE, titular de la línea. Como consecuencia, se interrumpió el suministro de la S.E. Sicuani con 4.1 MW aproximadamente. A las 14:22 h, se conectó la línea y se inició la normalización del suministro interrumpido.

[Aceptar](#)

Detalle del Evento

Inicio:	28/01/2021 17:32:27
Final:	28/01/2021 17:36:31
Asunto:	DESCONECTÓ LA LÍNEA L-6001 (COMBARITA – SICUANI) DE 66 KV POR FALLA
Detalle:	Desconectó la línea L-6001 (Combarita – Sicuani) de 66 KV, por causas no informadas por Electro Sur Este, titular de la línea. Como consecuencia se interrumpió el suministro de Sicuani con un total de 3.26 MW. A las 17:36 h, se energizó la línea y se procedió a normalizar el suministro interrumpido.

[Aceptar](#)

INTERRUPCIONES DE OPERACIÓN POR DESCONEXIÓN DE L-6001 (SAIFI) AÑO 2020		
SEMESTRE	FECHAS	TOTAL
I	28 de enero	2 interrupciones por semestre
	1 de mayo	
II	11 de octubre	2 interrupciones por semestre
	1 de diciembre	

Cuadro 3.2: Cuadro resumen del SAIFI (Número de interrupciones) año 2020
Fuente: COES-SINAC /Elaboración: propia

INTERRUPCIONES DE OPERACIÓN POR DESCONEXIÓN DE L-6001 (SAIFI) AÑO 2021		
SEMESTRE	FECHAS	TOTAL
I	26 de enero	3 interrupciones por semestre
	15 de febrero	
	23 de mayo	
II	28 de setiembre	8 interrupciones por semestre
	29 de setiembre	
	10 de octubre	
	10 de octubre	
	21 de octubre	
	21 de octubre	
	21 de octubre	
	17 de diciembre	

Cuadro 3.3: Resumen del número de interrupciones SAIFI año 2021

Fuente: COES-SINAC /Elaboración: propia

TIEMPO DE INTERRUPCIONES DE OPERACIÓN POR DESCONEXIÓN (SAIDI) AÑO 2020			
SEMESTRE	FECHAS	TIEMPO	TIEMPO PROMEDIO TOTAL
I	28 de enero	7 min	6 min por semestre
	1 de mayo	5 min	
II	11 de octubre	48.23 min	26.32 min por semestre
	1 de diciembre	4.41 min	

Cuadro 3.4: Resumen del número de interrupciones SAIDI año 2020

Fuente: COES-SINAC /Elaboración: propia

TIEMPO DE INTERRUPCIONES DE OPERACIÓN POR DESCONEXIÓN (SAIDI) AÑO 2021			
SEMESTRE	FECHAS	TIEMPO	TIEMPO PROMEDIO TOTAL
I	26 de enero	4.06 min	10.3 min por semestre
	15 de febrero	20.66 min	
	23 de mayo	6.18 min	
II	28 de setiembre	1.03 horas	15.17 min por semestre
	29 de setiembre	7.15 min	
	10 de octubre	19 min	
	10 de octubre	4.93 min	
	21 de octubre	7.81 min	
	21 de octubre	7.96 min	
	21 de octubre	7.1 min	
	17 de diciembre	5.31 min	

Cuadro 3.5: Resumen del tiempo de interrupciones promedio SAIDI año 2021

Fuente: COES-SINAC /Elaboración: propia

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

4.1. Procedimientos o ejecución

El proceso de ejecución implica varias etapas como son:

4.1.1. La capacitación o inducción

Esta etapa es fundamental y de gran importancia para los fines empresariales de la PCH de Hercca, no sólo como un aspecto formal, sino principalmente para completar y complementar las necesidades de aprendizaje de los profesionales, técnicos y personal asistente, logrando de esta forma incidir en las motivaciones más valiosas de la persona.

La capacitación beneficia tanto a la empresa como a la persona, porque se estimula la productividad y también genera autoestima.

Un personal capacitado facilita una mejor organización interna, lo que a su vez permitirá maximizar los resultados y fortalecer a la administración de la PCH de Hercca, la capacitación genera en cada trabajador sentimientos positivos, de motivación y seguridad, desarrollo personal y profesional, así como mayores habilidades y destrezas para su mejor desempeño.

En la propuesta de Gestión del Mantenimiento, se incide en el conocimiento de las componentes principales de la central hidroeléctrica y sus bases teóricas que servirán para formular respuestas y alternativas de solución a los diversos problemas de mantenimiento.

4.1.2. Los procedimientos de gestión de mantenimiento (PGM)

Estos documentos son imprescindibles en la operación de la Central Hidroeléctrica, están establecidos por las diferentes normas de calidad y en otros casos los Planes estratégicos o las Políticas empresariales las exigen.

El PGM es un documento que orienta la actividad de mantenimiento, y evita la improvisación. Está diseñado en función de la realidad y toma en cuenta las fortalezas y debilidades de la organización, constituyéndose en documento de uso obligatorio, de conocimiento general y al mismo tiempo un documento perfectible en el tiempo y expuesto a la mejora continua.

El diseño puede ser estructurado, es decir expresado mediante un cuadro que resume las actividades responsabilidades de los integrantes del equipo de mantenimiento. En otros casos el diseño puede ser del tipo explícito, que se caracteriza por contener más información, gráficas detalles, pero su inconveniente es que su lectura y aprendizaje requiere mayor tiempo que el estructurado, sin embargo, ambos documentos se complementan.

Los procedimientos indicados para el proceso de inducción y ejecución se presentan a continuación, siendo su codificación secuencial como PGM 1, PGM2 y así sucesivamente.

4.1.3. Inspección de bocatoma, desarenador, canal de conducción y cámara de carga PHC Hercca

Raúl Santos Cáceres	PROCEDIMIENTO DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO	CÓDIGO : PGM - 01
	4.1.3 INSPECCIÓN DE BOCATOMA, DESARENADOR, CANAL DE CONDUCCIÓN Y CÁMARA DE CARGA PCH DE HERCCA	Revisado : OCC Fecha : 01-09-2021 Folios : 1 de 2 Versión : 01

ORDEN DE ETAPAS	RIESGOS POTENCIALES	ACCIONES PREVENTIVAS Y MEDIDAS DE CONTROL	DESARROLLO
1. Coordinación para realización de trabajos de inspección.	<ul style="list-style-type: none"> • Comunicación deficiente. • Jerarquía: <ul style="list-style-type: none"> -Supervisor -Operador de turno -Asistente (tomero) 	<ul style="list-style-type: none"> • Cumplimiento de Normas de seguridad • Ropa de Trabajo. • Guantes de cuero • Botas de jebe o Zapatos dieléctricos • Casco Dieléctrico. • Barbiquejo 	<ul style="list-style-type: none"> • Inducción del procedimiento y capacitación respecto al tema del procedimiento. • El supervisor coordina con los niveles superiores correspondientes y luego de la autorización dispone con el operador de la subestación de la PCH y el responsable la parada del grupo hidráulico si es necesario. • El supervisor verifica que el personal utilice correctamente las herramientas y equipos de seguridad. • El supervisor será el encargado de ordenar la parada de grupo y el cierre de las compuertas al personal responsable según sea el caso
2. Inspección de todas las compuertas de la bocatoma, desarenador, canal de conducción y cámara de carga.	<ul style="list-style-type: none"> • Accidentes, ahogamiento en instalaciones de la bocatoma, desarenador, canal y cámara de carga. • Hipotermia • Caídas por resbalón y/o desnivel • Cortes fortuitos • Torceduras por maniobras indebidas de accionadores de compuertas 	<ul style="list-style-type: none"> • Cumplimiento de Normas de seguridad • Ropa de Trabajo. • Guantes de cuero • Botas de jebe o Zapatos dieléctricos • Casco Dieléctrico. • Barbiquejo • Tapones, si el caso amerita. 	<ul style="list-style-type: none"> • El Supervisor coordina con el operador de turno de la casa de máquinas la parada de los grupos de generación, si el caso lo requiere. • El Supervisor ordena al operador responsable efectuar pruebas de operación de compuertas de maniobra, en caso de fallas en las compuertas, estas serán comunicadas de inmediato para su mantenimiento. • El Supervisor junto con el responsable tomaran datos de las condiciones en que se encuentran las compuertas de las diferentes instalaciones, son importantes los documentos fotográficos o video. • El supervisor ordena al responsable realizar trabajos de mantenimiento preventivo de las compuertas, según instrucciones. • La Inspección de la bocatoma del desarenador del canal y cámara de carga se debe realizar con bastante cuidado; ya que se puede presentar accidentes en dichas instalaciones o sufrir caídas de nivel o desnivel. Si se realizan inspecciones nocturnas es imprescindible los medios de iluminación adecuados y se redobla la seguridad. • Al verificar el canal de conducción, no olvidarse la revisión de la señalización y, cuando corresponda las barreras de protección como las mallas y alambres de púas para impedir el acceso a la bocatoma, desarenador, canal y cámara de carga. Si no se encuentran o fueron hurtadas comunicar de inmediato para su reposición.
3. Verificación del tránsito de agua por el canal de conducción.	<ul style="list-style-type: none"> • Accidentes, ahogamiento en instalaciones de la bocatoma, desarenador, canal o cámara de carga. • Hipotermia • Caídas por resbalón. Y/o desnivel • Cortes • Torceduras 	<ul style="list-style-type: none"> • Cumplimiento de Normas de seguridad. • Ropa de Trabajo. • Guantes de cuero • Botas de jebe o Zapatos dieléctricos • Casco Dieléctrico. • Barbiquejo 	<ul style="list-style-type: none"> • El operador inicia el recorrido por el canal de conducción verificando las condiciones de los niveles normales de conducción de agua. En el caso que utilice una moto o bicicleta, deberá controlar la velocidad considerando la geografía del lugar. Por la noche deberá utilizar iluminación adecuada. • El asistente efectúa el informe correspondiente al operador de la casa de máquinas de cualquier evento importante encontrado en el recorrido del canal.

<p>4. Coordinación para finalización de trabajos de inspección.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Comunicación deficiente 	<ul style="list-style-type: none"> • Cumplimiento de Normas de seguridad • Ropa de Trabajo. • Guantes de cuero • Botas de jebe o Zapatos dieléctricos • Casco Dieléctrico. • Barbiquejo 	<ul style="list-style-type: none"> • El Supervisor coordina finalización de trabajos y ordena despejar el área de trabajo. • El Supervisor ordena llenar el canal de conducción según se presente el caso. • El operador de turno inicia la rotación de los grupos y coordina con subestación base para ingresar a tomar carga del sistema. • El Supervisor elabora el informe final de inspección.
--	---	---	---

A. Equipo de trabajo:

- El equipo de protección personal (EPP) básico: Ropa de trabajo, zapatos dieléctricos, casco dieléctrico con barbiquejo, fotocheck, guantes, lentes de seguridad y audífonos)
- Antes de ser utilizados las herramientas, equipos e implementos de seguridad, deben ser verificados visualmente por cada técnico que los utilizará, de acuerdo con lo señalado en las Normas correspondientes RISST de la Empresa (Reglamento interno de seguridad y salud en el trabajo).
- Está prohibido que el trabajador que este ejecutando una actividad de riesgo utilice equipos móviles (celulares y/o handys).
- Toda maniobra en el Sistema Eléctrico debe ser ejecutada sólo por orden directa del Centro de Control o del administrador de la instalación cuando no tenga injerencia el Centro de Control de la Empresa.
- El Centro de Control descentralizará las Maniobras Programadas y/o en casos de emergencia, delegando de ser necesarias algunas a los Supervisores de Operación y Mantenimiento de las Unidades de Negocio
- Al realizar actividades en Redes de Media y Baja Tensión; los residuos generados serán dispuestos de acuerdo con el Procedimiento de Manejo y Disposición de Residuos Peligrosos.

B. Mejora de procesos:

B.1 Análisis en la bocatoma.

Las bocatomas garantizan la captación del recurso hídrico destinado a la generación eléctrica, impide en cierto modo el ingreso de materiales sólidos y flotantes a los canales

de conducción y constituye un sistema de obra hidráulica de protección en las temporadas de avenida.

Generalmente en estas épocas de lluvias, los ríos arrastran materiales como piedras, arena, barro, vegetación y otros, que se depositan en la base anterior del barraje, estos materiales se tienen que eliminar sea por medio de procesos de limpia o mediante trabajos de mantenimiento preventivo programado

La figura 4.1, muestra el esquema de las componentes básicas de la bocatoma, en la misma se puede identificar el barraje o azud, componente que requiere permanente mantenimiento; en ese sentido, se plantea un análisis de las fuerzas concurrentes en la misma y factores que se tomarán en cuenta para proceder con el mantenimiento.

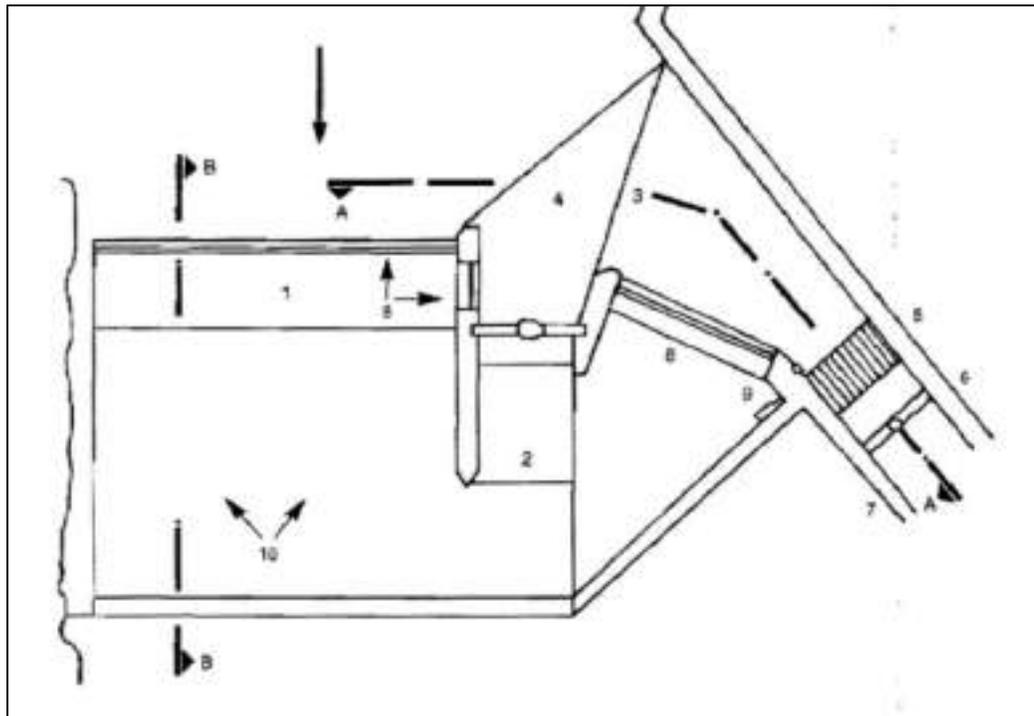


Figura 4.1: Componentes de la bocatoma

(1. Barraje, 2. Descarga de fondo, 3. Solera de captación, con reja o sin reja gruesa, 4. Antecámara, zona de decantación, 5. Reja fina, 6. Compuerta de admisión, 7. Canal de aducción, 8. Vertedero de alivio, 9. Desripador y 10. Contrasolera y colchón de agua.

Considerando que el barrage o azud es una componente importante de alta criticidad y es la estructura transversal al recurso hídrico (río), se tomarán en cuenta las cuatro fuerzas principales: E, G, T y S como muestra la figura 2 PGM.

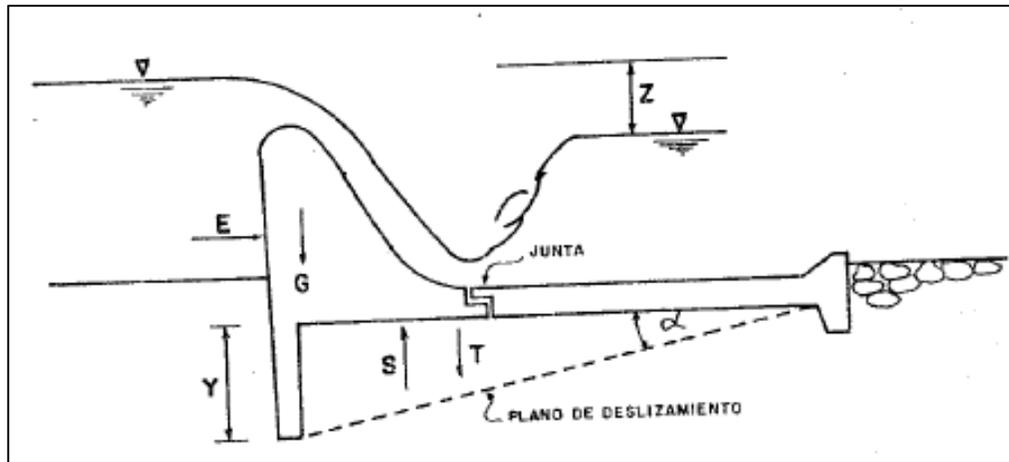


Figura 4.2: Fuerzas concurrentes en el barrage

Acción preventiva:

Se debe tomar en cuenta la magnitud de estas fuerzas para determinar en el mantenimiento las fuerzas para la *estabilidad de desplazamiento*.

E = Empuje

G = Peso del azud hasta la junta

S = Subpresión

T = Peso de la tierra desde el plano de deslizamiento

Y = Altura del dentellón

– **Fuerzas que se oponen al deslizamiento:**

$$\mathbf{G \, \text{sen} \, \alpha + T \, \text{sen} \, \alpha + f \, \Sigma N}$$

f = coeficiente de fricción (hormigón 0.5)

N = Fuerzas normales

$$\Sigma \mathbf{N} = \mathbf{G \, \text{cos} \, \alpha + T \, \text{cos} \, \alpha + E \, \text{sen} \, \alpha - S \, \text{cos} \, \alpha}$$

– **Fuerzas a favor del deslizamiento:**

$$\mathbf{S \, \text{sen} \, \alpha + E \, \text{cos} \, \alpha}$$

– **Luego el factor de deslizamiento:**

$$Kd = (G \text{ sen } \alpha + T \text{ sen } \alpha + f \Sigma N) / (S \text{ sen } \alpha + E \text{ cos } \alpha), \text{ debe ser } \geq 1.2$$

Nota: Si este factor es menor a 1.2 se debe realizar un inmediato reforzamiento al azud como mantenimiento preventivo.

B.2 Acciones de mantenimiento

– Mantenimiento de bocatomas:

En las temporadas de avenida o de lluvias, el río arrastra piedras, arena y otros materiales, estas deterioran los componentes de las bocatomas, provocando cortes o fisuras y erosión permanente en el piso de la estructura, en los muros de encauce, en las rejillas de captación y principalmente en el barraje, dique o azud.

– Control de turbiedad.

- Se debe considerar un límite permisible de turbiedad para captar el agua, que debe estar de acuerdo con la capacidad de la planta de tratamiento, aguas debajo de la captación, para la remoción de este parámetro.
- Se debe registrar la turbiedad del recurso hídrico con cierta frecuencia al día, la cual se debe incrementar en temporadas de lluvias o avenidas.
- En muchos casos se presentan desprendimientos de terrenos o los denominados huaycos, siendo una señal la turbiedad excesiva al límite fijado, en ese caso se evalúa las consecuencias y se debe suspender la captación del agua, para lo cual se debe abrir totalmente la compuerta de descarga o de limpia y cerrar las compuertas de captación del canal.
- Para realizar el control se recomienda el empleo del turbidímetro Jackson. Los operadores deberán ser entrenados en el manejo de este equipo.

– Limpieza de rejas gruesas y finas.

- Será necesario realizar la limpieza permanente de las rejas gruesas y finas que retienen los sólidos flotantes y en muchos casos las algas, para evitar la disminución de los caudales de captación.
- Desprender los residuos flotantes de las rejas verticales y extraerlos de las rejas inclinadas.

- Los residuos extraídos deben ser dispuestos adecuadamente en contenedores especiales, para luego trasladarlo al relleno sanitario destinado para tal fin.
- Los sedimentos acumulados en el lecho del río, serán eliminados permanentemente mediante las compuertas de limpia, se aprovechan las temporadas de avenida para evitar paradas imprevistas de la central.
- Realizar estas actividades de limpieza sólo en temporadas de lluvias o avenidas, cuando el flujo en la fuente sea mayor a la demanda de la población
- **Regulación de compuertas:**
 - La compuerta de captación se regulará de acuerdo con el caudal que requiera la planta de tratamiento.
 - La compuerta de represamiento se operará sólo en temporadas de avenidas, regulándola para captar lo necesario y dejando pasar el remanente.
- **Mantenimiento de canales:**

Los canales son conductos abiertos o cerrados en los cuales el agua circula debido a la acción de la gravedad y sin ninguna presión, pues la superficie libre del líquido está en contacto con la atmosfera; esto quiere decir que el agua fluye impulsada por la presión atmosférica y de su propio peso.

En las PCH se tienen normalmente las siguientes secciones:

- Rectangular
- Trapezoidal
- Triangular

Para el cálculo de las características operativas y dimensiones del canal puede utilizarse el software H-canales, el mismo que permite realizar el dimensionamiento del Tirante normal, área hidráulica, espejo de agua, número de Froude, tipo de flujo, perímetro, radio hidráulico, velocidad, energía específica, etc. datos que servirán para la toma de decisiones de mantenimiento.

Una de las consideraciones importantes a tomar en cuenta es la presencia de canales de tierra o emboquillados rústicos, en este caso las velocidades de desplazamiento del agua deben ser menor; sin embargo, la mejor acción de mantenimiento sería remplazarlos con canales de concreto.

La figura 3 PGM, muestra la correspondiente hoja de cálculo del software H-Canales. El software HCANALES es un programa que nos facilita el diseño de canales y estructuras hidráulicas, ya que es fácil e intuitivo su uso. El sistema permite resolver los problemas más frecuentes que se presentan en el diseño de canales y estructuras hidráulicas, los cuales son: Calcular el Tirante Normal, tirante Crítico, resalto Hidráulico, remanso, de diferentes tipos de sección.



Figura 4.3: Pantalla principal del Software H-Canales

El mantenimiento de los canales se debe realizar mínimamente una vez por año, se trata de un trabajo en equipo coordinado de tal forma que el tiempo utilizado sea el más corto posible.

- Semanalmente o con una frecuencia determinada en base a la experiencia local, retirar hierbas del talud, retirar troncos de árboles o piedras voluminosas u otros materiales que puedan interrumpir el flujo en el canal y originar el rebose.
- Inspeccionar que no se empleen los canales como botadero de basura, vertedero de residuos líquidos o aguas servidas.
- **Calibración de elementos de medición de caudal:**

- Habitualmente cada seis meses, se deben calibrar los vertederos de medición del caudal que ingresa a la planta, determinando la ecuación caudal vs. altura correspondiente.
 - Se debe instalar una regla graduada en el vertedero para leer el tirante de agua sobre el mismo.
 - El operador debe disponer una tabla de altura versus caudal, con el cual determinará el caudal captado.
 - Se deben llevar el control de los registros del caudal captado.
- **Mantenimiento mecánico:**
- Se recomienda realizar semanalmente una inspección a las instalaciones de la bocatoma y luego tomar decisiones.
 - La inspección consiste principalmente en garantizar el funcionamiento adecuado de válvulas y compuertas en todo el sistema de captación.
 - En muchos casos se tienen que construir herramientas específicas para la limpieza de las rejas y rejillas.
 - Realizar un mantenimiento del cauce aguas arriba para prever las condiciones de las riberas del río.
- **Control de calidad del agua:**
- Se debe realizar el control bacteriológico del agua captada por lo menos una vez cada seis meses, se realizan exámenes químicos y exámenes bacteriológicos.

Si se tiene conocimiento de la existencia de una fuente de contaminación local, se debe incrementar la frecuencia del control.

4.1.4. Mantenimiento de la turbina Francis PCH Hercca

Raúl Santos Cáceres	PROCEDIMIENTO DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO		CÓDIGO : PGM - 02
	4.1.4 MANTENIMIENTO DE LA TURBINA FRANCIS PCH DE HERCCA		Revisado : OCC Fecha : 01-09-2021 Folios : 1 de 2 Versión : 01
ORDEN DE ETAPAS	RIESGOS POTENCIALES	ACCIONES PREVENTIVAS Y MEDIDAS DE CONTROL	DESARROLLO
1. Coordinación para parada total, de grupo de generación	<ul style="list-style-type: none"> Falta de comunicación. Inadecuada coordinación Accidentes, caídas y resbalones. Electrocución Arrastre por elementos rodantes del grupo hidráulico 	<ul style="list-style-type: none"> Cumplimiento de Normas de seguridad EPP Básico 	<ul style="list-style-type: none"> El ingeniero supervisor desarrolla una inducción de trabajo con el personal. El Ingeniero supervisor coordina con las instancias correspondientes y el operador de la subestación base de la PCH la parada para mantenimiento de la turbina Francis. El Ingeniero supervisor ordena al operador de turno a realizar la parada total del grupo de generación. El Ingeniero supervisor verifica que el personal utilice correctamente los implementos, herramientas y equipos de seguridad.
2. Realización de trabajos de mantenimiento de sistema mecánico inspección y pruebas de operación.	<ul style="list-style-type: none"> Cortes por elementos punzo cortantes Electrocución Golpes. Arrastre por elementos rodantes del grupo hidráulico. Mordeduras por equipos pesados. 	<ul style="list-style-type: none"> Cumplimiento de Normas de seguridad EPP Básico. 	<ul style="list-style-type: none"> Verificar que el volante de inercia del grupo está totalmente detenido. Utilizando la grúa efectuar el desmontaje de las partes a ser intervenidas. Verificar estado y efectuar los reemplazos correspondientes. Efectuar inspección final y determinar si el proceso de montaje se ha completado en un 100%. Desarrollar una inspección final y elaborar el informe correspondiente.
3. Mantenimiento del sistema eléctrico de protección de la turbina	<ul style="list-style-type: none"> Cortes por elementos punzo cortantes Electrocución Golpes. Arrastre por elementos rodantes del grupo hidráulico. Mordeduras por equipos pesados. Quemaduras 	<ul style="list-style-type: none"> Cumplimiento de Normas de seguridad. EPP Básico. 	<ul style="list-style-type: none"> Desconectar la alimentación de tensión al sistema de protección de la turbina hidráulica (110 VDC, 220VAC, 48VDC, 24 VDC). Verificación de las instalaciones de los elementos de protección. Pruebas de operación sensores, medición de resistencias de contacto de conmutadores. Revisión de los sensores de temperatura de los rodamientos
4. Coordinación para finalización de trabajos de mantenimiento.	<ul style="list-style-type: none"> Electrocución. Golpes. Arrastre por elementos rodantes de grupo hidráulico 	<ul style="list-style-type: none"> Cumplimiento de Normas de seguridad. EPP Básico 	<ul style="list-style-type: none"> El Ing. Supervisor coordina la finalización de trabajos y ordena despejar el área. Iniciar la rotación del grupo. Comunicar a subestación base la finalización de los trabajos realizados. Ingresar con el grupo al sistema interconectado y elaborar el informe correspondiente.

El agua pasa de la cámara espiral hacia el distribuidor guiada por Paletas direccionales fijas a la carcasa que forman los portillos de acero, debido a su diseño el agua circula con velocidad aparentemente constante y sin formar torbellinos evitando perdidas de carga.

Los álabes fijos y el caracol son las primeras componentes que soportan los efectos de choque de los materiales en suspensión y que no fueron decantados en el desarenador, así como también el fenómeno de la cavitación. Se puede verificar este hecho al inspeccionar la turbina Francis de la PCH de Hercca, que muestra los impactos producidos en la estructura del caracol y también en los álabes fijos, la figura 5 PGM, muestra estos efectos y que inmediatamente fueron reparados por el personal de mantenimiento.



Figura 4.5: La cámara espiral de la turbina Francis de la PCH de Hercca
Fuente: INMEL

Los diámetros de la cámara espiral varían durante el recorrido disminuyendo su valor en cada punto incremental. Para desarrollar el mantenimiento se verifica estas

dimensiones de tal forma que el maquinado sea la más exacta posible, estas dimensiones están relacionados con los espesores de la cámara espiral.

La gráfica 6 PGM, muestra la relación de dimensiones en la cámara espiral.



Figura 4.6: Esquema de la cámara espiral de la turbina Francis

Se tiene que el diámetro d_1 de la boca de la cámara espiral, esta expresada por:

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 Q}{\pi C_e}}$$

Donde:

d_1 = Diámetro de la boca de la cámara espiral

Q = Caudal en el interior de la cámara

C_e = Constante del espiral

$$C_e = 0.18 + 0.28 \sqrt{2 g H_n}$$

Luego, también se tiene:

$$Q = A_1 C_e = \frac{\pi d_1^2}{4} C_e$$

Adicionalmente tenemos:

$$Q_{7/8} = \frac{7}{8} Q_{8/8} = \frac{7}{8} Q$$

$$Q_{7/8} = \frac{7}{8} Q_{8/8} = \frac{7}{8} Q$$

...

$$Q_{7/8} = \frac{7}{8} Q_{8/8} = \frac{7}{8} Q$$

Para analizar el mantenimiento preventivo del *distribuidor* es necesario conocer sus componentes básicas que muestra la figura 7PGM.

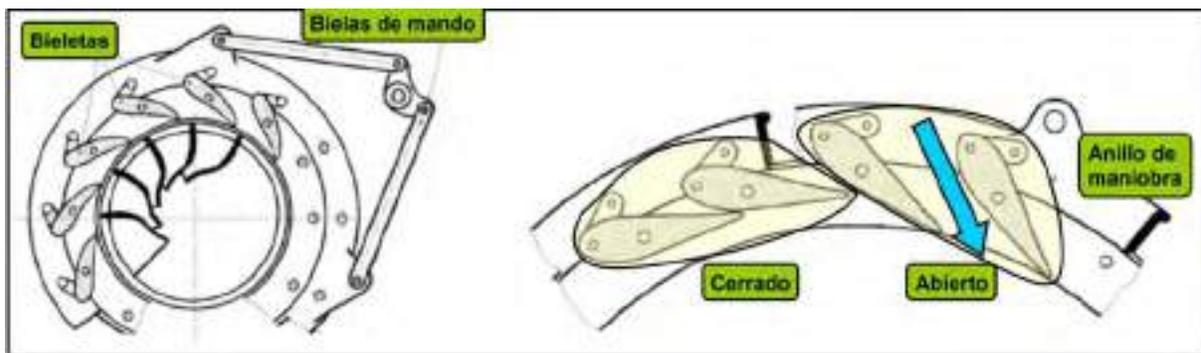


Figura 4.7: Esquema del distribuidor de la turbina Francis

El distribuidor está conformado por un conjunto de álabes móviles, acondicionados concéntricamente en estructuras denominados anillos, estos álabes constituyen el sistema de control del flujo de agua; por consiguiente, tiene dos posiciones extremas “posición cerrado” o “posición abierto”; en resumen su función es la de distribuidor, es decir, regular o cortar el flujo de agua al rodete.

Los álabes directrices o denominados también palas móviles, todas giran un determinado ángulo en forma sincronizada según las necesidades de caudal del rotor, estas están asentadas por su parte inferior en cojinetes situados en una corona circular denominado escudo inferior, y guiados en la parte superior por cojinetes dispuestos en la tapa de turbina o escudo superior, dichos cojinetes bocines disponen de un sistema de engrase.

Considerando que cada álabe móvil tiene que quedar adecuadamente centrada axialmente, entre los escudos, se disponen de mecanismos, de distinta índole, que permiten regular durante el montaje la suspensión de la misma, de modo que no existan rozamiento ni holguras excesivas que signifiquen pérdidas de carga.



Figura 4.8: Los álabes directrices reparados de la turbina Francis de la PCH
Fuente: Propia.

La figura 8 PMG muestra los álabes directrices N° 4, 7, 8, 9 y 12 de la turbina Francis del grupo III de la PCH de Hercca que fueron rellenadas, pulidas y que fueron recuperados y serán nuevamente puestos en operación; estas componentes son las más críticas juntamente que el rodete y requieren permanente inspección para su mantenimiento.

Respecto al rodete, es una componente fundamental en la que se transforma la energía hidráulica en energía mecánica giratoria, está unida rígidamente al eje y concéntrica con el distribuidor; consta de un núcleo central, alrededor del cual se encuentran dispuestos un número determinado de álabes o palas de superficies alabeadas y equidistantemente distribuidas, formando una pieza única en bloque por fundición o soldadura, los álabes están unidas en su parte externa mediante una llanta que hace cuerpo con las mismas.

La figura 4.9, muestra el rodete de la turbina Francis.



Figura 4.9: El rodete de la turbina Francis

Fuente: Concepción Paz Penín. Universidad de VIGO.

Los rodetes están expuestos a los efectos abrasivos, impactos, cavitación, corrosión y vibración, en tal sentido el mantenimiento preventivo tiene que focalizar sus actividades a esos efectos y las causas que la originan se determinan mediante el método causa efecto o enfoque de sistemas.

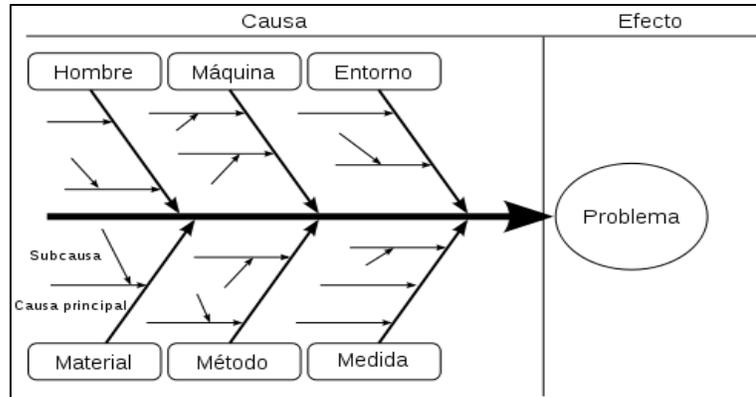


Figura 4.10: Esquema del enfoque de sistemas de causa efecto

Fuente: Propia.

El responsable de mantenimiento será encargado de estructurar permanentemente el enfoque de sistemas utilizando la figura 10 PGM; es decir identificar las causas de las fallas que pueden ser ocasionadas por la persona, máquina, entorno, material, método o medida y los efectos correspondientes; luego formulará las posibles soluciones que serán consignadas en la base de datos correspondiente.

La figura 4.11 PGM, muestra los deterioros ocasionados por la cavitación, impactos y corrosión principalmente.



Figura 4.11: Efectos producidos en el rodete de la turbina Francis de la PCH

Fuente: INMEL.

La *cavitación* es producida por la formación en las masas líquidas (agua) de espacios, cavidades o esferas huecas llenas de gas o vapor, las cuales se producen por la vaporización o las acciones dinámicas que se presentan en cada parte de la turbina y las grandes velocidades y variaciones de presión del líquido. Las turbulencias también crean estas cavidades microscópicas.

Se conocen las cavitaciones en burbuja transitoria, que aparecen repentinamente sobre el contorno de cualquier parte de la turbina y que crecen luego desaparecen.

La cavitación estacionaria o laminar son burbujas que se forman en el contorno de la estructura de la turbina y permanecen sobre el hasta que no varíen las causas que la ocasionaron.

La presencia de la cavitación reduce la velocidad de funcionamiento de la turbina, además de producir ruidos y vibraciones, produciendo erosiones en las superficies de contacto, las burbujas al “implosionar” fatigan el material y ocasionan daños en la superficie. Es necesario indicar que las burbujas permiten la precipitación por su interior de partículas de arena u otro material hacia la superficie de cualquier parte de la turbina erosionando esta superficie expuesta.

Victor M. Cock, al respecto a la hidro abrasión en turbinas Francis dice “El flujo con sedimentos que ingresa a una planta de generación y que atraviesa los pasajes de las turbomáquinas causan desgaste erosivo de los componentes hidráulicos acarreado diversos problemas como la pérdida gradual de la eficiencia hidráulica y volumétrica, alteración de los perfiles, aparición de erosión por cavitación que acelera el desgaste, debilitamiento estructural, pulsaciones de presión y vibraciones. En casos extremos el desgaste erosivo puede llegar a generar falla por fatiga del rodete. El desgaste erosivo incide de manera directa en la producción de energía, reduce el factor de planta, aumenta las frecuencias de mantenimiento y los costos operativos”

En consecuencia, el mantenimiento preventivo consistirá en el análisis permanente de la calidad de agua que ingresa a las turbinas de tal forma que se tenga registro de los

materiales en suspensión que conjuntamente que la cavitación daña la superficie interna de la turbina.

La inspección programada de las turbinas será también necesaria, conjuntamente que las pruebas no destructivas según Indutecsa son las siguientes:

Observación visual: Esta es la técnica de inspección más antigua entre los ensayos no destructivos, también es una de las constantemente utilizadas por su versatilidad y bajo costo.

El principal instrumento de este ensayo es la vista humana, este es complementado frecuentemente con instrumentos amplificadores, iluminación, medición y audio.

Líquidos Penetrantes: Es un tipo de ensayo no destructivo que se utiliza para detectar e identificar discontinuidades que se encuentran en las superficies de los materiales examinados. Principalmente es aplicada en la inspección de aleaciones no ferrosas, aunque también se la puede utilizar en la inspección de materiales ferrosos, en algunos casos también se la utilizan en materiales no metálicos

Partículas Magnéticas: Es un método que utiliza principalmente corriente eléctrica para crear un flujo magnético en una pieza y al aplicarse un polvo ferromagnético produce la indicación donde exista distorsión en las líneas de flujo (fuga de campo). Propiedad física en la que se basa. (Permeabilidad)

Ultrasonido: Basado en los fenómenos que se producen con la propagación de ondas elásticas en frecuencias mayores a las audibles por el oído humano. Las ondas se propagan produciendo perturbaciones y generando la oscilación de las partículas alrededor de sus posiciones de equilibrio.

Radiografía: La absorción diferencial de las radiaciones X o γ en los materiales y la sensibilización de las emulsiones fotográficas, constituyen la base del método.

Corrientes inducidas: Consiste en inducir corrientes en un material conductor; no se requiere contacto eléctrico. Se observan las variaciones de impedancia del sistema en

presencia de una discontinuidad; esta variación se presenta en Amplitud (volumen de material faltante) y Fase (profundidad)”.

El mantenimiento preventivo debe considerar los aspectos teóricos que conllevan la operación de las turbinas hidráulicas, entre otros aspectos relacionar las ecuaciones de Euler y sus gráficas con la velocidad específica, ángulos de incidencia y los diámetros de estos, como muestra la figura 4.12 PGM.

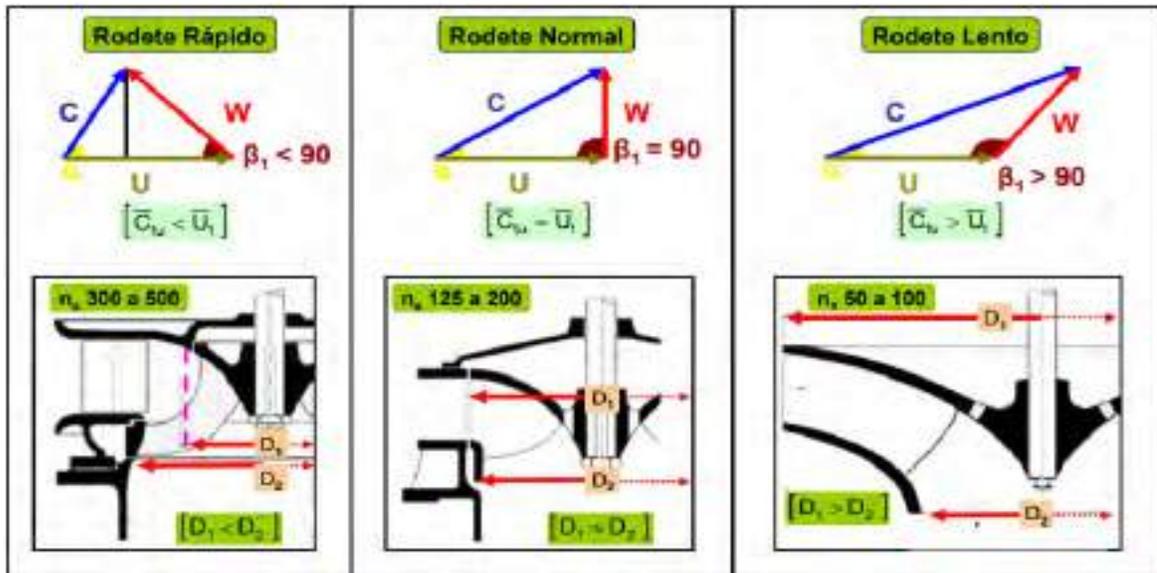


Figura 4.12: Triángulos de Euler y relación con las velocidades y diámetros de los rodets
Fuente: Turbomáquinas hidráulicas, Manuel Polo.

4.1.5. Mantenimiento mecánico y eléctrico del generador PCH Hercca

Raúl Santos Cáceres	PROCEDIMIENTO DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO		CÓDIGO : PGM - 03
	4.1.5 MANTENIMIENTO MECÁNICO Y ELÉCTRICO DEL GENERADOR PCH DE HERCCA		Revisado : OCC Fecha : 01-09-21 Folios : 1 de 2 Versión : 01
ORDEN DE ETAPAS	RIESGOS POTENCIALES	ACCIONES PREVENTIVAS Y MEDIDAS DE CONTROL	DESARROLLO
1. Coordinación para parada total de grupo	<ul style="list-style-type: none"> Comunicación deficiente Accidentes fortuitos. Mala coordinación Electrocución Arrastre por elementos rodantes del grupo. 	<ul style="list-style-type: none"> Cumplimiento de Normas de seguridad Ropa de Trabajo. Guantes de cuero Botas de jebe o Zapatos dieléctricos Casco Dieléctrico. Barbiquejo 	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollar capacitación de inducción respecto al procedimiento, las características constructivas y operativas del generador síncrono. El Ingeniero supervisor coordina con las instancias pertinentes y previa autorización planifica la ejecución del mantenimiento previsto. El ingeniero supervisor ordena al operador de turno a realizar la parada total del grupo de generación e iniciar los trabajos de mantenimiento. El Ingeniero supervisor verifica que el personal utilice correctamente implementos, herramientas y equipos de seguridad.
2. Inspección de temperaturas del generador, Y mantenimiento del sistema de excitación: generador de C.D., rotor, estator, colector, escobillas y rodamientos.	<ul style="list-style-type: none"> Accidentes fortuitos, Electrocución Golpes. Arrastre por elementos rodantes del grupo de generación. Medidas equivocadas Maniobras equivocadas 	<ul style="list-style-type: none"> Cumplimiento de Normas de seguridad Ropa de Trabajo. Guantes de cuero Botas de jebe o Zapatos dieléctricos Casco Dieléctrico. Barbiquejo Tapones, si el caso amerita. 	<ul style="list-style-type: none"> El Supervisor coordina con el operador de turno y el equipo técnico los objetivos, el procedimiento, tareas, tiempos y materiales a utilizar en el mantenimiento. El supervisor revisa la data de temperaturas de las diferentes componentes del alternador: mecánico, eléctrico, magnético. El equipo responsable realiza el desmontaje del generador de C.D. de excitación, realizan mediciones de los devanados del campo del inducido del interpole, si el caso amerita proceden al cambio o barnizado de los devanados. Revisan y desarrollan limpieza del colector y las delgas, verifican el estado mecánico de la superficie utilizando una lija especial retiran materiales externos impregnados. Revisan y desarrollan limpieza de las portaescobillas, escobillas, si el desgaste o tiempo de vida útil esta cumplida se realiza el reemplazo correspondiente de todo el juego de escobillas. El equipo responsable, verifica las condiciones de los rodamientos de la excitatriz, el juego entre eje y rodamiento, la lubricación, presencia de materiales externos, ruido y tiempo de vida útil. Si el caso lo amerita solicita el cambio correspondiente. Luego de la inspección, revisión integral, reparación o cambio de componentes, se ordena el montaje del equipo y se elabora un informe precisando todos los detalles del mantenimiento para ser ingresado a la base de datos correspondiente con la finalidad de programar un nuevo mantenimiento.
3. Ejecución de trabajos de mantenimiento del alternador síncrono: estator, rotor de polos salientes y	<ul style="list-style-type: none"> Accidentes fortuitos, Golpes. Arrastre por elementos rodantes del grupo de generación. Medidas equivocadas 	<ul style="list-style-type: none"> Cumplimiento de Normas de seguridad. Ropa de Trabajo. Guantes de cuero Botas de jebe o Zapatos 	<ul style="list-style-type: none"> El Supervisor coordina con el equipo de trabajo los objetivos, tareas, tiempos y materiales a utilizar en el mantenimiento. El equipo responsable, realiza el desmontaje cuidadoso del alternador, con documentación fotográfica y notas correspondientes. Se procede a la revisión de los devanados de los polos salientes, se miden las resistencias, se verifica el estado de los aislamientos, verificando las superficies de los polos y que no haya indicios de rozamientos con el estator. Si el caso lo amerita y justifica se solicita cambio de los devanados o

componentes mecánicos.	<ul style="list-style-type: none"> Maniobras equivocadas 	dieléctricos <ul style="list-style-type: none"> Casco Dieléctrico. Barbiquejo Tapones audibles si el caso lo amerita 	rebarnizado de los mismos. <ul style="list-style-type: none"> Se procede a la revisión de los devanados distribuidos del estator, se miden las resistencias, se verifica el estado de los aislamientos. Si el caso lo amerita y justifica se solicita el cambio de los devanados o el rebarnizado correspondiente. El equipo responsable, verifica las condiciones de los rodamientos del alternador, el juego entre eje y rodamiento, la lubricación, presencia de materiales externos, ruido y tiempo de vida útil. Si el caso lo amerita solicita el cambio correspondiente. El equipo responsable verifica el estado de los anillos rozantes, registrando detalles de las superficies, zonas de desgaste y puede aplicar los “Ensayos no destructivos”. De igual forma procede con las escobillas, se procederá a la revisión y limpieza si el desgaste o tiempo de vida útil esta cumplida se realiza el reemplazo correspondiente de todo el juego de escobillas Luego de la inspección, revisión integral, reparación o cambio de componentes y limpieza se ordena el montaje del equipo y se elabora un informe precisando todos los detalles del mantenimiento para ser ingresado a la base de datos correspondiente con la finalidad de conocer el historial de las componentes reemplazada y programar un nuevo mantenimiento.
4. Coordinación para finalización de trabajos de inspección y mantenimiento.	<ul style="list-style-type: none"> Comunicación deficiente 	<ul style="list-style-type: none"> Cumplimiento de Normas de seguridad Ropa de Trabajo. Guantes de cuero Botas de jebe o Zapatos dieléctricos Casco Dieléctrico. Barbiquejo 	<ul style="list-style-type: none"> El Supervisor coordina finalización de trabajos y ordena despejar el área de trabajo. El Supervisor ordena las pruebas finales de operación y mantenimiento del generador, si estas se encuentran dentro de los parámetros normales, previa coordinación con los niveles correspondientes se procede a su inserción al sistema. El Supervisor elabora el informe final de inspección, mantenimiento y pruebas.

A. Mejora de procesos:

A.1 Análisis del Generador Síncrono

Para mejorar y garantizar la confiabilidad de operación del Generador Síncrono y consiguientemente el proceso de mantenimiento, será necesario tomar en cuenta los siguientes aspectos importantes del generador:

A.1.1 El aislamiento eléctrico

El tiempo de vida útil de una máquina eléctrica está muy relacionado al tiempo de vida útil del aislamiento, en realidad es dependiente directa; significa entonces que la calidad de aislamiento determina la operación del generador síncrono; en ese sentido, será de gran importancia conocer las características genéricas del aislante.

El aislante es un material asociado a los conductores y las partes estructurales del alternador, de los aislantes depende el funcionamiento de esta máquina, por tal razón es necesario realizar escrupulosas inspecciones visuales, limpieza y pruebas eléctricas de manera periódica en las componentes principales es decir en el devanado de polos salientes y en el devanado del estator, los mismos que están sujetos a diferentes factores que degradan el aislamiento.

– **El Factor mecánico**

El sistema de aislamiento está sometido permanentemente a elevadas fuerzas centrífugas, que podrían distorsionar el aislamiento, provocando desplazamientos relativos de los devanados de los polos salientes especialmente que giran a velocidades síncronas.

Un factor mecánico adicional es las vibraciones, las que ocasionan fuerzas que oscilan al doble de la frecuencia, vibraciones que actúan en los conductores de cobre, produciendo vibraciones de abajo hacia arriba en las ranuras produciendo daños en el aislamiento a masa.

– **El factor térmico**

Es la causa más importante de la degradación del aislamiento, este aislamiento no siempre falla al alcanzar la temperatura crítica, sino por el deterioro mecánico gradual con el tiempo a una temperatura elevada, los aislantes normalmente se “kraquilizan”, es decir pierden su condición de cierta maleabilidad y adquieren una fragilidad mecánica.

En los aislamientos modernos la elevada temperatura crea reacciones químicas como la oxidación en los generadores refrigerados por aire forzado, el proceso de oxidación hace que el aislamiento se vuelva frágil o produzca la “delaminación” que significa la separación de las capas de materiales aislantes por la pérdida de las características de impregnación o de pegado de dichos materiales. Adicionalmente los aislantes también pierden su característica aislante por descomposición orgánica, verificándose dicho hecho por la presencia de polvillos o material orgánico descompuesto.

– **El factor eléctrico**

Los efectos que produce el factor eléctrico son el efecto corona, las sobretensiones y las descargas parciales.

El efecto corona se define como una descarga eléctrica que se produce cuando se alcanza un voltaje crítico, como resultado de la descomposición del aire. Este efecto directamente no es perjudicial para el aislamiento; sin embargo, produce ozono, el cual ataca químicamente y acelera la oxidación de materiales orgánicos de aislamiento, además estos óxidos de nitrógeno generados por la ionización del aire en forma de ácidos cuando se combinan con la humedad afectan el aislamiento.

Las descargas parciales son pequeñas chispas eléctricas que ocurren dentro de los vacíos de aire del aislamiento o en la superficie del aislamiento de los devanados, estos destellos eléctricos contienen electrones e iones, los cuales atacan el aislamiento.

Del mismo modo, las descargas de las ranuras son el resultado de la ruptura del gas aislante entre el aislamiento de tierra de la barra del estator y el núcleo de hierro dentro de la ranura, En los alternadores, los conductores de la barra del estator y la cara opuesta de la ranura están juntos como un condensador que se carga y descarga a la frecuencia de la línea.

Un factor adicional para tomar en cuenta es los devanados del rotor, en vista de que son alimentados con Corriente Directa del sistema de excitación, el cual utiliza tiristores u otros interruptores electrónicos, es que las sobretensiones creadas causan envejecimiento por mecanismos de descargas parciales.

De acuerdo con especialistas como Karlsson “Las descargas parciales producen óxidos nítricos y ozono. Los óxidos nítricos reaccionan con el agua, la cual aún en pequeñas proporciones está presente en el medio ambiente del generador, creando ácido nítrico. Este último es altamente corrosivo. El ozono es por sí mismo un agente oxidante poderoso y tiene un fuerte impacto perjudicial para el aislamiento”.

Agrega que: “El sistema aislante utilizado en los devanados está conformado básicamente por mica, fibra de vidrio y un material aglomerante denominado resina epóxica; la mica es el material de mayor resistencia a la descomposición por los efectos

fisicoquímicos que se generan durante la actividad de las descargas parciales; la fibra de vidrio y la resina son los elementos más débiles y eventualmente estos son los que se degradan con mayor rapidez con el tiempo de exposición.

En la zona de cabezales se aplica adicionalmente un encintado de fibra de vidrio y un barniz aislante como protección contra el ingreso de humedad y contaminantes. El daño que se observó en las bobinas fue la erosión superficial tanto de la fibra de vidrio como del barniz de protección y un cambio de coloración del barniz producto de un incremento de temperatura que se genera durante la actividad de las descargas parciales”.

Se recomienda como estrategia de mantenimiento preventivo una revisión minuciosa y detallada de las zonas deterioradas y efectuar la limpieza y aplicación de barniz de protección en la sección de cabezales durante los periodos de mantenimiento programados de los alternadores.

Si las condiciones de los devanados tienen serios deterioros por efecto de las descargas parciales será recomendable el cambio inmediato de los devanados para garantizar la confiabilidad y disponibilidad de los generadores de la central.

– **El factor ambiental**

Los factores ambientales que disminuyen el nivel de aislamiento pueden ser varios como la humedad, los aceites, los químicos y el polvo, cada una de estos puede afectar el aislamiento del rotor y estator de distintas maneras.

La humedad es conductora porque tiene impurezas, cuando el aislamiento absorbe humedad puede penetrar en la grietas y poros del aislamiento proporcionando vías de baja resistencia para corrientes de fuga y fuentes potenciales de falla eléctrica.

La presencia del aceite en los devanados proviene de la condensación que se genera en los cojinetes del generador al momento de operar, además, el aceite puede ser un lubricante que facilite el movimiento entre la barra y la ranura de los devanados del estator, lo que puede provocar en abrasión del aislamiento.

Así mismo los productos químicos como los ácidos y el ozono pueden descomponer el aislamiento, reduciendo su resistencia mecánica, En ocasiones los factores ambientales pueden causar un bajo grado de envejecimiento.

Una combinación muy usual es cuando la humedad el aceite y la suciedad de las partículas del carbón o polvo, pueden formar una capa peligrosa y conductora sobre el aislamiento y esto puede ocasionar corrientes superficiales.

4.1.6. Mantenimiento de los aislamientos del estator del generador síncrono PCH

Hercca

Raúl Santos Cáceres	PROCEDIMIENTO DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO		CÓDIGO : PGM 04
	4.1.6 MANTENIMIENTO DE LOS AISLAMIENTOS DEL ESTATOR DEL GENERADOR SÍNCRONO PCH DE HERCCA		Revisado : OCC Fecha : 01-09-21 Folios : 1 de 2
		Versión : 01	
TIPO DE FALLAS	RIESGOS POTENCIALES (CAUSAS)	ACCIONES PREVENTIVAS Y MEDIDAS DE CONTROL (SÍNTOMAS)	DESARROLLO (ACCIONES DE SOLUCIÓN)
<p>1. DETERIORO TÉRMICO: Es la falla más común que puede presentarse en los devanados del estator, y de manera especial si el generador esta enfriado por aire.</p> <p>El deterioro térmico puede suscitarse por varios motivos, como la naturaleza del aislamiento – termoplástico o termoestable – y el entorno de operación que es el aire o hidrógeno. La rapidez del deterioro depende del material de aislamiento y la temperatura a la que se encuentra sometido el aislamiento, la experiencia dice que por cada 10°C que aumente la temperatura de operación, la vida térmica del aislamiento se reducirá a la mitad. Por tanto, el deterioro térmico puede ocasionar fallas después de varios meses o después de varias décadas, prácticamente dependiendo del aislante y su temperatura de operación.</p>	<p>La principal causa del deterioro térmico es la operación a elevadas temperaturas, estas temperaturas pueden ocurrir por distintas razones en los devanados, las cuales pueden ser:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Durante una operación con sobrecarga • En un pobre diseño del generador pueden suscitarse aspectos como: altas corrientes circulantes en transposiciones inadecuadas, una sección transversal del cobre demasiado grande que da lugar a pérdidas por corrientes de Foucault, y un sistema de enfriamiento inadecuado. • Corrientes de secuencia negativa a partir del desequilibrio de tensión en los conductores de fase. Un desequilibrio de 3.55% puede elevar la temperatura en un 25%. • Devanados sucios que pueden bloquear los conductos de ventilación del núcleo, por lo que se reduce el flujo de aire de refrigeración. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los estatores termoestables tendrán un aislamiento inflado y el aislamiento sonará vacío si se golpea con el martillo, además en los devanados enfriados indirectamente se encontrará abrasión de la superficie, estos factores ocurren después de un severo envejecimiento térmico. • Además, el deterioro térmico está acompañado por la disminución de la capacitancia con el tiempo, un aumento del factor de potencia y las descargas parciales. 	<p>Para resolver el problema primero hay que reconocer la causa raíz. Luego se debe tener en cuenta que el deterioro térmico del aislamiento no es reversible, excepto si se trata de un rebobinado. En consecuencia, se recomienda aplicar las soluciones siguientes según sea el caso.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Limpie el devanado y los intercambiadores de calor bloqueados por aire para mejorar el flujo de aire de refrigeración y extrayendo más eficientemente el calor del núcleo y los devanados. • Asegúrese que las tensiones en cada fase estén dentro del 1% entre. • Mejorar los intercambiadores de calor. • Reducir la carga máxima permitida. • Ajuste el factor de potencia del generador a la unidad para reducir la corriente del estator.

	<ul style="list-style-type: none"> • Aflojamiento de las barras en las ranuras, lo que produce la conducción de calor de los conductores de cobre al núcleo. • Operación de la máquina subexcitada, lo que induce corrientes circulantes y aumentos de temperatura en los extremos del núcleo del estator. 		
<p>2. CICLO TÉRMICO Llamado también ciclo de carga, es más probable que ocurra en máquinas con núcleos largos, es decir hidrogenadores. El ciclo térmico será más rápido con cambios de carga más rápidos, núcleos del estator más largos, temperaturas de funcionamiento altas y cambios de carga más frecuentes, normalmente este proceso tarda 10 años en ocasionar una falla, pero si existen reportes que ha ocurrido en periodos de tiempo más cortos.</p>	<p>Si en cualquiera de los mecanismos de ciclo térmico está ocurriendo, entonces las causas principales de falla pueden ser una combinación de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cambio de carga demasiado rápido para el diseño • Operación a una temperatura demasiado alta del devanado del estator, ya que cuanto mayor sea la temperatura, menor será la resistencia de la unión, y cuanto menor sea la resistencia de la unión de las resinas, mayor será la probabilidad de que las interfases se corten. • Diseño inadecuado del sistema de aislamiento para soportar estrés de corte axial cíclico. 	<p>En los devanados de epoximica, generalmente hay poca evidencia visual del problema, aunque la capa de aislamiento a tierra puede sonar hueca cuando se les toca.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Además, puede aparecer signos como polvos de color claro u otro color, esto se debe a una actividad de descarga parcial en la superficie del devanado superior e inferior. • Las pruebas de factor de potencia y de descarga parcial en línea o fuera de línea son las pruebas más sensibles que se utilizan para encontrar el problema, ya que estarán acompañadas de una intensa actividad de descargas parciales. 	<p>Los efectos del ciclo térmico son irreversibles. Por tanto, el devanado del estator no se puede restaurar a una nueva condición si el proceso ya ha generado un deterioro significativo. Sin embargo, existen varios métodos para disminuir el proceso de deterioro.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reduzca la velocidad de aumento y disminución de potencia. Esto permitirá que las temperaturas del núcleo, el cobre y el aislamiento estén en el mayor equilibrio térmico posible, reduciendo las diferencias en la contracción o expansión. El tiempo necesario para lograr un equilibrio casi térmico puede determinarse midiendo cuanto tiempo tarda la temperatura del estator, medido por los sensores incorporados, para estabilizarse después de un aumento o disminución repentinos de la carga. Por lo general, esto puede variar de 10 a 30 minutos, dependiendo del tamaño y el método de enfriamiento • Disminuya la temperatura máxima de funcionamiento de los devanados reduciendo la carga máxima permitida. A temperaturas más bajas los epoxis, poliésteres y los asfaltos tienen una mayor fuerza de unión para resistir las tensiones de corte. • Opere los generadores cerca del factor de potencia unidad, para reducir la corriente de carga, y las pérdidas por resistencia.
<p>3. SOBRETENSIÓN REPETITIVA Las sobrecargas de tensión en los sistemas de aislamiento del devanado del estator en generadores son ráfagas transitorias de tensión relativamente alta, que aumentan la tensión eléctrica más allá de lo que ocurre en el servicio normal. Cuando transcurren meses de operación en unidades alimentadas por inversores (IFD). El aislamiento de las</p>	<p>Este problema requiere que ocurran las siguientes condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Un tiempo de subida de tensión rápido, generalmente menos de 200 ns. • Decenas de miles de sobretensiones por segundo. Las pruebas muestran que una descarga parcial ocurre muy raramente, una descarga parcial ocurre por varios miles de sobretensiones. Por tanto, 	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente no habrá signos visibles de envejecimiento por sobrecarga del aislamiento. Sin embargo, si el recubrimiento se está deteriorando, generalmente se vuelven blanco y habrá una gran cantidad de ozono. • Existen métodos disponibles para medir eléctricamente la actividad de descarga parcial, ya sea fuera de línea o en línea. 	<ul style="list-style-type: none"> • No existen soluciones posibles debido a que las sobretensiones repetitivas de poco tiempo no causan daño considerable en los aislamientos termoestables; es decir, se considera como un problema normal tolerable de grado inferior al que están sometidos todos los generadores.

<p>máquinas puede experimentar sobretensiones, pero como el aislamiento a menudo contiene fibras de vidrio inorgánico o el papel de mica, este aislamiento es mucho más resistente a las descargas parciales, por lo tanto, es menos probable que falle.</p>	<p>se necesitan muchas sobretensiones para crear suficiente daño acumulativo.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fallas a tierra en el sistema de potencia • Cierre de interruptor automático en condiciones de fuera de fase • Unidades alimentadas por inversores (IFD) • Unas pocas subidas de tensión rápidas, siempre que se resistan, parecen no causar daño. 		
<p>2 CONTAMINACIÓN DESCARGA SUPERFICIAL La descarga superficial permite que las corrientes fluyan sobre las superficies del aislamiento, especialmente en los devanados superior e inferior. Estas corrientes degradan el aislamiento y eventualmente hacen que el aislamiento falle a tierra. Las máquinas totalmente cerradas pueden contaminarse con aceite o humedad, combinándose con materiales extraños durante la fabricación o el mantenimiento, Otra fuente de partículas es el polvo de carbón proveniente de las zapatas de frenado durante el funcionamiento de la máquina.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La contaminación causa degradación del aislamiento al proporcionar un medio para que las corrientes fluyan en la superficie del aislamiento. Esto da como resultado la reducción de las propiedades de aislamiento. • Además, la contaminación puede ingresar en el aislamiento a través de grietas, lo que en ocasiones puede producirse una descarga superficial seguido de un corto circuito. • El proceso que puede llevar al fracaso ocurre normalmente en los devanados superior e inferior del estator, si la contaminación tiene cierta conductividad, digamos de unas pocas decenas de megohmios por cuadrado, entonces las corrientes pueden fluir si existe una diferencial de potencial. 	<ul style="list-style-type: none"> • El síntoma más obvio en una inspección visual es la presencia de contaminación. En la mayoría de las situaciones, esto aparecerá en la superficie como una capa oscura que se puede limpiar. • Sin embargo, si el devanado está limpio, es posible que aparezca la humedad ocasional en el devanado por la condensación durante el funcionamiento de la máquina a baja potencia, la condensación también se forma en las superficies del devanado del estator después de que una máquina se apaga si no está equipada con calentadores de espacio. Por lo tanto, incluso los devanados aparentemente limpios pueden experimentar fallas por contaminación. • Las pruebas de resistencia de aislamiento y el índice de polarización son una forma muy confiable de detectar este problema en cualquier tipo de máquina. Además, las pruebas de capacitancia, factor de potencia y descarga parcial detectarán la presencia de contaminación, siempre que estos valores se hayan obtenido de los devanados no contaminados. 	<ul style="list-style-type: none"> • Este problema generalmente es uno de los más simples de reparar, incluso si el problema está muy avanzado, el estator a menudo se puede restaurar a una condición nueva mediante una limpieza a fondo, junto con el tratamiento de barniz sea resistente a la descarga superficial, se ha encontrado que algunos barnices aceleran el proceso de seguimiento en lugar de retrasarlo. • Cuando la capa de suciedad es relativamente delgada, se pueden verter solventes u otros materiales de limpieza en trapos que no suelten pelusa y se pueden limpiar las bobinas. • Los solventes como el tricloroetileno son muy efectivos, especialmente en la eliminación de aceite; sin embargo, los solventes más efectivos producen vapores que son un peligro para la salud y solo se pueden utilizar de forma segura con aparatos de respiración. • Las siguientes indicaciones son algunas medidas que se pueden tomar en cuenta para eliminar el problema y prevenir la fuente de la contaminación: <ol style="list-style-type: none"> 1. Asegúrese de que los cojinetes y los sistemas de sellado del aceite se mantengan adecuadamente, de modo que no pierdan aceite en el devanado. 2. Asegúrese de que los frenos se apliquen después de que la máquina ya haya disminuido considerablemente su velocidad, o cambie los patrones de flujo de aire para que los residuos del freno no puedan entrar en el devanado.

<p>5. ATAQUE QUÍMICO El ataque químico describe el deterioro del aislamiento que puede ocurrir si el aislamiento está expuesto a un entorno en el que están presentes productos químicos tales como ácidos, pinturas, disolventes, así como aceite y agua. Este problema también puede ocurrir si se usan métodos de limpieza inapropiados. Los sistemas modernos de aislamiento del devanado del estator son más resistentes a la mayoría de los tipos de ataque químico.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El epoxi es relativamente resistente a los solventes, la humedad o el aceite. Sin embargo, si el epoxi se expone al aceite y al agua durante muchos años, finalmente este se degradará, • Otra causa principal del ataque químico es la presencia de aceite, agua, solventes u otros productos químicos reactivos. Si el sistema de lubricación de los rodamientos no se mantiene correctamente, el exceso de aceite goteará y se condensará sobre los devanados. • La limpieza con solventes o compuestos cáusticos también puede degradar los sistemas de aislamiento más antiguos, aunque esto se presenta rara vez en los estatores de máquinas modernas. 	<ul style="list-style-type: none"> • En una inspección visual, el aislamiento puede notarse descolorido por el ataque químico, • El aislamiento puede haberse hinchado y sonar a hueco a los pequeños golpes. • Existen algunas pruebas de diagnóstico que se pueden realizar desde los terminales de la máquina que indicarán que el problema está ocurriendo. Si el problema se encuentra en una etapa avanzada los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento e índice de polarización pueden ser bajos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Para prevenir este tipo de falla en el devanado, se debe asegurar que no se presenten fugas de aceite, y que no se utilicen materiales inadecuados para la limpieza. • Limpie el estator con regularidad si la máquina está funcionando en un entorno donde es probable que se encuentren productos químicos. • Utilizar un material de limpieza tan benigno como sea posible • Repare las fugas de aceite o agua lo antes posible,
<p>6. VIBRACIÓN DE LOS DEVANADOS FINALES La corriente normal de 60 Hz que fluye por las barras del estator crea grandes fuerzas magnéticas; si el devanado superior e inferior no están soportando adecuadamente, las bobinas vibran, rasgando gradualmente el aislamiento. El generador debe tener un adecuado soporte para mantener firmes a las barras dentro de las ranuras. Por tanto, el aislamiento de la barra puede eventualmente presentar grietas de fatiga justo fuera de la ranura, lo que puede conllevar a una falla de fase a tierra. Además, otros factores que pueden ocasionar el roce entre barras son los cambios repentinos de carga o cortocircuitos externos que crean grandes movimientos de las barras del estator.</p>	<p>Las siguientes son las posibles causas para la presencia de vibración.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pobre procedimiento de fabricación. Ocurre cuando el bloqueo no se instala uniformemente alrededor de la circunferencia del extremo o una distancia inconsistente del núcleo del estator. El amarre puede instalarse de manera no uniforme o no estar adecuadamente saturados con poliéster o resina epoxi. Las barras pueden tener diferentes formas o instalarse con diferentes longitudes en el devanado superior e inferior que se extiende desde la ranura. • Una sincronización anterior fuera de fase. Que puede crear suficiente fuerza magnética para romper el amarre y permitir que los bloques se suelten. • Operación a largo plazo a altas temperaturas. Esto da como resultado el envejecimiento térmico 	<ul style="list-style-type: none"> • En una inspección visual del estator, la vibración del aislamiento generalmente se manifiesta como polvo o engrase. Si hay poco aceite en la máquina, se crea un polvo fino de color claro por el movimiento relativo entre una bobina y el bloqueo o amarre. • Si hay aceite presente, el aceite se mezcla con el polvo para crear una pasta espesa y negra que se acumula en los puntos de bloqueo y amarre. • El polvo o engrase pueden ocurrir en cualquier lugar del devanado superior o inferior, donde se encuentran dos superficies. • Los métodos convencionales de evaluación no destructiva se pueden aplicar en una prueba fuera de línea para determinar si el devanado superior e inferior están sueltos. Esto hace más fácil si se toma un resultado de huella digital cuando el estator era nuevo y apretado. • Si el devanado está suelto, cuando se golpea con el martillo y se controla con un 	<ul style="list-style-type: none"> • Para el estator, operar la máquina con una carga reducida prolongará la vida útil, ya que la vibración aumenta con el cuadrado de la corriente de carga. • Dado que las fuerzas en el devanado superior e inferior se ven afectados por el factor de potencia de operación, puede haber algunas cargas de potencia reactiva que minimicen la vibración del devanado superior e inferior. • Algunas de las reparaciones que se pueden hacer incluyen las siguientes acciones: • Reemplazo completo del sistema de soporte de devanado superior e inferior con un sistema superior. • Retirada e instalación de materiales de bloqueo y amarre • Instalación de bloqueos y amarres adicionales.

	<p>del aislamiento y los materiales se reducirán, permitiendo el desarrollo de espacios de “flojedad”.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aceite excesivo en el devanado superior e inferior. El aceite puede reducir la efectividad de algunos materiales de amarre, lo que les permite aflojar. Además, el aceite actúa como un lubricante que se filtra entre los puntos de bloqueo, permitiendo pequeños movimientos relativos que normalmente no se producirían sin un lubricante. 	<p>acelerómetro conectado al devanado, habrá una pequeña atenuación de la respuesta.</p>	
<p>7. INADECUADAS CONEXIONES ELÉCTRICAS En un devanado de estator, hay muchas conexiones eléctricas. Si la resistencia de las conexiones es demasiado alta, el sobrecalentamiento de las juntas degrada térmicamente el aislamiento y eventualmente causan fallas. En los estatores, las conexiones entre conductores de cobre de las bobinas generalmente están soldados. Las conexiones de las barras del generador están atornilladas a las barras de fase aislada (IPB). Si las conexiones tienen demasiada resistencia, las barras se calentarán más de lo necesario,</p>	<p>Las siguientes son las posibles causas para la presencia inadecuadas conexiones.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Por lo general un servicio técnico deficiente es la causa principal del sobrecalentamiento de la conexión. • El sobrecalentamiento puede ser causado por una soldadura deficiente o conexiones con pernos mal ajustados. • En algunos casos, la vibración excesiva puede ocasionar fatiga en las barras o conexiones y con el tiempo producir fallas. • Otra posible causa es el permanente cambio de temperatura de los conductores, dilatándose y contrayendo, este hecho permite aflojar los pernos y tuercas de sujeción de barras y con el tiempo puede ocasionar una falla. • El aumento de la temperatura del cobre aumenta aún más la resistencia y, si las conexiones están calientes durante un largo periodo de tiempo, la oxidación se acelera, lo que aumenta aún más la resistencia. Eventualmente, el cobre puede calentarse tanto que se derrite, lo que significaría una falla. 	<ul style="list-style-type: none"> • En una inspección visual del devanado, las conexiones que presentan un riesgo de falla son evidentes porque el aislamiento se ve descolorido (chamuscado). • Cuando se toca o se acciona mecánicamente el aislamiento puede agrietarse o desprenderse fácilmente • Por otra parte, el uso de la cámara termográfica ayuda a identificar las inadecuadas conexiones de los circuitos eléctricos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Si se sospecha que hay malas conexiones por sobrecalentamiento, la vida útil del estator puede prolongarse reduciendo la carga y garantizando la máxima circulación de aire de refrigeración sobre las áreas afectadas. • Las malas conexiones se deben separar volver a unir, y se debe instalar un nuevo aislamiento durante una parada adecuada. • Será necesario en el caso de reparación retirar cualquier material de la superficie de los conductores para realizar la nueva conexión y luego aislarlos si el caso lo exige.

<p>8. ESPACIO INADECUADO EN LOS DEVANADOS FINALES. En los grandes estatores, se deja espacio entre las bobinas adyacentes en los devanados superior e inferior para garantizar y para evitar la descarga parcial y para que circule suficiente aire de refrigeración sobre ellos, esto ayuda a limitar la temperatura del devanado. Si el espacio es demasiado pequeño, puede ocurrir una descarga parcial, lo que puede dar lugar a fallas a tierra o fase a fase. Cuando se tiene una barra de conductores y otra segunda barra de conductores separados y debidamente aislados, la sección transversal se considera como tres condensadores en serie. Como simplificación, cada una de estas capacitancias se puede calcular a partir de un modelo de placa paralela de un capacitor, en el cual la capacitancia depende del espesor del aislamiento y la constante dieléctrica del material aislante. Usando relaciones divisorias capacitivas normales de la teoría de circuitos, se puede calcular el porcentaje de voltaje a través del espacio de aire, conociendo el espesor y las corrientes dieléctricas, a partir de esto, se calcula la tensión eléctrica, si la tensión supera los 3kV/mm en una máquina enfriada por aire al nivel del mar, el aire se descompone, creando una descarga parcial.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Con suficiente tiempo, la descarga parcial erosionará un agujero a través del aislamiento de tierra. Dado que las descargas generalmente ocurren en el aire, se crea el ozono, lo que acelera aún más el proceso de deterioro del aislamiento porque el ozono crea un ácido que también daña el aislamiento. El tiempo de falla generalmente es de 5 años o más, ya que el aislamiento de tierra basado en mica es resistente al ataque de cargas parciales. • Espacio insuficiente entre bobinas para la altitud (msnm) a la que se espera que funcione la máquina. El supervisor también puede ser responsable si el fabricante no tuvo conocimiento de la ubicación prevista para la máquina. • Uso de un diseño de aislamiento de tierra delgada, sin aumentar el espacio normal entre las bobinas o hacer otras disposiciones en el devanado superior e inferior. • Forma inconsistente de la bobina después de la fabricación. Es decir, una bobina es más larga que sus bobinas adyacentes. • Pobre instalación de las bobinas en la ranura, debido a que, si la primera curva de una barra del devanado final se encuentra más arriba que las demás barras, este espacio será más pequeño por el espacio entre barras- • Pobre control químico sobre el epoxi que permite una constante dieléctrica alta a la temperatura de operación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente este mecanismo es fácil de detectar en una inspección visual del devanado superior e inferior. Se producirá un polvo blanco intenso, resultado del ataque con ozono entre las bobinas conectadas a los terminales de fase o cerca a ellos. • La región más probable para el polvo blanco es donde hay dos bobinas de fase adyacentes en fases diferentes. Sin embargo, el polvo puede ocurrir siempre que dos bobinas adyacentes tengan una diferencia de potencial suficientemente alta. El polvo puede asumir tonos gris o marrón en presencia de polvo, escombros y aceite • Las pruebas de descarga parcial en línea son el medio de diagnóstico más eficaz para encontrar el problema, 	<ul style="list-style-type: none"> • Para evitar este problema, se necesitan pruebas y asegurar la conformidad con la distancia especificada entre las bobinas en el momento de la fabricación del estator. Si el problema se descubre en una etapa temprana de la operación, es posible realizar la siguiente reparación: Si las barras del devanado superior e inferior son flexibles, inserte bloques para aumentar la separación entre las bobinas adyacentes con una gran diferencia de potencial. Este procedimiento requiere un cuidado especial debido al riesgo de daños a los devanados.
---	--	--	---

4.1.7. Mantenimiento de los aislamientos del rotor del generador síncrono PCH Hercca

Raúl Santos Cáceres	PROCEDIMIENTO DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO		CÓDIGO : PGM 05
	4.1.7 MANTENIMIENTO DE LOS AISLAMIENTOS DEL ROTOR DEL GENERADOR SÍNCRONO PCH DE HERCCA		Revisado : OCC Fecha : 01-09-21 Folios : 1 de 2
Versión : 01			
TIPO DE FALLAS	RIESGOS POTENCIALES (CAUSAS)	ACCIONES PREVENTIVAS Y MEDIDAS DE CONTROL (SÍNTOMAS)	DESARROLLO (ACCIONES DE SOLUCIÓN)
<p>1. DETERIORO TÉRMICO: Todos los materiales aislantes y no metálicos se deterioran con el tiempo debido al calor de los devanados. El alargamiento del conductor debido al calentamiento introduce flexión y el deslizamiento entre vueltas, y el aislamiento de tierra. Según la experiencia, el devanado de campo tiende a tener vida más corta que los devanados del estator, entre 25 a 30 años vs 30 a 40 años. Esto es así, a pesar de que los devanados del estator están sujetas a tensiones mucho más altas. La razón es el estrés mecánico y térmico que son mucho más intensos los que soportan los devanados del rotor, que generalmente tienen una capa delgada de aislamiento interno.</p>	<p>Las siguientes son las causas más comunes del envejecimiento térmico en los devanados del rotor:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sobrecarga o altas temperaturas del aire que conducen a temperaturas de operación muy por encima de los valores de diseño. • Refrigeración inadecuada. Por ejemplo, el aire de refrigeración insuficiente debido a procedimientos deficientes de diseño, fabricación o mantenimiento. • El uso de materiales que tienen propiedades térmicas inadecuadas durante la fabricación y, por consiguiente, se deterioran a una velocidad inaceptable cuando se operan dentro de los límites de temperatura de diseño • La sobreexcitación de los devanados del rotor durante largos periodos de tiempo • Corrientes de secuencia negativa en los devanados del estator debido a un desequilibrio del voltaje del sistema, esto conduce a corrientes circulantes en el rotor. 	<p>Un deterioro térmico severo puede dar lugar a cortocircuitos o fallas a tierra. Los síntomas más comunes visuales del envejecimiento térmico en los devanados de rotores de polos salientes son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pérdida de unión entre conductores y fragilidad en el barniz o resina de unión • Encogimiento de materiales aislantes de refuerzo entre espiras. • Sensibilidad y oscurecimiento de los materiales del sistema de aislamiento • Soltura de los devanados en los polos debido a la contracción del aislamiento a tierra. 	<p>Será necesario identificar las causas raíz. Luego se debe tener en cuenta que el deterioro térmico del aislamiento no es reversible. En consecuencia, se recomienda aplicar las soluciones siguientes según sea el caso.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Limpie el devanado y los intercambiadores de calor bloqueados por aire para mejorar el flujo de aire de refrigeración y extrayendo más eficientemente el calor del núcleo y los devanados. • Mejorar los intercambiadores de calor. • Reducir la carga máxima permitida. • Reducir el tiempo de exposición a corrientes de sobreexcitación de los devanados del rotor.

<p>2. CONTAMINACIÓN DESCARGA SUPERFICIAL Y ABSORCIÓN DE HUMEDAD. Los devanados del rotor son generalmente susceptibles a fallas por la contaminación de los materiales conductores porque dependen de las distancias de fuga adecuada entre los conductores de cobre desnudo para evitar cortocircuitos. Cuando contaminantes como la humedad, el polvo de carbón y las mezclas de aceite y polvo cubren las superficies de los devanados de polos salientes, pueden producir caminos conductores entre espiras y tierra. Esto puede llevar a fallas entre espiras y fallas a tierra. Ciertos productos químicos también pueden atacar a los materiales aislantes para degradarlos.</p>	<p>Algunas de las posibles causas son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ingreso de contaminantes como polvos de bobinas, cenizas volantes, polvo de carbón, etc. • Entrada de la humedad y condensación del aceite proveniente de los cojinetes. • Ingreso de sustancias químicas que atacan los materiales aislantes del devanado del polo. 	<p>La contaminación en los devanados del rotor de polos salientes puede causar una baja resistencia de aislamiento o causar una falla en la prueba de caída de tensión.</p> <ul style="list-style-type: none"> • encontrar el problema, ya que estarán acompañadas de una intensa actividad de descargas parciales. • Las pruebas de resistencia de aislamiento y el índice de polarización son una forma muy confiable de detectar este problema. Además, las pruebas de capacitancia, factor de potencia y descarga parcial detectarán la presencia de contaminación, siempre que estos valores se hayan obtenido de los devanados no contaminados. 	<ul style="list-style-type: none"> • Este problema tiene una solución inmediata, incluso si el problema está muy avanzado, el rotor a menudo se puede restaurar a una condición nueva mediante una limpieza a fondo, junto con el tratamiento de barniz sea resistente a la descarga superficial. • Cuando la capa de suciedad es relativamente delgada, se pueden verter solventes u otros materiales de limpieza en telas que no suelten pelusa y se pueden limpiar las bobinas. • Los solventes como el tricloroetileno son muy efectivos, especialmente en la eliminación de aceite; sin embargo, los solventes más efectivos producen vapores que son un peligro para la salud y solo se pueden utilizar de forma segura con aparatos de respiración. • Las siguientes indicaciones son algunas medidas que se pueden tomar en cuenta para eliminar el problema y prevenir la fuente de la contaminación: <ol style="list-style-type: none"> 1. Asegúrese de que los cojinetes y los sistemas de sellado del aceite se mantengan adecuadamente, de modo que no pierdan aceite en el devanado. 2. Asegúrese de que los frenos se apliquen después de que la máquina ya haya disminuido considerablemente su velocidad, o cambie los patrones de flujo de aire para que los residuos del freno no puedan entrar en el devanado.
<p>A. FUERZAS CENTRÍFUGAS Entre las causas más comunes de falla en los devanados del rotor se encuentran las fuerzas centrífugas continuas impuestas por la rotación y las fuerzas centrífugas cíclicas inducidas por el arranque y parada de la unidad. A medida que el rotor acelera desde la parada hasta la velocidad máxima, el devanado experimenta un ajuste de posición debido a las grandes fuerzas centrífugas que actúan sobre él. Las fuerzas centrífugas radiales y tangenciales impuestas en los componentes del</p>	<p>Algunas de las posibles causas son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Junta interpolada entre bobinas debido a un diseño deficiente, o contracción de los materiales por envejecimiento térmico. • Fallas por fatiga de las conexiones entre las bobinas debido al movimiento relativo de las bobinas. • Arranques y paradas frecuentes que causan fallas de fatiga en los ciclos del bobinado. • El exceso de velocidad involuntario del rotor provoca una tensión excesiva de los conductores de bobinado y los materiales aislantes 	<p>Los síntomas del envejecimiento mecánico debido a las fuerzas centrífugas, se puede confirmar mediante un examen visual de los devanados del rotor y sus componentes. Si hay signos de abrasión, fractura, etc, sin indicación de envejecimiento térmico o eléctrico, la causa probable es el envejecimiento mecánico.</p>	<p>Algunas posibles soluciones son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reparaciones de conexión de bobinas – juntas polares. Las conexiones dañadas entre bobinas se pueden reemplazar sin alterar los devanados del polo. Antes de hacer esto, es importante determinar porque ocurrió la falla, ya que puede requerirse un diseño de conexión mejorado para evitar la repetición de tales fallas, por ejemplo: un mejor soporte contra las fuerzas centrífugas. • Evitar los arranques y paradas frecuentes y limitarlas a lo indispensable, para evitar fatigas en los componentes del polo

<p>sistema de aislamiento del devanado del rotor tienden a distorsionar los conductores de la bobina y agrietar el aislamiento de la bobina si no están bien fijados. Si la junta interpolar es inadecuada o se afloja, la vibración de la bobina resultante y el movimiento de las bobinas en los polos causarán la abrasión entre el conductor y el aislamiento de tierra.</p>			
<p>4. SOBRETENSIÓN REPETITIVA La tensión de corriente directa aplicada en condiciones normales al rotor no provoca su envejecimiento prematuro. Además, los niveles de tensión en los devanados del rotor son generalmente tan bajos que no inducen el envejecimiento del aislamiento incluso en materiales debilitados. Por lo tanto, el estrés eléctrico no es una causa importante para el envejecimiento. Sin embargo, las sobretensiones transitorias inducidas por condiciones de falla en el lado del estator o la sincronización defectuosa pueden causar la perforación del aislamiento del devanado del rotor. Además, el devanado se alarga y se contrae debido a cambios de carga reales y reactivos durante la operación. Las sobretensiones transitorias altas pueden ser inducidas en los devanados del rotor por corto circuitos en los devanados del estator de fase a fase, sincronización defectuosa, funcionamiento asíncrono o sistemas de excitación estática. Estos voltajes</p>	<p>Todas las siguientes causas de los transitorios de voltaje en los devanados del rotor provocan fallas en el aislamiento del devanado debilitado, especialmente entre espiras en los polos del devanado.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sincronización defectuosa debido a defectos del sincronizador automático y errores de sincronización manual. • Operación asíncrona debido a la pérdida de excitación mientras el estator está energizado o tal vez una activación inadvertida del estator, sin excitación, mientras la máquina está apagada. • La introducción de excitadores estáticos, hace unos 30 años trajo algunas preocupaciones sobre los posibles efectos de envejecimiento a largo plazo de sus transitorios de voltaje de pulso en el aislamiento del devanado de campo. Estos picos de voltaje de alta frecuencia, generados por la conmutación del tiristor a una tasa de repetición de 6 pulsos por ciclo, pueden alcanzar magnitudes de 3 a 4 kV durante el forzamiento de campo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Las fallas entre espiras en los devanados de campo inducidas por transitorios de tensión y picos de tensión estáticos en el excitador a veces se indican por la alta vibración del rotor debido a un desequilibrio magnético o térmico. • Confirmación de cortos entre espiras del devanado del rotor mediante pruebas o inspecciones visuales con el conocimiento de que les han impuesto voltajes transitorios. 	<ul style="list-style-type: none"> • La reparación total de los polos solo se puede realizar con los polos desmontados, Por lo tanto, la mayoría de las reparaciones descritas aplican solo a polos desmontados. • Reparaciones de bobinas Si el aislamiento entre espiras de la bobina polar se ha degradado y los conductores están en buenas condiciones, las bobinas se pueden desmontar de sus polos y el aislamiento de ellos se incineran en un horno de combustión. Los conductores de cobre se limpian antes de aplicar un nuevo aislamiento entre vueltas. El nuevo aislamiento entre vueltas suele ser de tipo Nomex, este se puede instalar y unir a los conductores con una resina termoestable. La bobina completa se presiona en caliente para consolidar los conductores y aislamiento entre espiras. Si los conductores de la bobina se han distorsionado debido a fuerzas centrifugas excesivas, es mejor reemplazarlos. Las nuevas bobinas se aislarán de acuerdo a normas de procedimiento establecidas. El aislamiento de tierra entre bobinas y el cuerpo deben reemplazarse. las nuevas arandelas polares deben estar hechas de una sola pieza de material de lámina de fibra de vidrio adherido con resina epoxi. Es importante que, una vez que se instales las nuevas bobinas, estén apretadas en los polos. • Contaminación del devanado y daños por partículas abrasivas Si los conductores y el aislamiento de la bobina están en buen estado, los devanados contaminados pueden restaurarse sin mayores gastos, es decir, con una limpieza se puede solucionar el problema. Si la contaminación es la humedad, el devanado debe secarse pasando corriente a través de él. Las pruebas de resistencia de aislamiento y de índice de polarización, se pueden realizar para confirmar el secado adecuado. Una vez que los devanados están secos, se pueden recubrir con un barniz de secado al aire para sellar sus

<p>transitorios, junto con un aislamiento débil o un aislamiento que ha sido degradado por el envejecimiento térmico o mecánico, pueden causar fallas entre espiras. Estas sobretensiones son más severas en bobinados de polos salientes debido a su configuración de diseño.</p>			<p>superficies de humedad.</p> <ul style="list-style-type: none"> • La extensión del daño de aislamiento por partículas abrasivas puede variar significativamente. Por lo tanto, las reparaciones requeridas pueden ser mayores o menores en la naturaleza. Si solo se ha infringido un daño menor en el aislamiento, se pueden realizar reparaciones aplicando un tratamiento de superficie de barniz o resina aislante. Por otro lado, la abrasión que ha eliminado completamente el conductor o el aislamiento de tierra requerirá rebobinado o reemplazo del aislamiento del bobinado.
--	--	--	---

4.1.8. Mantenimiento del transformador PCH de Hercca

Raúl Santos Cáceres	PROCEDIMIENTO DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO			CÓDIGO : PGM 06 Revisado : OCC Fecha : 01-09-21 Folios : 1 de 2 Versión : 01
	4.1.8 MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR PCH DE HERCCA			
TIPO DE FALLAS	RIESGOS POTENCIALES (CAUSAS)	ACCIONES PREVENTIVAS Y MEDIDAS DE CONTROL (SÍNTOMAS)	DESARROLLO (ACCIONES DE SOLUCIÓN)	
<p>1. FUGAS DE ACEITE. Este problema se presenta usualmente en los transformadores, son filtraciones del líquido refrigerante del transformador que en muchos casos son imperceptibles a simple vista, pero con la presencia del polvo del medio ambiente se hacen evidentes. Este inconveniente viene acompañado siempre con el incremento de temperatura del transformador. Los lugares normales de esta filtración son la junta entre la tapa y la cuba principal del transformador, también puede presentarse en la base de los aisladores o por la válvula de drenaje, también es usual en</p>	<p>Algunas de las causas son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los incrementos de sobrecarga prolongada ocasionan mayores pérdidas en los devanados tanto del primario como del secundario, que a su vez determina el incremento de la temperatura en el medio refrigerante: el aceite. • Esta temperatura ocasiona adicionalmente un incremento del volumen del aceite refrigerante y crea presiones no usuales al interior de la cuba principal y auxiliar, provocando filtraciones de aceite por las zonas críticas del empaque. • Otra causa es el deterioro o resacamiento de los empaques de seguridad entre el tanque principal y la tapa, debido a la fuerte irradiación solar. • También existen causas mecánicas de ajuste de pernos y tuercas entre las distintas componentes mecánicas del transformador que contienen el aceite. 	<ul style="list-style-type: none"> • Disminución de la cantidad de aceite en condiciones normales de operación • Reducción de la capacidad de refrigeración en el transformador. • Mayor nivel de oxidación del aceite refrigerante. • Operación inadecuada de los sistemas de protección del transformador (relé Buchholz). Este relé tiene una compuerta de pruebas que permite que el gas acumulado sea retirado para realizar ensayos, habitualmente por cromatografía de gases. Las proporciones relativas de gases permite diagnosticar el tipo de falla que produjo la descomposición del aceite. • Presencia de barro externos en las zonas de fuga de aceite que forman capas aislantes en la superficie externa de la cuba principal. 	<ul style="list-style-type: none"> • Inducción del procedimiento a desarrollar y exposición de los procedimientos de mantenimiento aplicado al transformador en casos de fugas de aceite refrigerante. • Revisar los niveles de carga desarrollados por el transformador y formular alternativas en caso de sobrecarga. • Verificar el nivel de aceite y si este se encuentra en los niveles deseables o recomendados • Si la causa verificada son los empaques de los transformadores, proceder con el cambio de estos identificando las zonas de fuga y revisando las condiciones mecánicas de la cuba y la tapa. • Al reemplazar los empaques verificar con el torquímetro los niveles de ajuste de pernos y tuercas de soporte de la tapa la cuba. • Ordenar la limpieza y si es posible el repintado de la cuba principal del transformador. • Recomendar el análisis físico químico del aceite para su llenado o su filtraje correspondiente • Si la causa no constituye la sobrecarga, recomendar la evaluación térmica del transformador mediante el equipo de termografía y recomendar la evaluación del circuito eléctrico y los aislamientos. 	

<p>las juntas de soldaduras de la cuba principal y auxiliar.</p>			
<p>2. ANÁLISIS DEL ACEITE REFRIGERANTE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los principales indicadores de la existencia de problemas en el transformador es la presencia de desechos y de gases que se generan en el aceite como resultado de los fenómenos térmicos y eléctricos a que están continuamente sometidos; que degradan el aislamiento y ocasionan fallas incipientes que, si no se detectan a tiempo, pueden devenir en defectos mayores y costosos. Por consiguiente, será necesario procesar el análisis físico y químico del aceite del transformador. • El estrés eléctrico o térmico, o la contaminación química, puede provocar fallos y reducir la vida útil de los componentes del transformador especialmente de los aislantes 	<p>Las causas más de la contaminación del aceite son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La presencia del <i>acetileno</i> en los gases disueltos en el aceite siempre se debe a una falla eléctrica. Si el acetileno está acompañado solamente de CH₄ y de H₂, se trata de arco eléctrico de duración limitada en el aceite. • Si estos elementos son acompañados de CO y CO₂, este arco eléctrico implica o compromete el aislamiento sólido. Si esos mismos elementos (C₂H₂; CH₄ y H₂) sin CO ni CO₂ son acompañados de C₂H₆, C₃H₈, C₂H₄ y C₃H₆, significa que existen descargas parciales fuertes o arcos eléctricos en el aceite. • Si, además se observa CO, significa que las descargas se producen en un aislamiento sólido. • La presencia de Dióxido de Carbono solo acompañado de un poco de CO o de CH₄, es característico de un envejecimiento térmico normal del papel. Cuando predomina el H₂ y los hidrocarburos saturados, tales como C₂H₆, C₃H₈ y C₃H₆, con una relación CO/CO₂ superior a 0,1, se trata de la existencia de pequeñas descargas parciales en el aislamiento • La presencia de Hidrógeno de H₂ solo acompañado eventualmente de una cantidad de CH₄ se debe a descargas parciales, ya sea en el aislamiento, en la superficie libre de aceite, o bien, es la primera manifestación de una falla eléctrica más grave. • En el caso de fallas en el relé buchholz o de gas, puede ser que el gas extraído de este contenga O₂ y N₂. Si la proporción O₂, N₂ es similar 	<p>El medidor portátil de gases disueltos Transport X muestra las concentraciones calculadas y brinda la posibilidad de ver los límites preestablecidos según el criterio utilizado por el fabricante; además, da acceso a las técnicas adicionales para el diagnóstico, se pueden considerar como medida de control la ppm (partes por millón) es una unidad de medida con la que se mide la concentración y determina un rango de tolerancia. Se refiere a la cantidad de unidades de una determinada sustancia que hay por cada millón de unidades, en tal sentido se considera los siguientes límites:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Presencia de hidrógeno H₂, precaución 100, peligro 700 • Presencia de dióxido de carbono CO₂, precaución 2500, peligro 4000 • Monóxido de carbono CO, precaución 350, peligro 570 • Etileno C₂H₄, precaución 50, peligro 100. • Etano C₂H₆, precaución 65, peligro 100. • Metano CH₄, precaución 120, peligro 400. • Acetileno C₂H₂, precaución 2, peligro 5. • Total, de gases combustible precaución 700, peligro 1900. • Mediante el uso de normas se puede procesar las siguientes acciones y prevenir las fallas. • Análisis de humedad - IEC 60814 • Ruptura dieléctrica - IEC 60156 	<ul style="list-style-type: none"> • Luego de realizadas las mediciones de las concentraciones de gases disueltos en un transformador utilizando el medidor portátil Transport X, aprovechando todas sus prestaciones y considerando los criterios y métodos para realizar los diagnósticos, se utiliza el software asociado, este programa realiza un análisis completo, a partir de las concentraciones de gases encontradas y da seguimiento a los incrementos de gases disueltos en las diferentes pruebas realizadas en determinados períodos de tiempo. Entonces, con las consideraciones determinadas, brinda el diagnóstico y ofrece recomendaciones de resultados. • Luego de la obtención de los datos de los gases disueltos, los análisis posteriores requieren la presencia de expertos en el tema para determinar con exactitud la condición del transformador. Por otra parte, la interpretación de los datos obtenidos depende en gran medida de las habilidades de interpretación de los especialistas. De tal manera, se mantiene vigente la aspiración de encontrar un método más confiable para diagnosticar las fallas en transformadores, en el que no haya diagnósticos incorrectos, en el que se pueda discernir la existencia de múltiples fallas y en el que se eliminen los casos en que sea imposible hacer un diagnóstico. • El análisis de gases disueltos es la técnica de mayor éxito en el diagnóstico de fallas incipientes en transformadores. La presencia y concentración de gases generados depende del tipo, localización y temperatura de la falla, solubilidad y grado de saturación de los diferentes gases en el aceite, de los diferentes materiales involucrados en el proceso de degradación y de los procedimientos de muestreo y medición. Los procedimientos de análisis tienen una lógica difícil, por lo que se recomienda un segundo análisis para confirmar el diagnóstico. Su principal desventaja es la necesidad de que la falla esté activa durante algún tiempo. Esta técnica continúa manteniendo su actualidad y brinda la posibilidad de detectar a tiempo y eliminar fallas incipientes, generalmente de lento desarrollo, evitando que devengan en fallas mayores y más costosas. • Los métodos tradicionales de análisis de gases disueltos han estado caracterizados por las limitaciones en la exactitud de la aplicación del diagnóstico. Los sistemas de Diagnóstico de Fallas en Transformadores utilizando <i>Inteligencia Artificial</i> son procedimientos que se amplían gradualmente. En la década del 2001-2010, hubo una extensa investigación sobre el empleo de la inteligencia artificial para apoyar los Análisis de

	<p>a la del aire, se puede tratar de una entrada de aire. Si la proporción de O2 es mucho menor que la del aire, esto puede deberse a un punto caliente de temperatura superior a 100°C.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Acidez - IEC 60296 • Tensión superficial interfacial (IFT) - ISO 6295 • Factor de disipación y resistividad (DDF) - IEC 60247 • Análisis de gases disueltos (DGA) - IEC 60567 e IEC 60599 • Pruebas de PCB (bifenilos policlorados) - ASTM D4059 • Análisis de furanos - IEC 61198 • Análisis de DBPC, ASTM D4768 • Densidad – ASTM D4052 • Viscosidad – ASTM D445 • Prueba de azufre corrosivo - ASTM D1275B • Oxidación – IEC 61125 • Sedimentos y lodos – AS 1883 • Punto de inflamabilidad – ASTM D3828 • Punto de fluidez – ASTM D97 • Conteo de partículas – NAS 1638 e ISO 4406 • Análisis de desgaste metálico – ASTM D5185 • Grado de polimerización – ASTM D4243 	<p>Gases Disueltos (AGD). Estas investigaciones incluyen el acercamiento al Sistema de Expertos, el acercamiento al <i>Sistema Difuso</i> y el <i>acercamiento a las Redes Neuronales Artificiales</i>.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Determinar las propiedades eléctricas básicas del aceite para transformadores, mediante catálogos y pág. Web de los fabricantes • Determinar si un aceite es apropiado para su posterior uso • Detectar si se necesita filtración o regeneración y general el procedimiento correspondiente. • Prolongar la vida útil de los componentes y reducir costes de aceite • Mediante el análisis de tiempo de vida del aceite y los componentes del transformador se debe maximizar la seguridad y prevenir fallos inoportunos • Obtener datos históricos cruciales para entender los cambios o las mejoras en gases clave, y la tasa de producción de gas con los softwares pertinentes.
<p>B. FALLAS GENERALES EN EL TRANSFORMADOR</p> <p>• FALLA EN EL DEVANADO</p> <p>Un devanado es una parte muy importante del transformador. En los de distribución existen dos de estos: uno en el lado primario y otro en el secundario. El alto voltaje y la baja corriente eléctrica corren en el devanado primario, y es a través del voltaje de inducción electromagnética que baja al secundario. Los devanados pueden soportar estrés dieléctrico, térmico y mecánico durante este proceso,</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La falla dieléctrica por sobrecargas ocurre cuando surge un debilitamiento en el aislamiento, la cual es causada por una tensión eléctrica y voltaje por encima de los niveles nominales. Esto desencadena en un corto circuito. Las razones de los altos niveles pueden ser: <ul style="list-style-type: none"> • Caída de un rayo sin contar con descargadores. • Fallas de voltaje. • Falla térmica Los devanados usualmente están hechos de cobre. Debido a la resistencia ocurren pérdidas térmicas, las cuales lo afectan si no ha habido un mantenimiento apropiado. Con el tiempo, estos se van deteriorando y la fuerza física se pierde. • Falla mecánica Las fallas mecánicas son distorsiones, aflojamientos o desplazamientos de los 	<ul style="list-style-type: none"> • En una falla run-through, el cambiador de tomas se tarda después de que un relé cambia la proporción de las vueltas. Esto se debe a que el relé tiene residuos. Otra causa es el desgaste del resorte. Falta de mantenimiento que deriva en una desincronización de la conexión de eje entre el cambiador y el motor. Condensadores viejos y desgastados en el motor, lo que hace que el cambiador falle al momento de controlar la dirección de movimiento. Un uso regular que desgasta el resorte y lo hace más frágil hasta el punto de romperse. Por ello, el cambiador no puede cambiar la proporción de las vueltas del devanado. 	<ul style="list-style-type: none"> • En caso de sobrecargas en transformadores, se recomienda utilizar fusibles individuales en media tensión y baja tensión, esto limitará la sobrecarga que pueda presentar un transformador. Los fusibles contra sobrecarga nos permitirán trabajar de una forma más segura explotando al máximo la capacidad de sobrecarga a corto plazo del transformador. Para dimensionamiento de los fusibles de protección contra sobrecarga debemos tomar en cuenta la potencia nominal del transformador de distribución y la capacidad de sobrecarga que pueda soportar. Estos fusibles están diseñados para contrarrestar corrientes en cortocircuito, entre ellos se pueden considerar: Los fusibles tipo GTR en bajos voltajes, la zona de protección comienza desde valores tan bajos como las sobrecargas del 20% In, hasta la máxima corriente de corto circuito. Para características tiempo corriente fusible dual sigue las curvas de carga segura. Otra alternativa es colocar en el lado de baja tensión disyuntores térmicos. Para seleccionar la potencia nominal de un transformador de distribución debemos considerar un factor de carga de 80%.

<p>pero a veces es tanto que resulta en una falla y una posterior ruptura.</p>	<p>devanados. Esto es resultado de la disminución del desempeño del transformador, reparaciones inadecuadas, corrosión, mal mantenimiento, defectos de fábrica y movimientos y vibraciones dentro de este.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Falla en el cambiador de tomas La función de un cambiador de tomas en el transformador es regular el nivel de voltaje. Esto se hace al añadir o remover vueltas del devanado secundario. Es la parte más compleja y una de las más importantes. Incluso una pequeña falla puede afectar la energía • Falla del núcleo Un transformador tiene un núcleo laminado de acero en medio rodeado por los devanados. Su función es concentrar el flujo magnético. Si falla, los devanados se ven afectados. El laminado está ahí para impedir esto, pero un mal mantenimiento, el no reemplazar el aceite o la corrosión pueden ser causa del problema. Una mínima descompostura en las láminas resulta en un incremento en la energía térmica. • Falla en el tanque La función del tanque es contener el aceite, el cual es usado para el aislamiento y refrigeración. También puede ser empleado como soporte de otros equipos del transformador. Una falla en el tanque ocurre cuando existe algún tipo de estrés ambiental, humedad alta o radiación solar. Todo lo anterior puede generar grietas o filtraciones en las paredes del tanque, por lo que pronto comenzará a escasear el aceite. • Falla en el sistema de protección La función principal del sistema de protección es resguardar al transformador de cualquier falla al detectarla y resolverla lo más rápido posible. Si no es posible, entonces la aísla para evitar un daño mayor. Sus componentes son el relé de Buchholz, la válvula de alivio de presión, protección contra sobrecargas y el relé de presión súbita. • Falla en el sistema de refrigeración El sistema de refrigeración reduce el calor en el transformador debido a las 	<p>Descompostura del motor en el cambiador debido a un voltaje excesivo.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los devanados son dañados debido a que el sobrecalentamiento alcanza la superficie del núcleo. • Daño en el aceite del transformador, lo que genera un gas que puede afectar otros componentes • Reducción de aislamiento en el transformador y daños en los devanados. • Sobrecalentamiento y daños en otras partes del transformador. • El relé Buchholz es un dispositivo de protección sensible a las fallas dieléctricas en el transformador. Un sobrecalentamiento tiene lugar cuando se acumulan gases, lo que afecta sus funciones. Un bajo nivel de aceite provoca que el relé entre en acción, aunque no exista un desperfecto. Esto significa un desperdicio de energía. • La válvula de alivio de presión impide que el transformador explote debido a la acumulación de presión del gas, la cual se produce por el sobrecalentamiento del aceite. Si el resorte falla, la válvula no podrá liberar la presión correctamente, por lo que podría ser peligroso. De igual manera tendríamos un problema si la presión se acumula rápidamente, ya que el proceso de liberación es lento. • La protección contra sobrecargas permite que una magnitud específica de voltaje vaya al transformador, lo que evita una subida excesiva. Una falla significa la entrada de una gran carga de voltaje a los devanados y un posterior daño. Humedad, calor, y corrosión son las principales razones de una descompostura. • El relé de presión súbita protege al transformador de explotar debido a un posible incremento 	<p>Los factores que influyen en la magnitud de la sobrecarga son son: Límites de temperatura del devanado. Valores precarga Condiciones ambientales Duración de la sobrecarga Se establece en la norma IEC-60354 que los transformadores de distribución pueden trabajar con sobrecarga, pero bajo el condicionante de que la temperatura no exceda los 140°C, ya que si llega a superar este valor de temperatura del aceite refrigerante perderá todas sus características dieléctricas, comprometiendo la vida útil del transformador y dejando sin protección al bobinado. Los transformadores de distribución pueden trabajar a un 100% de su capacidad nominal, sin comprometer a ningún tipo de sobrecarga al transformador.</p> <ul style="list-style-type: none"> • En caso de descargas atmosféricas, la opción óptima para proteger los transformadores es la utilización de pararrayos y para conseguir mayor efectividad en la protección se debe considerar lo siguiente: Todos los transformadores deben de considerar un pararrayos Seleccionar el pararrayos de acuerdo con el nivel del voltaje especificado en normas La ubicación del pararrayos debe ser lo más próximo posible al transformador Realizar una interconexión entre el neutro y el tanque del transformador con bajantes a tierra de los pararrayos Realizar inspecciones periódicas para detectar pararrayos en mal estado y malas conexiones de los pararrayos El valor de la resistencia del electrodo de tierra debe tener como valor máximo 20 Ω durante los periodos de estiaje, mientras que para periodos de lluvia el valor será de 10 Ω. Además, se han diseñado equipos que ayudan en la protección del transformador como el SmartChoque el cual basa su protección en impedancias en serie; se denomina bobina de choque. Básicamente es un filtro conectado en serie que se instala antes del equipo protegido. Su funcionamiento se basa en proporcionar una característica impedancia frecuencia adecuada. Lo que hace que el dispositivo sea prácticamente transparente para 50 y 60 Hz. Sin embargo, elimina las componentes de muy alta frecuencia. La bobina de choque en serie constituye un filtro pasa bajos cuando se combina con autcapacitancia de un transformador donde a frecuencias elevadas, la característica del devanado del transformador se puede representar por su capacitancia ante las sobretensiones. Esta capacitancia varía según el tipo y el tamaño del dispositivo; en los transformadores rellenos de aceite puede estar entre uno y unos pocos nanofaradios por fase. • Presencia de humedad. Los bobinados y el núcleo pueden tener cierto grado de humedad y presencia de gases, que causan daños al transformador. Para corregir esta anomalía se realiza el proceso de eliminación de gases; con esto se logra que el transformador se encuentre dentro de los límites
--	---	---	---

	<p>pérdidas de cobre y hierro. El sistema contiene ventiladores, bombas de aceite e intercambiadores de calor enfriados hidráulicamente. Una falla causa un incremento de calor y acumulación de presión del gas, lo cual podría desencadenar una explosión</p>	<p>exponencial de la presión del gas. La humedad puede afectar su circuito interno.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Filtraciones en las bombas de aceite y agua. Esto da como resultado una reducción de los fluidos y un bajo intercambio de calor. Las filtraciones pueden ocurrir debido al estrés ambiental, corrosión, humedad y radiación solar. • Descompostura de los ventiladores. Estos pueden fallar si no hay un buen mantenimiento o si existe un desgaste en los motores. • Un termostato defectuoso también representa un problema debido a las malas lecturas que proporcionan. 	<p>establecidos por la norma y su correcta operación.</p> <p>Los elementos utilizados en el aislamiento del transformador de distribución generalmente lo constituyen el papel, cartón y madera. Son elementos sólidos altamente higroscópicos, llegando hasta un 8 o 10% de su peso en humedad, provocando malas condiciones de operación.</p> <p>El papel utilizado como aislante tiene gran afinidad por el agua que por el aceite, por consiguiente el papel absorberá mayor cantidad de agua que de aceite, el papel impregnado de aceite tiene menor rango de absorción de humedad.</p> <p>Cuando existe humedad dentro del aislante afecta al factor de potencia, la rigidez dieléctrica, el envejecimiento y rigidez mecánica.</p> <p>Para eliminar la humedad presente en los aislamientos del transformador, se somete al tanque al vacío a temperatura ambiente en periodos largos de tiempo, debido a la expansión y extracción de su humedad a los límites establecidos.</p> <p>Se logra vacíos muy altos mediante la utilización de bombas de pistón rotatorio estas pueden ser de uno o dos pasos, selladas con aceite y son capaces de alcanzar vacíos de 10 micrones (0.1 mm Hg). Se puede complementar estas bombas reforzados Booster colocados en serie llegando hasta vacíos de 0,001 mm Hg.</p> <p>Cuando no es posible someter un transformador al vacío, generalmente en transformadores de mediana potencia y voltaje, se utiliza la aplicación directa de calor, según este método se emplea aire a altas temperaturas.</p>
--	---	---	---

CAPÍTULO V

PROPUESTA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA GARANTIZAR LA CONFIABILIDAD OPERATIVA

5.1. Generalidades

La evolución del mantenimiento implica un conjunto de etapas que se sistematiza en función a las técnicas desarrolladas por periodos de tiempo, esta estructuración no es la única, muchos especialistas elaboraron diferentes propuestas respecto a la génesis del mantenimiento; Javier Gonzales nos explica un punto de vista de la evolución del mantenimiento.



Figura 5.1: Evolución del mantenimiento

Fuente: Javier Gonzales Fernández, <https://slideplayer.es/slide/12559064/>

En general se considera cuatro generaciones del Mantenimiento.

La primera generación del Mantenimiento: entre los años 1930 a inicios de la segunda guerra mundial, en esta época las industrias y todas las organizaciones que operaban maquinarias o instalaciones consideraban principalmente los siguientes aspectos:

- Los equipos normalmente eran sobredimensionados, hecho que permitía una buena fiabilidad, se considera que la fabricación debería tener bastantes años de vida útil.
- Como consecuencia existía poco interés en anticipar la ocurrencia de fallas y lógicamente en el mantenimiento.
- Los equipos eran intervenidos sólo cuando fallaban, luego se aplicaba el mantenimiento correctivo.

La segunda generación del Mantenimiento: entre los años de 1960 y la segunda guerra mundial, se tomaron en cuenta los aspectos siguientes:

- El aumento en la demanda de bienes.
- Menor disponibilidad de mano de obra.
- Necesidad de reducir fallas en equipos.
- Se incluyen prácticas de inspección periódica
- Se implementan los sistemas de control y mecanización

La tercera generación del mantenimiento: Se presenta entre los años 70 y 90, y se caracteriza por las siguientes condiciones:

- Inusitados avances tecnológicos, se incorporan los ordenadores.
- Se incrementan los sistemas de automatización
- Adquieren mayor importancia los tiempos de parada por pérdidas de producción
- La exigencia de calidad en los productos y servicios es mayor
- Se incorporan los monitoreos a condición
- Los diseños consideran los conceptos de confiabilidad y mantenibilidad

La cuarta generación del mantenimiento: Se presenta desde los finales de los años 90 hasta la actualidad, con las características siguientes:

- Se presentan grandes cambios en las técnicas de mantenimiento y la aparición de nuevas tendencias, métodos y filosofías, dirigidas especialmente a evitar las fallas.

- Se analizan temas trascendentales como el riesgo, el medio ambiente, la maximización de la vida útil de los componentes e incremento de la confiabilidad.

Entre esas nuevas tecnologías y métodos del mantenimiento se encuentran:

- El CBM: Mantenimiento Basado en Condición.
- El TPM: Mantenimiento Productivo Total.
- RCM: Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad
- PMO: Optimización del Mantenimiento Planeado

La figura 5.2 muestra las características generales de estos mantenimientos.



Figura 5.2: Evolución del mantenimiento

Fuente: Javier Gonzales Fernández, <https://slideplayer.es/slide/12559064/>

5.2. Propuesta de Mantenimiento preventivo para la PCH de Hercca

5.2.1. La Gestión de Calidad como paso inicial

La Gestión de la Calidad es considerada como un conjunto de procesos debidamente sistematizados que permiten a las organizaciones planificar, organizar, ejecutar y controlar las distintas actividades con la finalidad de garantizar las características de un producto o servicio que cumpla con las expectativas del cliente. De otro lado, la Gestión de la Calidad de ISO 9001 declara que es un conjunto de principios que tiene la finalidad de asegurar un enfoque lógico a la gestión de la organización que satisfaga a los clientes y partes interesadas, también proporciona las bases para desarrollar procesos y personal efectivo que tenga como resultado producto y servicios efectivos prolongados en el tiempo.

En ese contexto es necesario utilizar una herramienta importante de la Gestión de la Calidad que es la Mejora Continua y operativamente esta expresada por el “Ciclo de Deming” que contiene cuatro procesos secuenciales y continuos como son: Planificar. Hacer, Verificar y Actuar, continuando esta secuencia en forma permanente y lograr la mejora continua. La figura 5.3 muestra el Ciclo de Deming y los diferentes procesos.

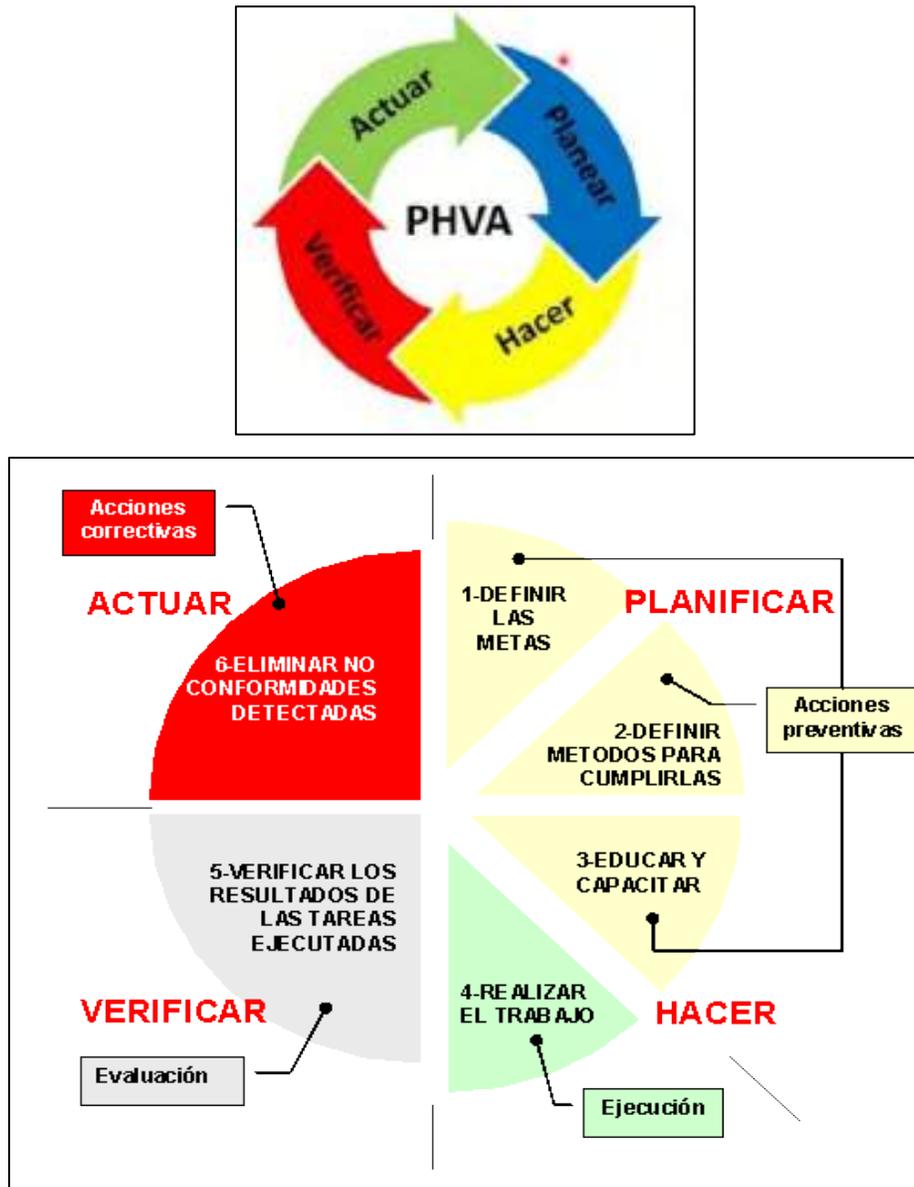


Figura 5.3: El ciclo de mejora continua de Deming

Fuente: <http://www.blog-top.com/el-ciclo-phva-planear-hacer-verificar-actuar/>

El Ciclo PHVA o de Ciclo de Deming, que se utilizó como herramienta importante en la propuesta de Gestión del Mantenimiento, tiene definido las siguientes cuatro etapas:

- **Planificar:** En esta etapa se plantean los objetivos y se identifican los procesos necesarios para lograr dichos objetivos organizacionales concordantes con las políticas declaradas. También se determinan los indicadores de medición o métricas que son utilizadas para controlar y realizar el seguimiento del proceso.
- **Hacer:** Es la etapa en la que se implementa el plan, programa, proyecto, la actividad y las tareas propuestas. En algunos casos se desarrolla un plan piloto a manera de prueba o testeo.
- **Verificar:** En esta etapa se establece un periodo de prueba para medir y valorar la efectividad de los procesos y los cambios.
- **Actuar:** Ejecutadas las mediciones Realizadas y si estas no se ajustan a las expectativas y objetivos predefinidos, realizan correcciones y modificaciones pertinentes con el fin de mejorar continuamente los procesos.

5.2.2. El esquema de la Propuesta del Mantenimiento de la PCH de Hercca

El esquema propuesto tiene seis dimensiones que interactúan secuencialmente y conforman un círculo virtuoso de mejora continua, donde cada etapa tiene sus propios procesos inherentes al desarrollo del mantenimiento en la PCH de Hercca.

Una de las etapas de mayor importancia es la “Planificación” en vista de que contiene una cantidad de sub-procesos que requieren mayor dedicación y la participación de los responsables de los niveles de gestión, profesionales y técnicos.



Figura 5.4: Esquema de propuesta de mantenimiento

Fuente: Propia

5.2.3. Definición de las dimensiones y conceptos del esquema propuesto en el Mantenimiento de la PCH de Hercca

Cada dimensión del esquema propuesto contiene un conjunto de procesos que requieren en algunos casos ser definidos en el contexto del mantenimiento de la PCH de Hercca, de tal forma que su aplicación no tenga dificultades de interpretación por parte de los interesados.

5.2.4. Dimensión I: diagnóstico situacional de los activos fijos

Será necesario conocer el estado actual en la que se encuentran los activos fijos de la PCH de Hercca, indagar sobre la información que se conoce del equipamiento, describir la situación operativa y física.

El diagnóstico también significa realizar la identificación, descripción, análisis y evaluación de los equipos lograr estructurar las condiciones y tener la más amplia información del fabricante o mantenimientos realizados, estadísticas, costos y otros aspectos que sean pertinentes para elaborar una base datos consistente.

a) Identificación de activos.

Cuando en esta etapa se refiere a los activos fijos, se refieren específicamente a la infraestructura, maquinaria, al equipamiento mecánico, eléctrico, electrónico y las instalaciones eléctricas en general. Es decir, se tiene que identificar cada una de las componentes de la PCH de Hercca, que en resumen está conformado por:

- Las obras de toma
- El canal
- El desarenador
- La cámara de carga
- La tubería de presión
- La turbina
- El generador
- El sistema de control y regulación
- Los equipos auxiliares.

Es necesario precisar que cada componente señalada tiene a su vez otras partes constitutivas, que son que son inherentes a la estructura por tanto requieren ser identificadas considerando que su estado será determinante en la operación del equipamiento, maquinaria o instalación eléctrica.

b) Función y clasificación.

Cada componente cumple una función determinada en el sistema, su operación no puede ser aislada del sistema de producción de energía eléctrica, por ejemplo, en un generador las escobillas, los anillos rozantes, la excitatriz, el rotor de polos salientes, los devanados de la armadura, y otros elementos constitutivos cumplen una función interactuante e interrelacionada que se complementan para desarrollar la función principal de generación eléctrica.

Será por consiguiente necesario describir la función de cada componente, para este efecto se puede recurrir a la información de los fabricantes, los catálogos, manuales, bibliografía, artículos técnicos y también a la experiencia de los profesionales y técnicos de planta. También es pertinente precisar la clasificación correspondiente si el caso lo amerita, este hecho sirve para ordenar el inventario de los activos.

c) Estado actual y base de datos

Luego de identificada, definida las funciones de los activos, un siguiente paso es conocer el estado actual en el que se encuentra el activo, esta opinión puede ser de carácter cualitativo o de carácter cuantitativo, conocer el tiempo de vida útil es un dato sustancial, a pesar de la dificultad que presenta lograr esta información, en ese caso será necesario nuevamente recurrir a los catálogos o manuales de los fabricantes o a las estadísticas históricas de la empresa.

Elaborar una base de datos de todos los activos de la PCH o caso contrario actualizarlos permanentemente es un requisito primordial para el mantenimiento, debido a que facilita su agrupación, almacenamiento en un único lugar, además facilita que los datos se compartan entre las diferentes unidades o miembros de la empresa, esta base de datos evita la duplicidad de información o redundancia innecesaria, de tal forma que la información se utilice en forma fácil y ordenada. Entre algunos softwares de base de datos utilizadas generalmente son el Microsoft Access, DB2, SQL, CouchBase Server, estos últimos de opciones gratuitas.

5.2.5. Dimensión II: Evaluación de criticidad de la PCH de Hercca

El proceso de análisis de la criticidad es un instrumento que permite en primer lugar identificar, luego jerarquizar por el nivel de importancia los componentes de la infraestructura, maquinaria, equipamiento e instalaciones de la PCH de Hercca. La aplicación del concepto de criticidad ayuda a reconocer eventos potencialmente indeseados en el contexto de la confiabilidad operacional. Es pertinente conocer la capacidad de los procesos, sistemas y equipos de una central de acuerdo con los diseños y tiempo de vida útil, para conocer su jerarquía donde se pueda subdividir los elementos en secciones que puedan ser controladas y funcionalmente verificadas.

a) Determinación de frecuencia de fallas

Para el análisis de la “criticidad” se utiliza el método de los factores ponderados¹⁵ y basados en la teoría del “riesgo” (Wooddhouse, 1994), y adoptado por PDVSA-INTEVEP, es un método semicuantitativo y práctico, que relaciona la frecuencia con las fallas.

La frecuencia está asociada al número de eventos o fallas que se presenta en cada una de las componentes del sistema de generación, las mismas que tienen que estar registradas en la base de datos implementada para tal caso. El sistema o proceso evaluado y la consecuencia está referida con: el impacto y flexibilidad operacional, los costos de reparación y los impactos en seguridad y ambiente.

b) Determinación de consecuencia

La consecuencia está vinculada con el Impacto operacional, Flexibilidad operacional, Costos de mantenimiento, Impacto seguridad y Medio ambiente. En consecuencia, la fórmula de criticidad esta expresado por:

$$\mathbf{CRITICIDAD = FRECUENCIA DE FALLAS * CONSECUENCIA}$$

$$\mathbf{CONSECUENCIA = (IO*FO) + CM + ISMA}$$

Donde:

IO = IMPACTO OPERACIÓN

¹⁵ Wooddhouse. 1994. The Wooddhouse Paetnership Limited. PDVSA-INTEVP.

FO = FLEXIBILIDAD OPERACIONAL

CM = COSTOS DE MANTENIMIENTO

ISMA = IMPACTO SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

c) Principales criterios para el análisis de criticidad

Los principales criterios que se consideran para el análisis son las siguientes:

- **C1 Seguridad:** Posibilidad que ocurra o se presenten eventos no deseados con daños a las personas
- **C2 Ambiente:** Posibilidad que ocurra o se presenten eventos no deseados con daños al ambiente
- **C3 Impacto Operacional:** Es la cantidad de energía que se deja de producir cuando ocurre la falla
- **C4 Costos (operacionales de mantenimiento):** Se refiere a los costos que significan las fallas
- **C5 Flexibilidad operacional:** Es la disposición de los equipos alternativos o de reemplazo
- **C6 Frecuencia de falla:** Corresponde al número de veces que cualquier componente de la PCH falle

TABLA DE FACTORES PONDERADOS DE LA CRITICIDAD	
FRECUENCIA DE FALLAS (FF)	PONDERACIÓN
Mayor o igual a 8 fallas/mes	4
De 5 a 7 fallas/mes	3
De 2 a 4 fallas/mes	2
Menor o igual a 1 falla/mes	1
IMPACTO OPERACIONAL (IO)	PONDERACIÓN
Parada inmediata de toda la producción	10
Afecta mas del 50% a la producción	7
Afecta menos del 50% a la producción	4
No afecta a la producción	1
FLEXIBILIDAD OPERACIONAL (FO)	PONDERACIÓN
No se dispone de otro equipo igual o similar	4
El sistema puede seguir funcionando	2

Se dispone de otro equipo igual o similar	1
COSTO DE MANTENIMIENTO (CM)	PONDERACIÓN
Mas de US\$ 10,000	3
Entre US\$ 5,000 y menos de US\$ 10,000	2
Menos de US\$ 5,000	1
IMPACTO EN SEGURIDAD AMBIENTE E HIGIENE (ISAH)	PONDERACIÓN
Afecta a la seguridad humana	8
Afecta al medio ambiente produciendo daños reversibles	6
Afecta las instalaciones causando daños severos	4
Provoca daños menores – accidentes o incidentes	2
Provoca impacto ambiental cuyo efecto no viola las normas ambientales	1
No provoca ningún tipo de daño a personas, instalaciones o al ambiente	0

Cuadro 5.1: Factores ponderados de criticidad

Fuente: Mendizabal A. Mantenimiento y análisis de criticidad

d) Matriz de criticidad

Con la finalidad de conocer la criticidad de la PCH de Hercca, se construye una matriz gráfica en el que se considera las variables de “fallas” y la “consecuencia”, cada una de ellas tiene un valor asignable mostrada en la tabla 4.1 en función de las características e índices mostrados.

La cualificación de la criticidad se muestra en la figura 5.5 en función a las siguientes criticidades (áreas):

NC = Área de sistemas **NO CRÍTICOS**

MC = Área de sistemas de **MEDIA CRITICIDAD (SEMI CRÍTICO)**

C = Área de sistema **CRÍTICO**

FRECUENCIA	4	MC	MC	C	C	C
	3	MC	MC	MC	C	C
	2	NC	NC	MC	C	C
	1	NC	NC	NC	MC	C
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIA				

Figura 5.5: Matriz de criticidad del mantenimiento
Fuente: Mendizabal A. Mantenimiento y análisis de criticidad

e) Mapa de criticidad

El mapa de criticidad muestra las componentes más importantes de la PCH de Hercca, las mismas que se codificaron para cada grupo de generación, para la subestación y servicios auxiliares; se incluye la señalética de seguridad para cada caso en la que se presenta los posibles riesgos en la casa de máquinas.

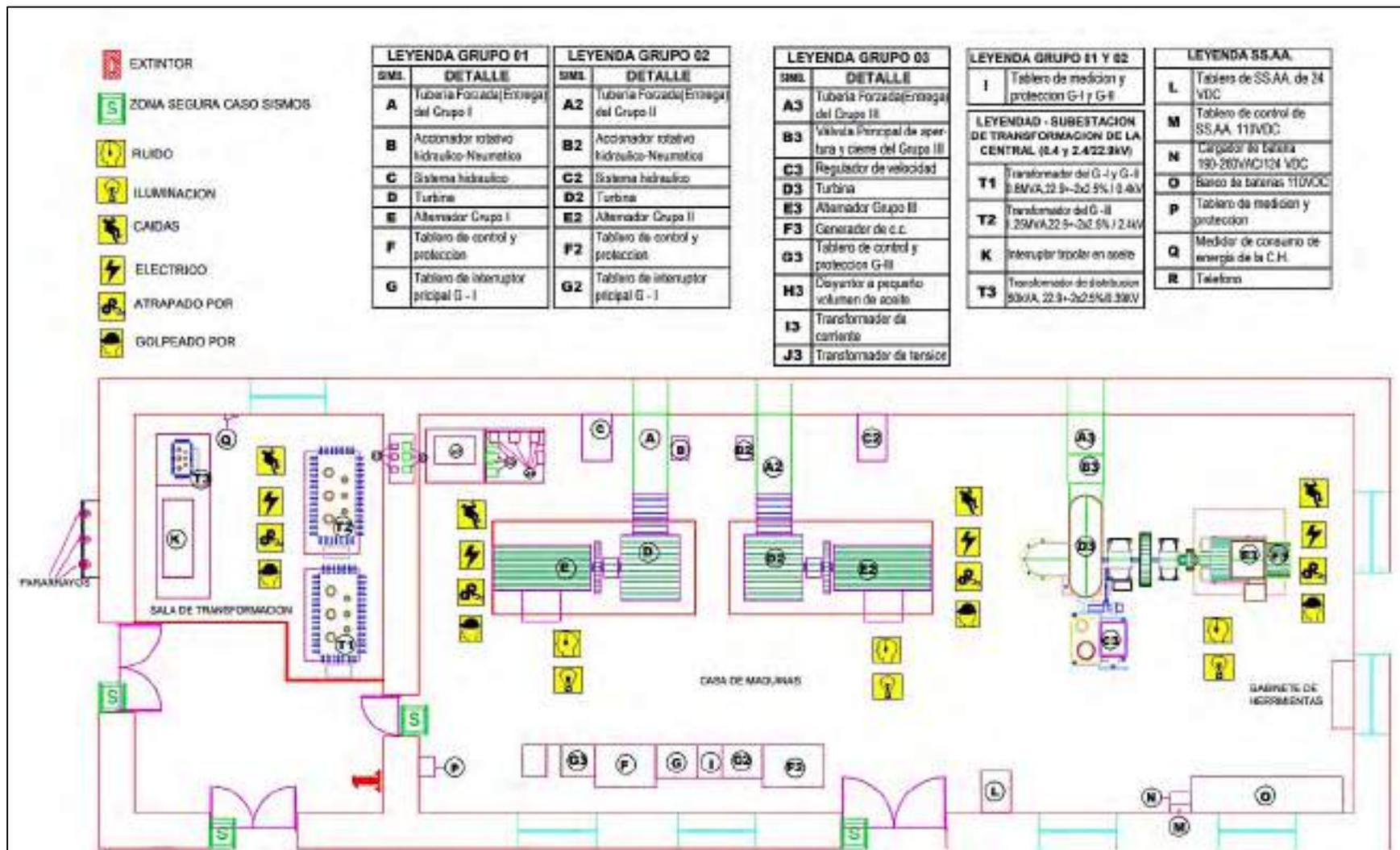


Figura 5.6: Mapa de criticidad de componentes y seguridad de la PCH de Hercca

Fuente: Propia

En el mapa de criticidad de la “Casa de máquinas” de la PCH de Hercca se identifica mediante la cualificación y cuantificación de la “criticidad” a las diversas componentes principales como son:

5.2.5.1. Criticidad en el grupo de generación I

- | | |
|---|---|
| A : Tubería forzada (Entrega) | B : Accionador rotativo hidráulico-neumático |
| C : Sistema hidráulico | D : Turbina |
| E : Alternador grupo I | F : Tablero de control y protección |
| G : Tablero de interruptor principal G - I | G3 : Tablero de control y protección G - III |
| P : Tablero de medición y protección | H3 : Disyuntor a pequeño volumen de aceite |
| I3 : Transformador de corriente | J3 : Transformador de tensión |

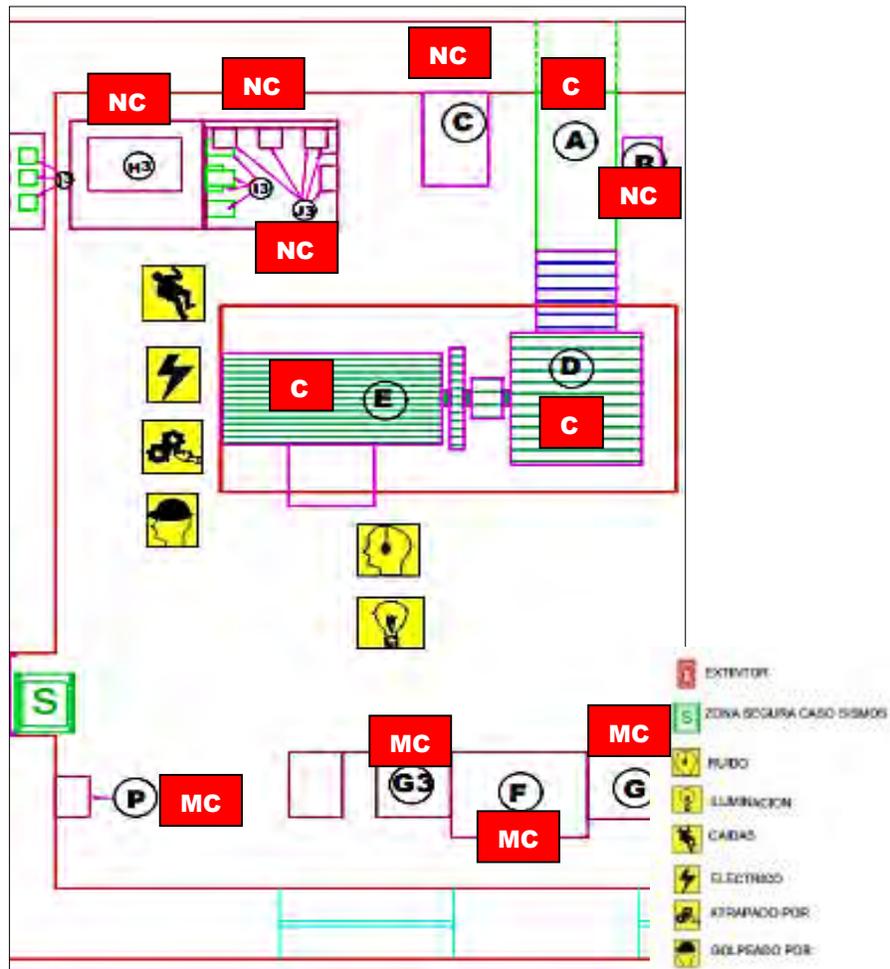


Figura 5.7: Mapa de criticidad de componentes del Grupo de generación I
Fuente: Propia

En el cuadro 4.2 siguiente se determinan los niveles de “Críticidad” del grupo de generación I, tomando en cuenta la ponderación formulada en la tabla 3.1 y la ecuación siguiente:

$$CRITICIDAD = FRECUENCIA DE FALLAS * CONSECUENCIA$$

$$\text{Considerando que: } CONSECUENCIA = (IO * FO) + CM + ISMA$$

Donde:

IO = IMPACTO OPERACIÓN

FO = FLEXIBILIDAD OPERACIONAL

CM = COSTOS DE MANTENIMIENTO

ISMA = IMPACTO SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

CÓDIGO EQUIPO	DETALLE	FRECUENCIA DE FALLAS (FF)	IMPACTO OPERACIONAL (IO)	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL (FO)	COSTO DE MANTENIMIENTO (CM)	IMPACTO EN SEGURIDAD AMBIENTE E HIGIENE (ISAH)	NIVEL DE CRITICIDAD FF X C
A	TUBERÍA FORZADA	1	10	4	3	6	C
B	ACCIONADOR ROTATIVO	1	4	2	1	4	NC
C	SISTEMA HIDRÁULICO	1	4	2	1	2	NC
D	TURBINA	1	10	4	3	6	C
E	ALTERNADOR I	1	10	4	3	6	C
F	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN	2	7	3	1	2	MC
G	TABLERO DE INTERRUPTOR PRINCIPAL G-I	2	7	3	1	2	MC
G3	TABLERO DE INTERRUPTOR PRINCIPAL	2	7	3	1	2	MC
P	TABLERO DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN	2	7	3	1	2	MC
H3	DISYUNTOR A PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE	1	5	1	1	2	NC
I3	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	1	4	1	1	2	NC
J3	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	1	4	1	1	2	NC

Cuadro 5.2: Niveles de criticidad del Grupo de generación I

Fuente: Propia

Donde:

NC = NO CRÍTICOS

MC = MEDIA CRITICIDAD (SEMI CRÍTICO)

C = CRÍTICO

5.2.5.2. Criticidad en el grupo de generación II

A2 : Tubería forzada (Entrega)

B2 : Accionador rotativo hidráulico-neumático

C2 : Sistema hidráulico

D2 : Turbina

E2 : Alternador grupo II

F2 : Tablero de control y protección

G2 : Tablero de interruptor principal G-II

I : Tablero de medición y protección G-I y G-II

L : Tablero de SS.AA. de 24 VDC

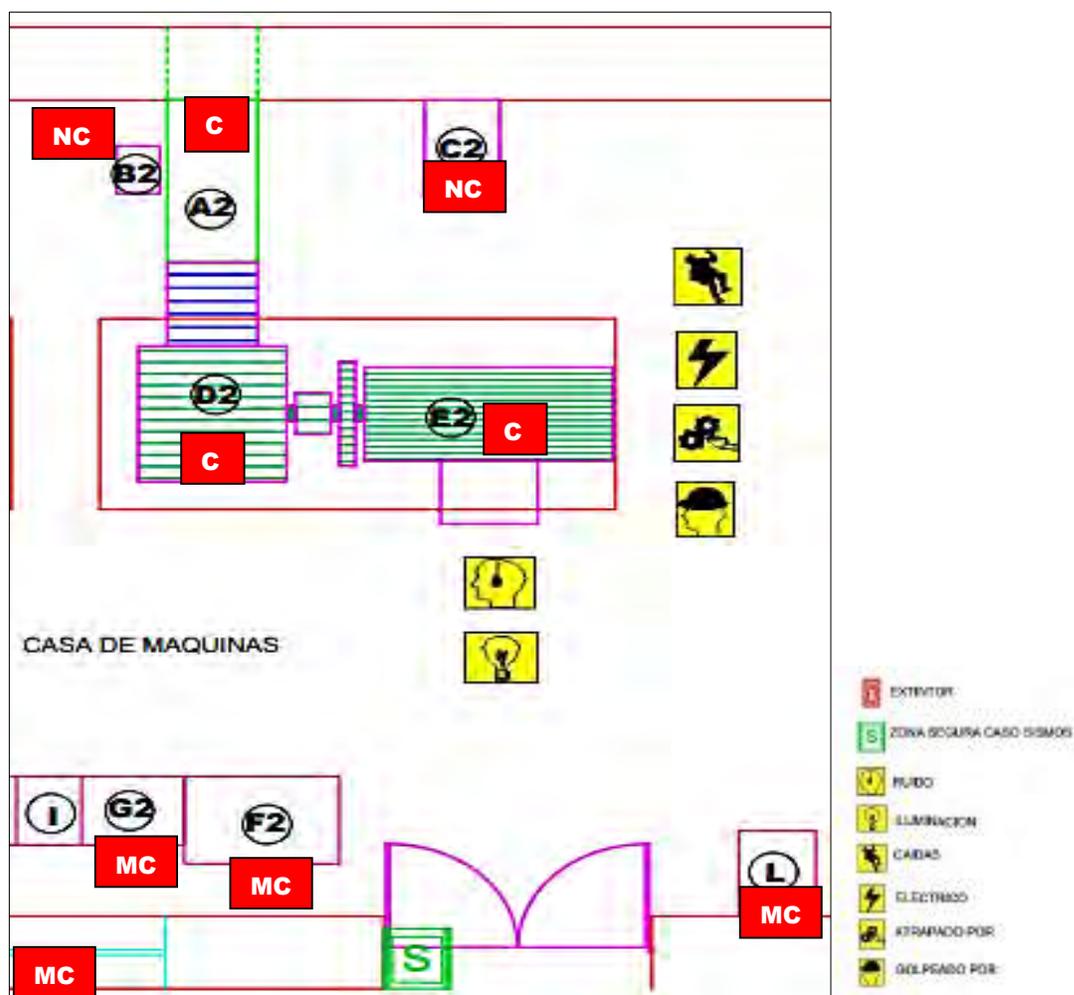


Figura 5.8: Mapa de criticidad de componentes del Grupo de generación II

Fuente: Propia

En el cuadro 4.3 siguiente se determina los niveles de “Críticidad” del grupo de generación II, tomando en cuenta la ponderación formulada en la tabla 3.1 y la ecuación siguiente:

$$\text{CRITICIDAD} = \text{FRECUENCIA DE FALLAS} * \text{CONSECUENCIA}$$

$$\text{Considerando : } \text{CONSECUENCIA} = (\text{IO} * \text{FO}) + \text{CM} + \text{ISMA}$$

Donde:

IO = IMPACTO OPERACIÓN

FO = FLEXIBILIDAD OPERACIONAL

CM = COSTOS DE MANTENIMIENTO

ISMA = IMPACTO SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

CÓDIGO EQUIPO	DETALLE	FRECUENCIA DE FALLAS (FF)	IMPACTO OPERACIONAL (IO)	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL (FO)	COSTO DE MANTENIMIENTO (CM)	IMPACTO EN SEGURIDAD AMBIENTE E HIGIENE (ISAH)	NIVEL DE CRITICIDAD FF X C
A2	TUBERÍA FORZADA	1	10	4	3	6	C
B2	ACCIONADOR ROTATIVO HIDRÁULICO NEUMÁTICO	1	4	2	1	4	NC
C2	SISTEMA HIDRÁULICO	1	4	2	1	2	NC
D2	TURBINA II	1	10	4	3	6	C
E2	ALTERNADOR II	1	10	4	3	6	C
F2	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN	2	7	3	1	2	MC
G2	TABLERO DE INTERRUPTOR PRINCIPAL G-II	2	7	3	1	2	MC
I	TABLERO DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN G-I y G-II	2	7	3	1	2	MC
L	TABLERO DE SERVICIOS AUXILIARES	2	7	3	1	2	MC

Cuadro 5.3: Niveles de criticidad del Grupo de generación II

Fuente: Propia

Donde:

NC = NO CRÍTICOS

MC = MEDIA CRITICIDAD (SEMI CRÍTICO)

C = CRÍTICO

5.2.5.3. Criticidad en el grupo de generación III

A3 : Tubería forzada III (Entrega)

B3 : Válvula principal de apertura y cierre del grupo

C3 : Regulador de velocidad

D3 : Turbina

E3 : Alternador grupo III

F3 : Generador de C.D.

N : Cargador batería 190-260 VAC – 124 VDC

M : Tablero control de SS. AA. 110 VAC **O** : Banco de baterías 110 VDC

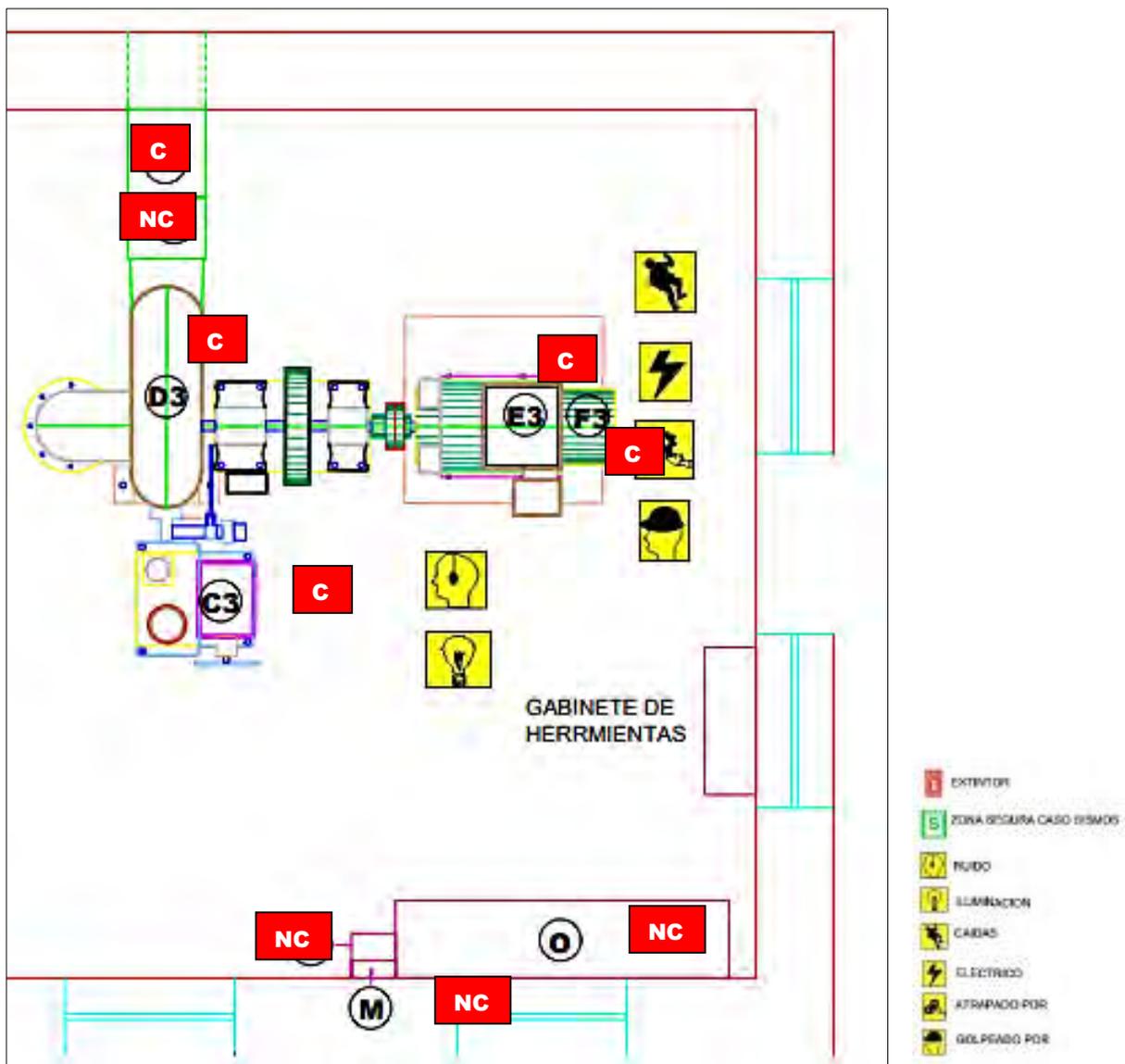


Figura 5.9: Mapa de criticidad de componentes del Grupo de generación III

Fuente: Propia

En el cuadro 4.4 siguiente se determina los niveles de “Críticidad” del grupo de generación III, tomando en cuenta la ponderación formulada en la tabla 3.1 y la ecuación siguiente:

$$CRITICIDAD = FRECUENCIA DE FALLAS * CONSECUENCIA$$

$$\text{Considerando : } CONSECUENCIA = (IO * FO) + CM + ISMA$$

Donde:

IO = IMPACTO OPERACIÓN

FO = FLEXIBILIDAD OPERACIONAL

CM = COSTOS DE MANTENIMIENTO

ISMA = IMPACTO SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

CÓDIGO EQUIPO	DETALLE	FRECUENCIA DE FALLAS (FF)	IMPACTO OPERACIONAL (IO)	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL (FO)	COSTO DE MANTENIMIENTO (CM)	IMPACTO EN SEGURIDAD AMBIENTE E HIGIENE (ISAH)	NIVEL DE CRITICIDAD FF X C
A3	TUBERÍA FORZADA III	1	10	4	3	6	C
B3	VÁLVULA PRINCIPAL DE APERTURA Y CIERRE DEL GRUPO.	1	4	2	1	4	NC
C3	REGULADOR DE VELOCIDAD	1	10	4	1	2	C
D3	TURBINA III	1	10	4	3	6	C
E3	ALTERNADOR III	1	10	4	3	6	C
F3	GENERADOR DE C.D.	1	10	4	1	2	C
N	CARGADOR BATERÍA 190-260 VAC-VDC	1	1	1	1	2	NC
M	TABLERO DE CONTROL DE SS.AA.	1	4	2	1	2	NC
O	BANCO DE BATERÍAS	1	1	1	1	2	NC

Cuadro 5.4: Niveles de criticidad del Grupo de generación III

Fuente: propia

Donde:

NC = NO CRÍTICOS

MC = MEDIA CRITICIDAD (SEMI CRÍTICO)

C = CRÍTICO

En el cuadro 4.5 siguiente se determina los niveles de “Críticidad” de la Subestación de transformación, tomando en cuenta la ponderación formulada en la tabla 3.1 y la ecuación siguiente:

$$\text{CRITICIDAD} = \text{FRECUENCIA DE FALLAS} * \text{CONSECUENCIA}$$

$$\text{Considerando : } \text{CONSECUENCIA} = (\text{IO} * \text{FO}) + \text{CM} + \text{ISMA}$$

Donde:

IO = IMPACTO OPERACIÓN

FO = FLEXIBILIDAD OPERACIONAL

CM = COSTOS DE MANTENIMIENTO

ISMA = IMPACTO SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

CÓDIGO EQUIPO	DETALLE	FRECUENCIA DE FALLAS (FF)	IMPACTO OPERACIONAL (IO)	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL (FO)	COSTO DE MANTENIMIENTO (CM)	IMPACTO EN SEGURIDAD AMBIENTE E HIGIENE (ISAH)	NIVEL DE CRITICIDAD FF X C
T1	TRANSFORMADOR DEL GRUPO I Y GRUPO II, 0.8MVA, 22.9 ±2X2.5/0.4kV	1	8	4	3	6	C
T2	TRANSFORMADOR DEL GRUPO III, 1.25MVA, 22.9 ±2X2.5/2.4kV	1	8	4	3	6	C
T3	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN, 50KVA, 22.9 ±2X2.5/0.39kV	1	8	4	3	6	C
K	INTERRUPTOR TRIPOLAR EN ACEITE	1	4	1	1	4	NC
Q	MEDIDOR DE CONSUMO DE ENERGÍA	1	1	1	3	2	NC
R	TELÉFONO	1	1	1	1	4	NC
J3	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	1	4	1	1	4	NC

Cuadro 5.5: Niveles de criticidad de la Subestación de transformación

Fuente: Propia

Donde:

NC = NO CRÍTICOS

MC = MEDIA CRITICIDAD (SEMI CRÍTICO)

C = CRÍTICO

5.2.6. Dimensión III: Planificación

5.2.6.1. Plan estratégico

La PCH de Hercca pertenece a la Empresa Electro Sur Este S.A.A. por consiguiente el Plan estratégico a considerar será el que orienta a esta empresa cuyo documento es:

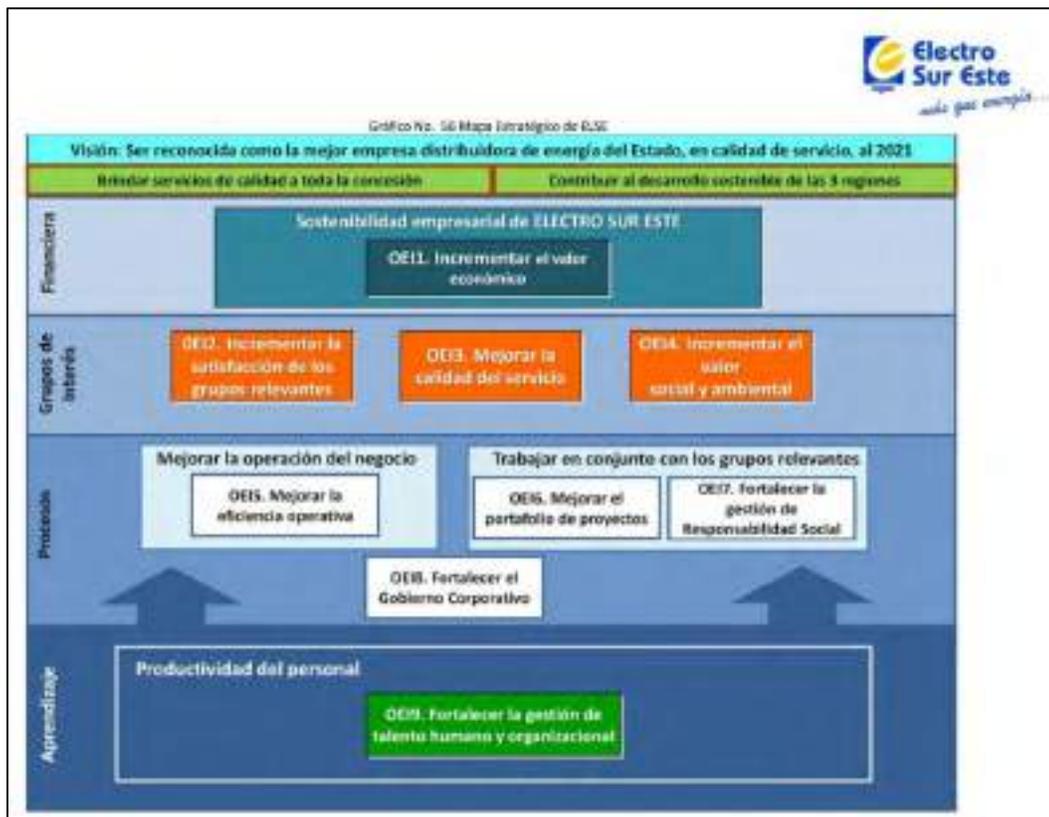


Figura 5.11: Mapa estratégico de ELSE

Fuente: Plan estratégico institucional 2017-2021. ELSE. Pag. 57

En este Mapa estratégico, publicado en el Plan Estratégico de ELSE¹⁶ (ELSE, 2017), se puede verificar que los Objetivos Estratégicos relacionados con la operación de la PCH de Hercca son:

OE3: Mejorar la calidad de servicio

OE5: Mejorar la eficiencia operativa

¹⁶ ELSE. (2017). *Plan Estratégico Institucional 2017-2021*. Electro Sur Este S.A.A.

5.2.6.2. Objetivos empresariales relacionados al mantenimiento de la PCH de Hercca

OE3: Mejorar la calidad del servicio. Calidad de servicio debe entenderse como satisfacer los requerimientos de la norma técnica. Es necesario para ello mejorar la calidad del servicio a los clientes. También implica mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica, así como el suministro de alumbrado público. Se deben desarrollar acciones que permitan asegurar las instalaciones eléctricas y la prevención de accidentes. Formular e implementar un Plan de inversiones para el mejoramiento y ampliación de las redes de distribución,

- *Acción Estratégica: Formular e Implementar plan de mantenimiento en distribución, transmisión y generación.*

OE5 Mejorar la eficiencia operativa. Se debe realizar una revisión de los procesos internos a fin de reducir tiempos y costos. Sistematizar los procesos claves. Redefinir procedimientos que han quedado obsoletos, a fin de optimizar tiempos, gastos y costos.

- *Acción Estratégica: Repotenciar Centrales Hidráulicas Existentes 2018: Matara, 2019: Chumbao y 2020: Mancahuara*
- *Acción Estratégica: Implementar Nuevas Centrales de Generación de Energías Renovables 2021: CH Vilcabamba”*

5.2.6.3. Diseño y métodos del mantenimiento

Luego de procesado la evaluación de criticidad de las partes o componentes del equipamiento, maquinaria o instalación eléctricas se estable la etapa del diseño del mantenimiento que tiene la siguiente secuencia:

- **Diseño de planes de mantenimiento y recursos necesarios**, esta etapa esta conformado por la base de datos elaborada en el que se determinó las distintas funciones de cada equipo, maquinaria o instalación eléctrica.
- **Identificación de los modos de falla**, que son eventos que son síntomas o que anteceden a la falla.

- **Determinar las causas raíz de las fallas**, se utiliza como recomendación el análisis diagrama de causa – efecto o Diagrama de Ishikawa, que es una herramienta de mejora continua enfocada en la calidad, que permite identificar las posibles causas de un problema identificado.
- **Relacionar con los principales criterios de “Críticidad”**, se determina las consecuencias y estas se relacionan con los criterios C1, C2, C3, C4, C5 y C6
- **Establecer acciones y tareas de prevención**, se determinan para cada modo de falla o causa raíz la tarea de mantenimiento a realizar.
- **Determinar la Frecuencia** con la que se debe llevar a cabo los mantenimientos.
- **Designar a los responsables** de ejecutar los mantenimientos.

Para la propuesta de mantenimiento preventivo la estrategia utilizada en el mantenimiento será el RCM (Reliability Centered Maintenance - Mantenimiento centrado en la confiabilidad), según Pablo Viveros¹⁷ (Pablo Viveros, 2012) “Este método es de amplia utilización ya que permite determinar convenientemente las necesidades de mantenimiento de cualquier activo físico en su entorno de operación. También se ha definido como un método que identifica las funciones de un sistema y la forma en que esas funciones pueden fallar, estableciendo a priori tareas de mantenimiento preventivo aplicables y efectivas. La metodología RCM propone la identificación de los modos de falla que preceden a las posibles fallas de los equipos y la ejecución de un proceso sistemático y homogéneo para la selección de las tareas de mantenimiento que se consideren convenientes y aplicables”

5.2.6.4. Programación del mantenimiento

Para desarrollar esta etapa, se realiza una programación detallada de cada una de las actividades de mantenimiento, debidamente clasificados y estandarizados, se toma en cuenta para dicho efecto las necesidades de producción tomando en cuenta las necesidades de producción en función al tiempo y el costo de oportunidad para la PCH de Hercca durante la ejecución de las tareas. La programación de las actividades

¹⁷ Viveros, P. (2012). Proposal of a maintenance management model and its main support tools. Revista Chilena de Ingeniería.

de mantenimiento pretende optimizar la asignación de recursos tanto humanos, tecnológicos y económicos principalmente, con la finalidad de minimizar el impacto en la generación de energía eléctrica. La programación del mantenimiento en función del tiempo será de corto plazo menores a un año, a mediano plazo de 1 a 5 años y de largo plazo mayores a 5 años.

Para desarrollar en detalle la programación se recomienda utilizar el software Project Manager, que es una herramienta informática que tiene la función de estructurar las actividades en general, organizar y desarrollar el seguimiento de las tareas evitando retrasos y optimizando los presupuestos.

Existen varios programas software para desarrollar la programación, entre ellos está el JIRA es una aplicación basada en web para el seguimiento de errores, de incidentes y para la gestión operativa de proyectos.

5.2.7. Dimensión IV: Ejecución

Luego de concluida la etapa de Planificación se direcciona las actividades a la dimensión de Ejecución, como expresa Verena Mercado:

“Una vez finalizado el proceso de planificación y programación se debe pasar al ... al proceso de ejecución de los planes de mantenimiento, la información debe llegar a todos los departamentos involucrados, es decir, el departamento técnico, relacionado con las áreas de mantenimiento de electricidad y mecánica, que son los entes responsables de la conservación y preservación de los activos de los sistemas industriales, luego es necesario la gestión de los recursos humanos que es la base fundamental para las actividades que deben realizarse para mantener un registro de fallas, situaciones y/o perturbaciones que pudiesen alterar el funcionamiento normal y adecuado de los diferentes sistemas y elementos, todo esto debe estar en relación con la gestión administrativa, la gerencia general y la gestión de operaciones de los sistemas industriales, estos deben tener una comunicación efectiva, iniciada mediante el liderazgo del responsable del área de mantenimiento. El responsable del área de mantenimiento debe organizar la recolección de información relacionada con las inspecciones, revisiones, mediciones, análisis de los registros de fallas,

perturbaciones y revisión de indicadores que se correspondan con la aplicación de instrumentos que conforman la etapa siguiente” (Mercado Verena, 2016).

Se procesan la ejecución del plan, programa, proyecto, actividad y tareas; las mismas que son etapas interactuantes y relacionadas; sin embargo, guardan jerarquías de acuerdo con las siguientes definiciones:

Plan: Un plan expresa lineamientos empresariales, que surgen de la identificación de los objetivos estratégicos, los niveles de priorización en función a la productividad y en general determinan los recursos, medios e instrumentos para lograr los objetivos de la empresa, el plan engloba a los programas y los proyectos.

Programa: Menciona un conjunto organizado, coherente y conformado por las actividades, procesos y procedimientos para el mantenimiento expresados en un grupo de proyectos relacionados con los mismos objetivos específicos. Los programas operacionalizan planes mediante la realización de acciones orientadas a alcanzar las metas u objetivos propuestas dentro de un período determinado. Un programa está integrado por un conjunto de proyectos.

Proyecto: Es una estructura ordenada para desarrollar un trabajo de mantenimiento, se combinan recursos humanos, materiales y técnicos con la finalidad de lograr objetivos o resultados. Los proyectos tienen una duración determinada en función al tiempo y presupuesto.

Actividad: Es el medio de ejecución directa del mantenimiento, se utiliza una secuencia de acciones necesarias para alcanzar las metas y objetivos específicos de un proyecto.

Tareas: Es la acción que operacionaliza una actividad con un grado máximo de concreción y especificidad; un conjunto de tareas configura una actividad.

Los procesos y los procedimientos aplicados para la PCH de Hercca están detallados en el Capítulo IV de la presente tesis.

5.2.8. Dimensión V: Análisis y Verificación

A.- Identificación de oportunidades de mejora

De acuerdo al ISO 9001-2015, *“Las iniciativas de mejora, son oportunidades para aumentar la capacidad de los procesos de lograr los resultados deseados, por lo cual,*

a diferencia de las no conformidades, que se enfocan en minimizar el efecto de los problemas y/o eliminar sus causas raíz, las oportunidades de mejora se fundamentan en la consecución de objetivos que permitan maximizar el efecto de las buenas prácticas. La valoración del impacto, el beneficio y la alineación de la mejora con el direccionamiento estratégico de la organización, suelen ser algunos de los factores más usados a la hora de priorizar las iniciativas de mejora, en efecto solo las iniciativas priorizadas como relevantes se convierten en proyectos de mejora a implementar, a los cuales la alta dirección asigna recursos. Los proyectos de mejora están sustentados en la formulación de objetivos y actividades, que deberían ser acotados en el tiempo y factibles con las limitaciones de recursos disponibles, por lo cual el análisis previo al emprendimiento del proyecto suele ser más exhaustivo que en el caso de los planes para tratar riesgos o no conformidades, en efecto las iniciativas de mejora solo se consideran eficaces, cuando se logran los objetivos y se materializan los cambios deseados” (ISO 9001, 2020)

B.- Verificación de los resultados

Está relacionada con la evaluación y control de la dimensión de ejecución del mantenimiento, la ejecución de las actividades de mantenimiento debe ser evaluada y las desviaciones controladas para perseguir continuamente los objetivos de negocio y los valores estipulados para los KPIs (indicadores de calidad o indicadores clave de negocio) de mantenimiento seleccionados por la organización. La verificación de resultados permite realimentar y optimizar el diseño de los planes de mantenimiento mejorando de este modo su eficacia y eficiencia.

Los datos que posteriormente se analizarán deben ser lo más fiables posible, es decir, el diseño de la hoja u orden de trabajo de mantenimiento ha de ser tal que los operarios y encargados la encuentren sencilla y estándar, ya que sólo así se podrán obtener datos útiles y fiables.

5.2.9. Dimensión VI: Mejora de Procesos

En opinión de Nestor Ortiz respecto a la Mejora de procesos indica lo siguiente:

“Abordar la mejora de procesos en una organización implica identificar los diferentes enfoques desarrollados para tal propósito ... el mejoramiento de procesos implica una dinámica de trabajo indiferente del enfoque abordado. La generalidad

en la revisión muestra que, como insumo para llevar a cabo la mejora, es fundamental contar con una fase inicial que parte de reconocer la necesidad de resolver una diversidad de problemas o de buscar nuevas soluciones para lograr mejores resultados en las organizaciones. Esta fase inicial se aborda por medio de un diagnóstico que permite identificar los procesos críticos y los problemas. Una vez realizado esto, se plantea la siguiente fase que consiste en identificar los planes de acción para actuar hacia la mejora del proceso y, así, luego implementar las alternativas de mejora propuestas y realizar su seguimiento, medición y evaluación, hasta generar un ciclo de mejora continua en los procesos” (Ortiz, 2012).

Por otra parte, la gran cantidad de variables que se deben considerar en el cálculo de los costos de mantenimiento durante la vida útil del equipo generan un escenario de alta incertidumbre. A menudo el costo total del sistema de producción no es visible, El costo del ciclo de vida se determina identificando las funciones aplicables en cada una de sus fases (diseño, fabricación y producción), calculando el costo de estas funciones y aplicando los costos apropiados durante toda la extensión del ciclo de vida.

Para la mejora de procesos es importante detallar la eliminación de conformidades, la reprogramación de actividades observadas, estandarizar las actividades o tareas conformes, la mejora permanente de los procedimientos y la automatización de los procedimientos y todas las dimensiones en general.

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1. Generalidades

En el presente capítulo se analizan los resultados obtenidos del diagnóstico, de la planificación, la organización y de la mejora de procesos en la PCH de Hercca, desde la perspectiva de la “Gestión del mantenimiento preventivo” como la variable independiente del presente proyecto.

Del mismo modo, se analizan las características de la confiabilidad del equipamiento, de las personas, de los procesos y funciones, desde el punto de vista de la “Confiabilidad operativa” como variable dependiente del proyecto de investigación.

También se considera pertinente presentar el producto logrado como una propuesta de “Gestión del mantenimiento preventivo”.

Posteriormente los resultados se sometieron a la comprobación de la hipótesis para validar su formulación y presentar las conclusiones correspondientes.

6.2. El diagnóstico situacional de la PCH de Hercca

El “Plan estratégico institucional 2017-2021” de la Empresa distribuidora Electro Sur Este, señala en el FODA desarrollado, las fortalezas, las oportunidades, las debilidades y las amenazas, así mismo también se formula la visión y misión y principalmente los objetivos estratégicos que se resumen en las siguientes: OEI 1: Incrementar el valor económico Perspectiva de Grupos de Interés OEI 2: Incrementar la satisfacción de los grupos relevantes OEI 3: Mejorar la calidad del servicio OEI 4: Incrementar el valor social y ambiental OEI 5: Mejorar la eficiencia operativa OEI 6: Mejorar el portafolio de proyectos OEI 7: Fortalecer la

gestión de Responsabilidad Social OEI 8: Fortalecer el Gobierno Corporativo OEI 9: Fortalecer la gestión de talento humano y organizacional.

La figura 5.1 nos muestra una de las fortalezas empresariales importantes (2) que es la “generación hidráulica propia”, mostrado en la figura 6.1

FORTALEZAS		DEBILIDADES	
1	Experiencia y capacidad del recurso humano	1	Capacidad limitada de financiamiento para inversiones
2	Generación hidráulica propia	2	Crecimiento Regional : Las Bambas, el Aeropuerto, GSP, Turismo, minas, GN,
3	Infraestructura eléctrica	3	Débil sistema de planificación, supervisión y retroalimentación
4	Monopolio natural	4	Estructura organizacional no adecuada
5	Sistemas de gestión de calidad	5	Clima laboral
6		6	Resistencia al cambio de personal maduro
7		7	Falta de línea de carrera
8		8	Actualización de niveles salariales acorde al mercado. Desmotivación de personal.
9		9	Zona de concesión extensa mayoritariamente rural.
10		10	Falta de política de capacitación.
11		11	Debilitamiento de valores organizacionales
12		12	Capacidad de respuesta limitada a cliente interno y externo.

Cuadro 6.1: Análisis FODA, fortalezas y debilidades de ELSE

Fuente: Plan estratégico institucional 2017-2021 ELSE

Significa entonces que, entre otras actividades de distribución de energía eléctrica propiamente dicha, también adicionalmente la Empresa tiene la responsabilidad de generación de energía eléctrica; en tal sentido, se cuenta con la PCH de Hercca con las PCH’s de Chuyapi, Matará, Chumbao, Huarcaray, Mancahuara y Vilcabamba, además de las Centrales térmicas de Iberia e Ñapari, con una potencia instalada de generación total de 12,945 MW una potencia efectiva de 11,260 MW. mostrado en la figura 6.2

Centrales de Generación

Central	Ubicación	Numero de Grupos	Potencia Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)
C. T. Iberia	Madre de Dios	2	1.825	1.200
C. T. Itapari	Madre de Dios	1	0.800	0.450
Total Generación Térmica		3	2.625	1.650
C. H. Chujapi	Cusco	3	1.500	1.350
C. H. Hercca	Cusco	3	1.040	0.960
C. H. Matará	Apurímac	3	1.604	1.515
C. H. Chumbao	Apurímac	2	1.996	1.890
C. H. Huancaráy	Apurímac	2	0.585	0.530
C. H. Marcahuara	Apurímac	2	3.205	3.000
C. H. Vilcabamba	Apurímac	2	0.400	0.365
Total Generación Hidráulica		17	10.320	9.610
TOTAL ELSE		20	12.945	11.260

Cuadro 6.2: Centrales de generación eléctrica térmicas e hídricas

Pero, por otra parte, de acuerdo con los documentos revisados la PCH de Hercca no está considerada en los proyectos de repotenciación o ampliación de su capacidad de generación al 2021, pero si se considera otras como son las PCH's de Matará, Chumbao, Marcahuara y Vilcabamba. Ver figura 6.3.



Obj	Obj	Obj	Prioridad relativa	2017	2018	2019	2020	2021	Área responsable	
OBJ 5	Mejorar la eficiencia operativa	AEI 5.1	Optimizar la compra de energía (negocios centralizados)	Muy alta	X	X	X	X	X	Gerencia de Planeamiento
		AEI 5.2	Reducir las Pérdidas Térmicas en distribución	Muy alta	X	X	X	X	X	Gerencia Comercial / Oficina de pérdidas
		AEI 5.3	Reducir las Pérdidas Comerciales en distribución	Muy alta	X	X	X	X	X	Gerencia Comercial / Oficina de pérdidas
		AEI 5.4	Repotenciar Centrales Hidráulicas Existentes 2019: Matará, 2019: Chumbao y 2020: Marcahuara	Muy alta	-	X	X	X	-	Oficina de Proyectos
		AEI 5.5	Implementar Nuevas Centrales de Generación de Energía Hidroeléctrica 2021: C.H. Vilcabamba	Muy Alta	-	-	-	-	X	Oficina de Proyectos
		AEI 5.6	Cambio del Parque de Alumbrado Público por Tecnología LED en un 80%	Medio	X	X	X	X	X	Gerencia de Operaciones / Oficina de Proyectos
		AEI 5.7	Reducir las Compensaciones por Calidad de Producto (energía)	Alta	X	X	X	X	X	Gerencia de Operaciones
		AEI 5.8	Reducir las Compensaciones por Calidad de Suministro (aterrizajes)	Alta	X	X	X	X	X	Gerencia de Operaciones
		AEI 5.9	Implementar un sistema de Gestión de Subvenciones	Alta	X	X	X	X	X	Gerencia de Operaciones / Oficina de Proyectos / Gerencia de Administración
		AEI 5.10	Implementar sistema de procesos de subvenciones	Muy Alta	X	X	-	-	-	Gerencia de Planeamiento

Cuadro 6.3: Objetivos estratégicos institucionales.

En ese contexto, el diagnóstico desarrollado en el Capítulo III, comprende principalmente las obras de toma, el canal de aducción, desarenador, cámara de carga, tubería forzada, válvulas, turbinas, generador, excitatriz, tableros, regulador de velocidad, transformadores de potencia, transformador de distribución, transformador de tensión, transformador de corriente, disyuntores, banco de baterías y servicios auxiliares.

Las acciones de mantenimiento realizadas en las diferentes componentes de la PCH de Hercca son permanentes y responden a una estructura organizacional definida y son ejecutadas por personal profesional técnico capacitado en las áreas de electricidad, mecánica e infraestructura de centrales.

En los siguientes documentos gráficos se muestran algunos trabajos de mantenimiento desarrollados en el transcurso de la administración de la PCH de Hercca por parte de la empresa INMEL.



Estas vistas muestran el trabajo realizado de Inspección, Diagnóstico, desmontaje y montaje de, tapa superior porta cojinetes, cojinetes, asentado de cojinetes.

	INFORME TÉCNICO		OT 2020004000000000414	
	INFORME DE INSPECCION / DIAGNOSTICO / PREVENTIVO / CORRECTIVO INFORME Nº 021 - 2021/PHZ/INMEL		Febrero - 2021	
Nº DE CONTRATO	066-2019-ELSE	INICIO	FINAL	
EMPRESA	ELSE	05/12/2021	08/02/2021	

PANEL FOTOGRAFICO

1. TURBINA



PROCESO DE DESMONTAJE Y LIMPIEZA DE CARACOL PARA POSTERIOR PINTADO



Fabricación, instalación y maquinado de blindajes y laberintos en tapas de turbina



INFORME DE INSPECCION / DIAGNOSTICO /
PREVENTIVO / CORRECTIVO
N°658-2019/ACV/INMEL

Código: PQ 05. F.05
Versión: 03
Fecha: 05/11/2019



DESMONTAJE DE RODAMIENTOS DEL 01



ESTADO SITUACIONAL COMO SE ENCONTRO LAS TAPAS PRINCIPALES



Desmontaje de compuerta antigua



Proceso de instalación de la compuerta nueva





INFORME DE INSPECCIÓN / DIAGNÓSTICO /
PREVENTIVO / CORRECTIVO
N° 020-2020/SGG/INRA

Código: JG.05.F.05
Versión: 03
Fecha: 23/01/2020



Procediendo a la unión de la tubería antigua con la nueva tubería, mediante la soldadura de penetración E-6011 y recubrimiento E-7018. Total de tubería cambiada 15.20 m. Progresivo 0+110, cambio de tubería 7.20 m.



Progresiva 0+150 total de tubería cambiada 8.00 m.

Tubería nuevas en el punto de cambio de la tubería



Progresiva 0+110 cambio de tubería de 7.20 m. Proceso de Corte y desmontaje de la tubería antigua



Ejecutando la soldadura de penetración y recubrimiento





Las vistas muestran que la fuga de agua en el tubo de aspiración del grupo G3, fue corregido.



Vista que muestra la malla anterior y reemplazado con malla nueva construido para la protección de volante de inercia de los Grupos G1 y G2



Actividad de demarcación en proceso de pintado

Pintado de demarcación de pisos en la sala de transformadores



INFORME DE INSPECCION / DIAGNOSTICO /
PREVENTIVO / CORRECTIVO
N° 064-2020/ACV/INMEL

Código: PG.05. F.05
Versión: 03
Fecha: 12/06/2020



		INFORME TECNICO		OT N° 818	
		INFORME DE INSPECCION / DIAGNOSTICO / PREVENTIVO / CORRECTIVO INFORME N° 021 - 2021/2212/INMEL			
N° DE CONTRATO	066-2019-ELJE	INICIO		FINAL	
EMPRESA	ELJE				



DESMONTAJE, LIMPIEZA Y PINTADO DE TAPAS LADO VENTILADOR Y LADO EXCITATRIZ



LIMPIEZA Y REBARNIZADO DEL ESTATOR Y ROTOR

		INFORME TECNICO		OT N° 434	
		INFORME DE INSPECCION / DIAGNOSTICO / PREVENTIVO / CORRECTIVO INFORME N° 021 - 2021/2112/INMEL.		Febrero - 2021	
N° DE CONTRATO 066 2019-ELSE	EMPRESA DSC			INICIO	FINAL



5. GENERADOR



PROCESO DE DESMONTAJE DEL GENERADOR, DESMONTAJE DE ROTOR



ESTADO DEL ROTOR Y ESTATOR ANTES DEL MMTO

		INFORME TECNICO		CIT N° 414	
		INFORME DE INSPECCION / DIAGNOSTICO / PREVENTIVO / CORRECTIVO INFORME N° 023 - 2023/PBZ/INWEL		Febrero - 2023	
N° DE CONTRATO	069-2010-ELSE	INICIO	FINAL		
EMPRESA	ELSE				



PROCESO DE RECTIFICADO DE LOS COJINETES DE ALTERNADOR



PROCESO DE MONTAJE DE DE GENERADOR



Figura 6.1: Documentos fotográficos del mantenimiento correctivo desarrollado por INMEL

Fuente: INMEL

6.3. El mantenimiento preventivo y correctivo actual de la PCH de Hercca.

El mantenimiento en la actualidad es un proceso inherente en la operación de un equipo o maquinaria, debido a que este garantiza el tiempo de vida útil o su prolongación y consecuentemente la productividad empresarial. La teoría del mantenimiento nos muestra diversos tipos, métodos y modelos de mantenimiento y cada uno responde a ciertas épocas o a factores específicos a los cuales se aplica. Los mantenimientos preventivos y correctivos son los más utilizados en nuestro entorno y no está exenta el caso de la PCH de Hercca.

El mantenimiento preventivo es aquel enfocado a garantizar el adecuado estado operativo de los sistemas que conforman la central, se requiere de un plan de trabajo de acciones programadas y estructuradas de manera periódica, es un mantenimiento más eficiente y que garantizan la confiabilidad de los equipos a un menor coste. Se realiza de forma rutinaria y sistemática, se programa en función a los tiempos de vida útil, la criticidad, tiempo de operación, sobrecargas, recomendaciones de diseño y de fábrica.

Las ventajas de un mantenimiento preventivo entre otras se resumen en las siguientes:

- Evita las averías más graves y costosas.
- Alarga la vida útil del equipo cuando se lleva a cabo de forma periódica
- Posibilita que el equipo funcione y produzca durante mayor tiempo.
- Mejora las **condiciones de seguridad y el uso** para los trabajadores.
- **Mejora la calidad** de la producción.

Para implementar un mantenimiento preventivo efectivo, es necesario entre otros aspectos tener *estudios estadísticos* estandarizados; en ese sentido, las estadísticas se convierten en una herramienta muy importante, pero para que los estudios estadísticos tenga valor debemos conocer el listado de fallas producidas en los equipos durante su vida útil, aspecto que no necesariamente se tiene inicialmente, por lo que se convierte en una tarea fundamental desarrollar estas estadísticas de fallas e información de causas, efectos, acciones desarrolladas y costos; en algunos casos se puede empezar con una lista proporcionada por alguna otra empresa que tiene más años con el activo y que pueda proporcionar sus estadísticas operativas y de mantenimiento.

En el caso de la PCH de Hercca, la Empresa INMEL (Ingenieros Mecánicos y Electricistas) es la encargada de gestionar la operación de esta central hidroeléctrica, asignada mediante el outsourcing, es decir la contrata a un tercero para manejar operaciones y prestar servicios para la Empresa titular Electro Sur Este S.A.A. que es la empresa concesionaria de la distribución de la energía eléctrica.

Lo procedimientos de mantenimiento preventivo implementados por la Empresa INMEL entre otros se mencionan las siguientes:

1	REPORTE MENSUAL DE OPERACIÓN
2	REPORTE DE EVENTOS
3	REPORTE MENSUAL DE TEMPERATURAS
4	CONTROL DE EQUIPOS
5	CONTROL DE SEGURIDAD Y SEÑALIZACIÓN
6	CHECK LIST DE INFRAESTRUCTURA CIVIL Y MECÁNICA
7	ASPECTOS DE SALUD, HIGIENE OCUPACIONAL Y MEDIO AMBIENTE
8	CONTROL DE RESIDUOS
9	CONTROL DE EXTINTORES
10	ACTIVIDADES REALIZADAS
11	CHECK LIST DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP) Y EQUIPOS EN GENERAL
12	CHARLAS Y REQUERIMIENTOS

– **Reporte mensual de operación**

Para cada grupo de generación (turbina y generador) GI, GII y GIII se reporta la Potencia Efectiva, la máxima demanda, hora, energía generada y horas de operación de cada grupo.

– **Reporte de eventos**

Se señala todos los eventos presentados mensualmente donde se indica fecha y hora, así como el tiempo de duración del evento.

– **Reporte de temperaturas**

Se reporta principalmente las temperaturas de los rodamientos de las turbinas I,II y III los generadores I, II y III, también se reporta la temperatura de los transformadores I-II y III

– **Control de equipos**

Se desarrolla el control y reporte del estado físico y operativo de las válvulas, turbinas, tableros, transformadores, seccionadores y otros

– **Control de seguridad y señalización**

Se revisa y reporta las condiciones de seguridad y señalización del personal, herramientas, extintores, almacenes, bocatoma, compuertas, desarenador, cámara de carga y casa de máquinas.

– **Check list de infraestructura civil y mecánica**

Se inspeccionan visualmente las componentes físicas de la infraestructura de la PCH, de la bocatoma, captación de agua, canal de conducción, compuertas, regillas, desarenador, cámara de carga y tubería forzada.

– **Aspectos de salud, higiene ocupacional y medio ambiente**

Se cumple con los protocolos de covid19, se revisa el botiquín de primeros auxilios, se aplica la utilización de los tachos de reciclaje según corresponda el deshecho, se dispone la limpieza de casa de máquinas, la sala de control y banco de baterías, se ejecuta la limpieza de la bocatoma, el canal de conducción, el desarenador y la cámara de carga.

– **Control de residuos**

Se dispone la selección de residuos y el pesaje correspondiente como son: papeles y cartón, plásticos, metales, orgánicos y residuos peligrosos, estos residuos son eliminados mediante el recojo municipal.

– **Control de extintores**

Este procedimiento permite identificar la ubicación de los extintores, la clasificación de estos: BC, ABC, CO2, SOLKAFLAM 123, determinar la capacidad, revisión del estado general, fecha de vencimiento, observaciones y revisión de la tarjeta del extintor.

– **Actividades realizadas**

Se describen las actividades desarrolladas en función a las programadas en forma rutinaria indicando ítem, fecha, hora, descripción del evento, causa y observaciones.

– **Check list de equipos de protección personal (EPP) y equipos en general**

Se desarrolla un informe respecto a todos los equipos indicando el número, descripción, estado y observaciones.

– **Charlas y requerimientos**

Antes del inicio de cualquier actividad se tienen charlas de seguridad en el trabajo y capacitación o explicación de los procedimientos, para dichas charlas se tienen formatos especificados.

También se hace el requerimiento de materiales o repuestos que se utilizan para las acciones de mantenimiento preventivo o correctivo.

1	REPORTE MENSUAL DE OPERACIÓN
1.1	REPORTE MENSUAL DE TEMPERATURAS
2	CONTROL DE EQUIPOS
3	SEÑALIZACION Y SEGURIDAD
4	INFRAESTRUCTURA CIVIL
5	ASPECTOS DE SALUD, HIGIENE OCUPACIONAL Y MEDIO AMBIENTE
6	CONTROL DE RESIDUOS
7	CHECK DE EXTINTORES
8	ACTIVIDADES REALIZADAS
9	AST, CHARLA DE 5 MIN Y NECESIDADES
10	CHEK LIST EQUIPOS

Con referencia al mantenimiento correctivo, los procedimientos están destinados a resolver un fallo o avería que ya se ha producido en el equipo. Consiste en reparar la máquina y dejarla en su condición operativa inicial. Este tipo de mantenimiento es el más utilizado en vista de que no se tiene estadísticas o base de datos anteriores, así como el historial o récord de vida útil de cada componente del equipamiento mecánico, eléctrico y electrónico. Los mantenimientos correctivos también son reportados en los informes señalados anteriormente

Los costos reales de un mantenimiento correctivo y preventivo

Como se ha comentado anteriormente, el mantenimiento correctivo nos suele suponer un mayor costo porque, a diferencia del mantenimiento correctivo, suelen:

- Ser reparaciones más costosas, ya que la causa que la produce suele inducir otros daños colaterales que no se hubieran sufrido con un mantenimiento preventivo eficaz.

- Se crea una subactividad no deseada como consecuencia de la paralización no planificada del activo averiado y de todos los relacionados, especialmente se toma en cuenta el “lucro cesante”.

Cada uno de los dos tipos mantenimientos conlleva unos costes que debemos considerar. Estos van a variar según el tipo de activo y de su importancia dentro del sistema productivo.

Algunos costes asociados al mantenimiento correctivo:

- Los honorarios de los mecánicos o técnicos por los desplazamientos y mano de obra.
- Gastos en las piezas estropeadas a reemplazar.
- Gastos que supone parar la producción durante el tiempo que la máquina esté fuera de servicio o en reparación.

6.4. Gestión del mantenimiento en la PCH de Hercca.

La gestión del mantenimiento podemos definirla como el proceso de planificación, organización, dirección y control de los recursos de una organización (empresa) en forma óptima y estratégica, utilizando la TIC y la e-gestión, para garantizar la confiabilidad operativa de los activos fijos tangibles industriales durante su vida útil y prolongarlos, con la finalidad de lograr los objetivos de la organización.

En ese mismo sentido, Henry Fayol uno de los principales contribuyentes al enfoque clásico de la administración, se refería a la gestión en su obra *Administración industrial y general*, publicada en 1916 como: “Un proceso articulado por cinco acciones o elementos administrativos: planeación, organización, dirección, coordinación y control. Estos elementos, tanto en su estructuración como en su funcionamiento, deben cumplir los principios administrativos que aseguran la buena forma y funcionamiento del cuerpo social, como lo son la división del trabajo, la autoridad, la disciplina, la unidad de mando, la unidad de dirección, la subordinación de los intereses particulares al interés general, la remuneración, la centralización, la jerarquía, el orden, la equidad, la estabilidad personal, la iniciativa y la unión personal” (Fayol, 1969, pág. 164).

6.4.1. Confiabilidad operativa

La confiabilidad operativa se define como un conjunto de procesos de mejora continua, que incorporan en forma sistemática, avanzadas herramientas de diagnóstico, metodologías de

análisis y nuevas tecnologías, para optimizar la gestión, planeación, ejecución y control, de la producción industrial.

El indicador de la confiabilidad operativa se puede calcular mediante:

$$Co = \frac{MTBF}{(MTBF+MTTR)}$$

Donde:

Co = Confiabilidad operativa

MTBF= (Mean Time Between Failures). Es el Tiempo promedio entre Fallas

MTTR= (Mean Time To Repair). Es el Tiempo Promedio para Reparar

La Confiabilidad operativa tiene cuatro componentes fundamentales, como lo muestra la figura X:

- A.- Confiabilidad humana
- B.- Confiabilidad del proceso
- C.- Confiabilidad de mantenimiento de equipos
- D.- Confiabilidad de equipos

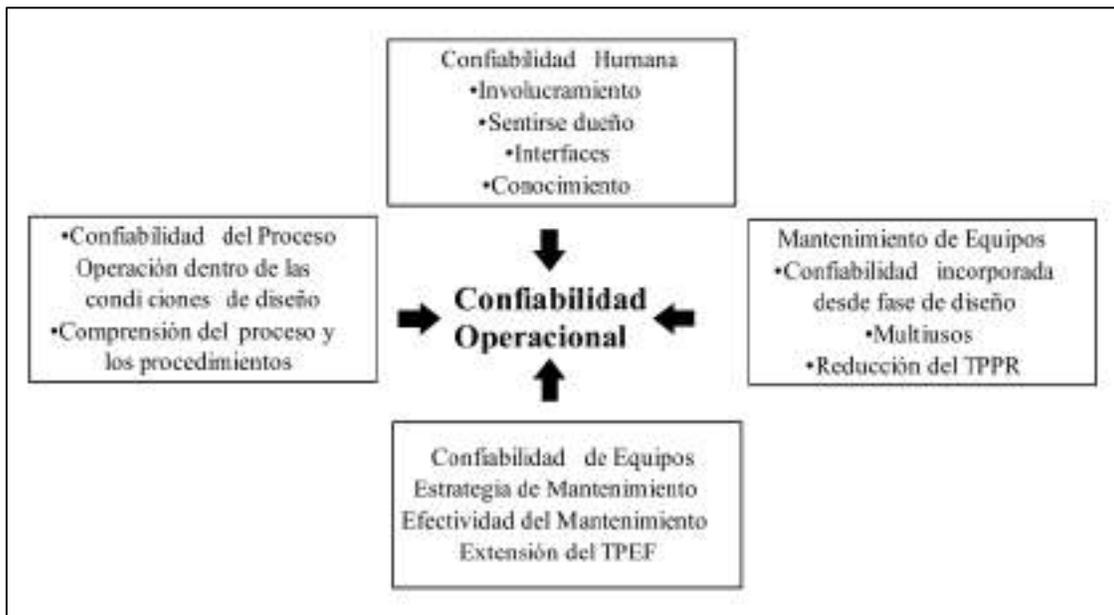


Figura 6.2: Sistema de confiabilidad operacional

Como se evidencia en la figura, estos cuatro factores son determinantes para una adecuada confiabilidad operacional, cada una de ellas aporta de acuerdo con las condiciones específicas del entorno productivo.

Un factor primordial es el Confiabilidad de mantenimiento de equipos que debe ser incorporada desde la fase de diseño, de tal forma que el tiempo de vida útil del equipo, sistema o maquinaria quede garantizada, normalmente este factor aspira a reducir el Tiempo Promedio Para Reparar Fallas (TPPF).

El otro factor inherente al mantenimiento es la Confiabilidad de equipos, especificando la estrategia de mantenimiento y garantizando su efectividad, en este caso este factor busca prolongar el Tiempo Promedio Entre Fallas (TPEF).

6.4.2. La propuesta de gestión del mantenimiento preventivo

El sistema de gestión del mantenimiento propuesto en el capítulo IV, está conformado por seis dimensiones que interactúan y se interrelacionan y que conforman un espiral permanente de mejora continua y se adecuan a los procesos de mantenimiento preventivo de la PCH de Hercca.

Estas dimensiones son:

- | | |
|-----------------------------|-------------------------|
| I.- Diagnóstico | II.- Evaluación |
| III.- Planificación | IV.- Ejecución |
| V.- Análisis y verificación | VI.- Mejora de procesos |

La figura 6.3, muestra la secuencia de estas dimensiones.

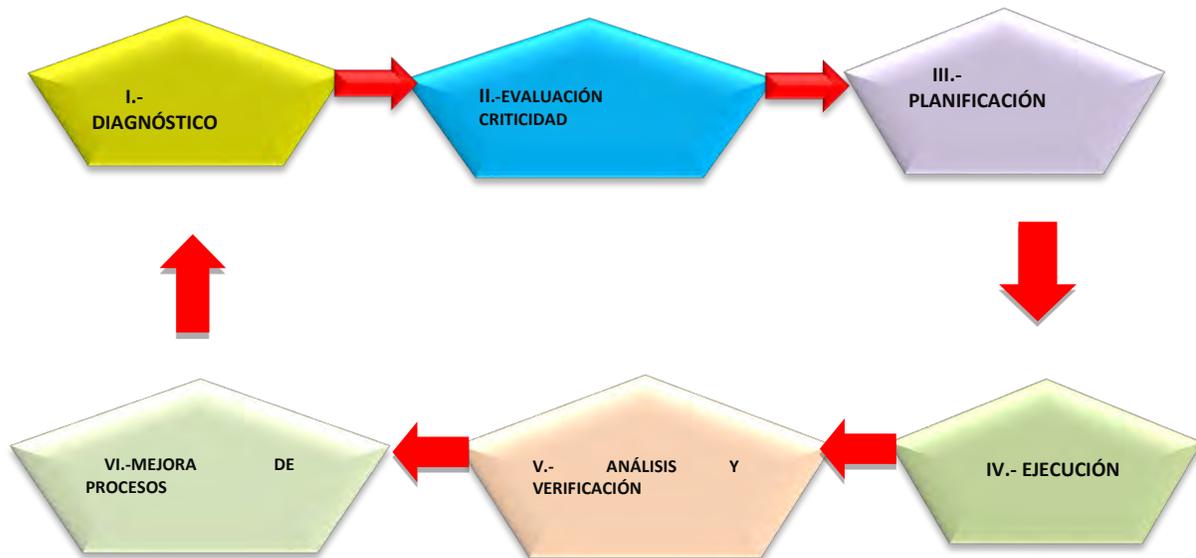


Figura 6.3: Sistema de propuesta de gestión del mantenimiento
Fuente: Propia

Las diferentes dimensiones ya fueron definidas ampliamente y siguiendo el proceso se identificó y se consideró los siguientes equipos que se encuentran en la casa de máquinas debidamente codificados y además se definieron los niveles de criticidad.

– **Grupo de generación i y tableros**

- A** : Tubería forzada = **C**
- B** : Accionador rotativo hidráulico-neumático = **NC**
- C** : Sistema hidráulico = **NC**
- D** : Turbina I = **C**
- E** : Alternador grupo I = **C**
- F** : Tablero de control y protección = **MC**
- G** : Tablero de interruptor principal G - I = **MC**
- G3**: Tablero de control y protección G – III = **MC**
- P** : Tablero de medición y protección = **MC**
- H3** : Disyuntor a pequeño volumen de aceite = **MC**
- I3** : Transformador de corriente = **MC**
- J3** : Transformador de tensión = **MC**

– **GRUPO DE GENERACIÓN II Y TABLEROS**

- A2** : Tubería forzada (Entrega) = **C**
- B2** : Accionador rotativo hidráulico-neumático = **NC**
- C2** : Sistema hidráulico = **NC**
- D2** : Turbina II = **C**
- E2** : Alternador grupo II = **C**
- F2** : Tablero de control y protección = **C**
- G2** : Tablero de interruptor principal G-II = **MC**
- I** : Tablero de medición y protección G-I y G-II = **MC**
- L** : Tablero de SS.AA. de 24 VDC = **MC**

– **GRUPO DE GENERACIÓN III Y TABLEROS**

- A3** : Tubería forzada III (Entrega) = **C**
- B3** : Válvula principal de apertura y cierre del grupo = **NC**
- C3** : Regulador de velocidad = **C**
- D3** : Turbina III = **C**
- E3** : Alternador grupo III = **C**
- F3** : Generador de C.D. = **C**
- N** : Cargador batería 190-260 VAC – 124 VDC = **NC**
- M** : Tablero control de SS. AA. 110 VAC = **NC**
- O** : Banco de baterías 110 VDC = **NC**

– **SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y SERVICIOS**

- T1** : Transformador del Grupo I y Grupo II, 0.8MVA, 22.9±2x2,5/0.4Kv = **C**
- T2** : Transformador del Grupo III, 1.25MVA, 22.9±2x2,5/2.4Kv = **C**
- T3** : Transformador de distribución, 50KVA, 22.9±2x2,5/0.39Kv = **C**
- K** : Interruptor tripolar en aceite = **NC**
- Q** : Medidor de consumo de energía = **NC**
- R** : Teléfono = **NC**
- J3** : Transformador de tensión = **NC**

El nivel de criticidad en estos equipos también se muestra en la figura 5.4 donde:

C = Representa a los sistemas **CRÍTICOS**

MC = Representa a los sistemas de MEDIA CRITICIDAD

NC = Representa a los sistemas NO CRÍTICOS

La asignación de los niveles de criticidad se desarrolló considerando el cuadro 3.1 y en función a la ecuación siguiente:

$$CRITICIDAD = FRECUENCIA DE FALLAS \times CONSECUENCIA$$

$$CONSECUENCIA = (IO \times FO) + CM + ISMA$$

Donde:

IO = IMPACTO OPERACIÓN

FO = FLEXIBILIDAD OPERACIONAL

CM = COSTOS DE MANTENIMIENTO

ISMA = IMPACTO SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

La Figura 6.4, muestra a los principales equipos y componentes de la PCH de Hercca y los correspondientes niveles de criticidad asignados.

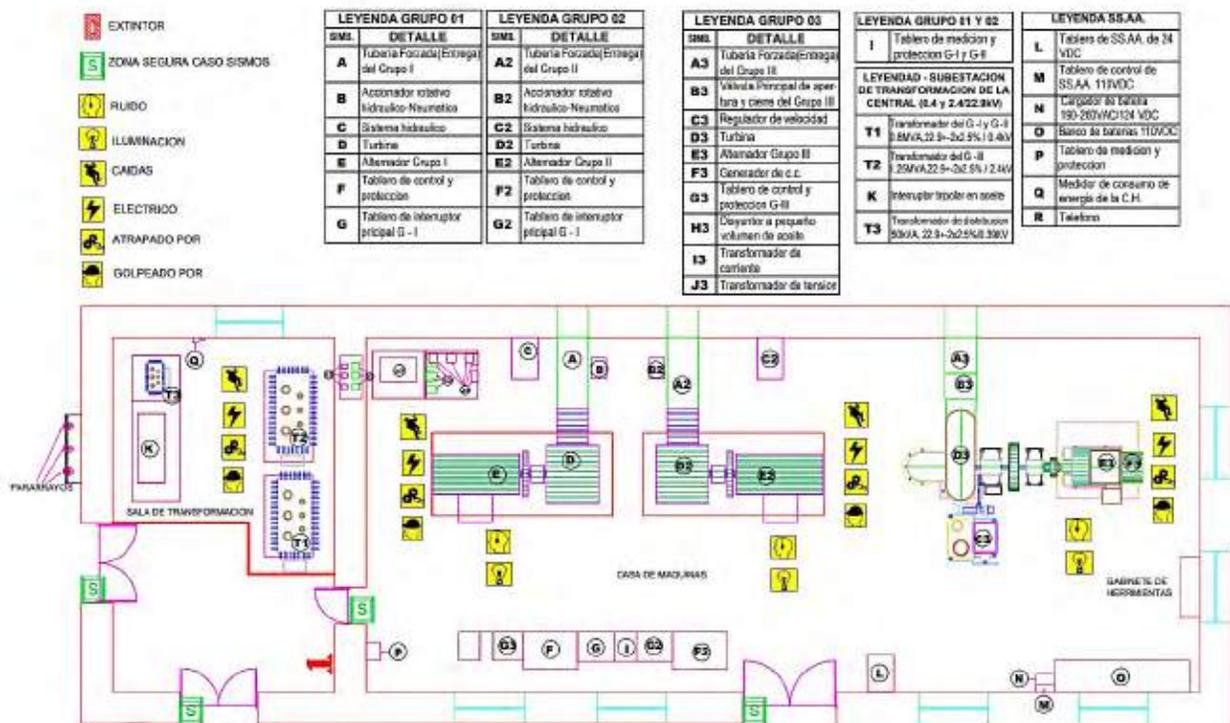


Figura 6.4: Principales equipos de la PCH de Hercca y los niveles de criticidad

6.5. Comprobación de hipótesis

La hipótesis general indica lo siguiente “La propuesta de la gestión del mantenimiento preventivo garantiza la confiabilidad operativa de la Pequeña Central Eléctrica de Hercca” En ese sentido, para contrastar esta hipótesis, revisamos las etapas desarrolladas en el proceso de mantenimiento actual (diagnóstico 5.2) donde básicamente se considera las siguientes etapas:

1	REPORTE MENSUAL DE OPERACIÓN
2	REPORTE DE EVENTOS
3	REPORTE MENSUAL DE TEMPERATURAS
4	CONTROL DE EQUIPOS
5	CONTROL DE SEGURIDAD Y SEÑALIZACIÓN
6	CHECK LIST DE INFRAESTRUCTURA CIVIL Y MECÁNICA
7	ASPECTOS DE SALUD, HIGIENE OCUPACIONAL Y MEDIO AMBIENTE
8	CONTROL DE RESIDUOS
9	CONTROL DE EXTINTORES
10	ACTIVIDADES REALIZADAS
11	CHECK LIST DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP) Y EQUIPOS EN GENERAL
12	CHARLAS Y REQUERIMIENTOS

Etapas que demuestran un avance significativo en el desarrollo de los mantenimientos preventivos y correctivos en todas las componentes de la infraestructura de la PCH de Hercca, con algunas limitaciones debido a la presencia del Covid 19, que no permitía el trabajo de equipos en las mediciones o pruebas específicas.

Por otra parte, también se tiene los procedimientos de INMEL respecto a los Mantenimientos mayores, las que son estructuradas en coordinación con las unidades correspondientes. La secuencia y contenido de dichos procedimientos en resumen son:

- Nombre de la Central
- Equipo / Unidad / Instalación
- Operador de Turno
- Responsable / Supervisor
- Personal de Mantto y apoyo
- Fecha de Ejecución
- Hora de inicio

- Hora de finalización
- Propietario
- Objetivos
- Antecedentes
- Planeamiento
- Desarrollo de actividades
- Recursos utilizados
- Documentos aplicables
- Incidentes en la seguridad y salud en el trabajo
- Incidentes en el medio ambiente
- Observaciones
- Conclusiones y recomendaciones
- Anexos

Por consiguiente, la propuesta de gestión del mantenimiento preventivo garantiza la confiabilidad operativa de la PCH de Hercca porque se integran los procedimientos actuales en los procedimientos planteados en la propuesta de 6 dimensiones etapas y procesos, resumidos en el siguiente cuadro:

ETAPA	DIMENSIÓN	ETAPAS - PROCESOS
1	DIAGNÓSTICO	<ul style="list-style-type: none"> • IDENTIFICACIÓN DE ACTIVOS • FUNCIÓN Y CLASIFICACIÓN • ESTADO ACTUAL • BASE DE DATOS
2	EVALUACIÓN DE CRITICIDAD	<ul style="list-style-type: none"> • DETERMINACIÓN DE FRECUENCIA • DETERMINACIÓN DE CONSECUENCIA • CRITICIDAD DE ACTIVOS • MAPA DE CRITICIDAD • CRITICIDAD DE INVENTARIOS
3	PLANIFICACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • PLAN ESTRATÉGICO • OBJETIVOS DE EMPRESA • OBJETIVOS DE MANTENIMIENTO • PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTO: PREVENTIVO/CORRECTIVO • DISEÑO Y MÉTODOS • PROCEDIMIENTOS E INDICADORES • ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDADES

4	EJECUCIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • CAPACITACIÓN/INDUCCIÓN • DESARROLLAR: PLAN/ PROGRAMA / PROYECTO /ACTIVIDAD/ TAREAS • UTILIZACIÓN: EQUIPOS/ HERRAMIENTAS • ESTADO ACTUAL
5	ANÁLISIS Y VERIFICACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES DE MEJORA • VERIFICACIÓN DE LOS RESULTADOS • SEGUIMIENTO Y MEDICIÓN DE LOS PROCESOS PRODUCTIVOS
6	MEJORA DE PROCESOS	<ul style="list-style-type: none"> • ELIMINAR LAS NO CONFORMIDADES • REPROGRAMAR LAS ACTIVIDADES OBSERVADAS • IMPLEMENTAR LAS MEJORAS IDENTIFICADAS • ESTANDARIZAR LAS ACTIVIDADES O TAREAS CONFORMES • DISEÑO DE PROCEDIMIENTOS • AUTOMATIZACIÓN DE PROCESOS Y REPORTES.

Cuadro 6.4: Síntesis de la propuesta de gestión del mantenimiento

Fuente: Propia

La *propuesta de gestión del mantenimiento* incluye las diferentes etapas del mantenimiento actual de la PCH de Hercca, además tiene las siguientes características que mejorarían el proceso de mantenimiento y consecuentemente la *confiabilidad operativa*, como son:

a) Estructura de la propuesta de gestión mediante dimensiones

La propuesta formula 6 dimensiones que aglutinan a 28 etapas o procesos que interactúan y se interrelacionan produciendo permanentemente oportunidades de mejora continua.

b) Elaboración de un diagnóstico

Que fundamentalmente implica la identificación y actualización de los activos físicos industriales en forma sistemática y permanente; considerando su clasificación y función que desempeña cada componente, especificando su estado actual, tiempo de vida útil y que integre estadísticas de mantenimiento, este diagnóstico estará complementado con una base de datos en la que se aplique las nuevas tecnologías de la información y comunicación, es decir utilizar la e-diagnosis (electrónica aplicada al diagnóstico) como soporte del mantenimiento que incluya base de datos de los recursos, servicios, inventarios que son factores importantes para desarrollar la correcta ejecución de un proceso preventivo de toma de decisiones en el mantenimiento.

c) Evaluación de criticidad

Consiste en determinar los niveles de importancia o jerarquización que tiene un activo físico (Instalaciones, sistemas, equipos y sus componentes) en el proceso de la generación eléctrica, en el ítem 4.2.3 se analizó en detalle la criticidad y su aplicación a la PCH de Hercca.

En ese sentido, la criticidad cumple una función determinante, porque permite optimizar el proceso de asignación de recursos (económicos, humanos y técnicos), también admite subdividirlos para que puedan ser estructurados de manera controlada y auditable para la toma de decisiones efectivas dirigidas a la mitigación del riesgo. En la evaluación de la criticidad la frecuencia está asociada al número de eventos o fallas que presenta el sistema y la consecuencia está relacionada con el impacto operacional, los costos de reparación, impactos en la seguridad e impacto al medio ambiente; en ese contexto la frecuencia de falla se considera como el número veces que falla un equipo, este indicador nos permite evaluar la efectividad de los procesos de mantenimiento que se viene aplicando. El Impacto operacional está relacionado con la interrupción de la operación de un equipo por causa de una falla, este indicador nos muestra cómo se está desarrollando el mantenimiento en los diferentes activos físicos de la PCH de Hercca.

Por otra parte, la frecuencia de fallas genera costos de reparación, este indicador también es determinante debido a que está relacionado con la estrategia apropiada de mantenimiento.

La criticidad considera la seguridad de las personas, los equipos y las instalaciones, es un indicador importante para definir la criticidad de los equipos; del mismo modo los aspectos ambientales involucrados como el clima, la humedad, la temperatura y otros también definen la criticidad de los equipos; en el presente trabajo se elaboró en detalle los mapas de criticidad de la PCH de Hercca.

d) Planificación

La planificación es establecer los objetivos de la organización y elegir los medios para lograr dichos objetivos. Estos objetivos están planteados en el Plan estratégico de la empresa, y

en algunos casos están implícitas los objetivos de mantenimiento “OEI5: Mejorar la eficiencia operativa”.

Los programas de mantenimiento son específicos para cada caso, sin embargo, existen protocolos comunes para los procedimientos. Normalmente cada actividad de mantenimiento debe ser medibles mediante sus indicadores que sirven para la correspondiente evaluación.

Los responsables deben de ser claros en sus exposiciones de capacitación o inducción previa, en la misma indicaran los objetivos que se persigue y los medios para lograr este fin.

Será necesario siempre redundar en el diseño y los métodos a utilizar durante el proceso de mantenimiento, especialmente incidir en el trabajo en equipo, la cooperación y la sinergia.

e) Ejecución

Es la dimensión de mayor responsabilidad, se pretende lograr el “cero error” con calidad, en el menor tiempo posible y a bajo costo, para ello en principio se aplica el procedimiento de capacitación o inducción, que consiste en explicar los temas de seguridad, normas, el método a utilizar, la organización, las responsabilidades, los tiempos, los objetivos, organigrama y teoría del equipo o maquinaria a mantener y distribución de tareas en función a las habilidades blandas y duras de los integrantes del equipo.

Se desarrollará una secuencia explicativa del Plan, programa, proyecto, actividad o tarea, según corresponda.

Se redundará en la adecuada utilización de equipos y herramientas hasta su dominio total.

Explicar en qué estado inicial se encuentra el equipo o máquina a reparar y en qué estado queremos entregar luego del proceso de mantenimiento

Siempre debe aplicarse la política del reconocimiento y felicitación del equipo de trabajo.

f) Análisis y verificación.

En esta dimensión se realiza un examen detallado del procedimiento ejecutado para conocer sus características o cualidades, o el estado final y obtener conclusiones e identificar las “oportunidades de mejora” (errores) para formular conclusiones.

Será necesario también verificar los indicadores de los resultados logrados y si el caso amerita medir los procesos productivos y efectuar el seguimiento correspondiente que incluya el registro en la base de datos implementado.

g) Mejora de Procesos

Es la dimensión que permite procesos de realimentación, es decir si un proceso tiene defectos o errores inmediatamente se identifica las no conformidades y se reprograman; por otra parte, si se identifica un procedimiento que supera los objetivos o presenta un nuevo método esta se identifica y estandariza como “mejora” y se considera con un nuevo diseño de procedimiento o actividad según sea el caso.

Todas las acciones de “oportunidad de mejora” o “mejora continua” son identificadas permanentemente, luego procesadas y automatizadas en la base de datos.

Con esta síntesis se comprueba la hipótesis planteada en el proyecto de investigación donde se puede inferir que la aplicación de la propuesta de la gestión del mantenimiento preventivo garantizará la confiabilidad operativa de la PCH de Hercca.

Para la Hipótesis específica si contrastamos las etapas de mantenimiento desarrollado actualmente en la PCH de Hercca, y la *propuesta de la gestión de mantenimiento* que contiene las dimensiones y procesos que muestra el cuadro 6.4.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Se diseñó una *propuesta de gestión de mantenimiento preventivo* para la PCH de Hercca, que garantice la confiabilidad operativa, la misma contiene seis dimensiones que interactúan y se interrelacionan produciendo permanentemente oportunidades de mejora continua, creando un *desarrollo en espiral* de la gestión del mantenimiento el que se inicia con el diagnóstico y la elaboración de una base de datos integral; en segundo lugar se evalúa la criticidad de las componentes civiles mecánicas y electromecánicas diseñando un *mapa de criticidad* de la PCH de Hercca; en tercer lugar se desarrolla la planificación del mantenimiento formulando los objetivos, la programación, los procedimientos y responsabilidades; en cuarto lugar se plantea la ejecución con el desarrollo del plan, programa, proyecto y tarea; en quinto lugar se aplica el análisis y verificación de las oportunidades de mejora y verificación de resultados; finalmente se evalúa las mejoras de proceso, reprogramando actividades, diseñando nuevos procedimientos y proponiendo la automatización del mantenimiento en general.

La aplicación e implementación de esta propuesta de gestión del mantenimiento preventivo garantizará la confiabilidad operativa de la PCH de Hercca.

2. La evaluación actual de la PCH de Hercca, considera básicamente el recurso hídrico, las obras de toma, el canal, el desarenador, la cámara de carga, la tubería de presión, la turbina, el generador, el sistema de control y regulación, los equipos auxiliares; asimismo se detallan como diagnóstico los procesos de mantenimiento ejecutados principalmente por la empresa INMEL, que también ejecuta los mantenimientos correctivos y en algunos casos el mantenimiento preventivo, en el contexto de sus competencias es responsable de la operación de la PCH de Hercca y reporta mensualmente entre otras variables: la potencia efectiva generada, la potencia promedio, máxima demanda, energía generada, horas trabajadas de los grupos de generación I, II y III. También reporta los eventos presentados, controla los niveles de las temperaturas en los grupos de generación y transformadores,

supervisa la infraestructura civil y mecánica, controla el cumplimiento de las normas de seguridad, salud, higiene ocupacional, ambiental, eliminación de residuos peligrosos, protección y capacitación del personal.

3. Se evaluaron los procedimientos de la gestión del mantenimiento correctivo y preventivo desarrollados actualmente en la PCH de Hercca, cuyas características y contenido son las siguientes:

Nombre de la Central

Equipo / Unidad / Instalación

Operador de Turno

Responsable / Supervisor

Personal de Mantto y apoyo

Fecha de Ejecución

Hora de inicio

Hora de finalización

Propietario

Objetivos

Antecedentes

Planeamiento

Desarrollo de actividades

Recursos utilizados

Documentos aplicables

Incidentes en la seguridad y salud en el trabajo

Incidentes en el medio ambiente

Observaciones

Conclusiones y recomendaciones

Anexos

Se desarrollaron acciones de solución:

PGM 1: Inspección de bocatoma, desarenador, canal de conducción y cámara de carga de la PCH de Hercca.

PGM 2: Mantenimiento de la turbina Francis y Michell Banki

PGM 3: Mantenimiento mecánico y eléctrico de los generadores

PGM 4: Mantenimiento de los aislamientos del estator del generador síncrono

PGM 5: Mantenimiento de los aislamientos del rotor del generador síncrono

PGM 6: Mantenimiento del transformador

4. El escenario actual de las organizaciones con alta dotación de activos indica que las necesidades de mantenimiento han ido aumentando durante los últimos años, por lo cual se estima conveniente que la evaluación de estrategias de mantenimiento, la selección de tareas y por ende la gestión global del mantenimiento en la organización se deba manejar de manera formal y estructurada, dejando de lado la causalidad y aleatoriedad. Además, los objetivos de la operatividad de la PCH de Hercca serán dependientes del plan estratégico y los objetivos operativos de la organización.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda ampliar los alcances de la gestión del mantenimiento preventivo para Centrales Eléctricas de mayor capacidad utilizando especialmente la teoría de la mejora continua y su desarrollo en espiral, así como el ciclo de calidad de Deming.
2. Para la mejora permanente de la Gestión de mantenimiento preventivo de Centrales Eléctricas se recomienda utilizar adicionalmente los conceptos del TPM (Mantenimiento productivo total), PMO (Optimización del mantenimiento planeado) y el MCM (Mantenimiento de clase mundial)
3. Debido al tiempo de vida de gran parte de los grupos de generación eléctrica existentes en las Centrales eléctricas, será necesario actualizar permanentemente los procedimientos de mantenimiento predictivo, preventivo, proactivo y correctivo, las mismas que deberán ser automatizadas con el uso de softwares como el CMMS que viene de sus siglas en Inglés Computerized Maintenance Management System que significa Sistema de gestión de mantenimiento computarizado y según sus alcances también puede ser llamado EAM (Enterprise Asset Management) que significa software de gestión de activos empresariales.

BIBLIOGRAFÍA

- Alegsa, L. (05 de 12 de 2010). *orgware definición*. Obtenido de <http://www.alegsa.com.ar/Dic/orgware.php>
- Amendola, L. (2013). *Gestión de Materiales para Mantenimiento*. Valencia: Universidad Tecnológica de Valencia.
- Arata, A. (2009). *Ingeniería y gestión de la confiabilidad operacional en plantas industriales*. RIL Editores.
- Carcelen, J. (2000). *Atlas de Potencial hidroenergético de Colombia*. Bogotá: OLADE - Organización Latinoamericana de Energía.
- EGEMSA. (2004). *Ampliación de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Hercca*. Cusco: ADP-0003-2004-EGEMSA - PRIMERA CONVOCATORIA.
- ELSE. (2017). *Plan Estratégico Institucional 2017-2021*. Cusco: Electro Sur Este S.A.A.
- Fayol, H. (1969). *Administración industrial y general. Principios de la administración científica*. El Ateneo.
- Garrido, S. (2010). *Organización y Gestión Integral del Mantenimiento*. Albasanz: Ediciones, Dias de Santos, S.A.
- George, T., & Milton, W. (1974). *Máquinas Eléctricas: Estado dinámico y permanente*. México: Limusa.
- Jimenez, É. (2015). *Modelo de regulación de frecuencia óptimo para sistemas eléctricos insulares caso República Dominicana*. Santo Domingo: Instituto Tecnológico de Santo Domingo.
- Ledesma, P. (2008). *Regulación de frecuencia y potencia*. Madrid, España: Universidad Carlos III de Madrid.

- Minas, M. d. (24 de Noviembre de 2010). Política Energética Nacional del Perú. "*El Peruano*", págs. 429675-429676.
- Mora, L. (1990). *Mantenimiento. Planeación, ejecución y control*. Alfaomega.
- MX Editorial. (9 de Abril de 2014). *Definición MX*. Obtenido de Definición MX:
<https://definicion.mx/?s=Recursos>
- Pablo Viveros, R. S. (2012). Propuesta de un modelo de gestión de mantenimiento y sus principales herramientas de apoyo. *Revista Chilena de Ingeniería*.
- Pérez Canto, S. (2008). Gestión del mantenimiento preventivo para centrales eléctricas: *Gestión del mantenimiento preventivo para centrales eléctricas*: Málaga, Málaga, España: Revista europea de dirección y economía de la empresa - Dialnet.
- Restrepo Gonzales, G. (2000). El concepto y alcance de la Gestión Tecnológica. *Revista de la Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia, REDIB, Red Iberoamericana de innovación y conocimiento científico*.
- Ruiz, R. V. (2013). <http://www.eumed.net/libros-gratis/2013a/1321/1321.pdf>. Obtenido de <http://www.eumed.net/libros-gratis/2013a/1321/1321.pdf>.
- Silva, C. (2016). *Evaluación de costos de regulación de frecuencia*. Santiago, Chile: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Stoner, J. A. (1999). *Administración*. México: Prentice Hall Hispanoamericana, S.A.
- Tocabens, B. (2011). Definiciones acerca del riesgo y sus implicaciones. *Revista Cubana de Higiene y Epidemiología*.
- Wooddhouse. (1994). *The Woodhouse Paetnership Limited*.