

UNIVERSIDAD DE CUENCA



**FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

“ESTUDIO PARA LA MODERNIZACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAUCAY”

Tesis previa a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES:

FABIÁN SANTIAGO ARIAS CALLE

ADRIÁN SANTIAGO BRAVO LÓPEZ

DIRECTOR:

ING. GUILLERMO MIGUEL CORRAL SERRANO

TUTOR:

ING. KLEVER LEONARDO QUIZHPE HUIRACOCCHA

CUENCA – ECUADOR

2016



RESUMEN

El presente estudio está enfocado en el análisis del estado actual de varios elementos de la central Saucay como sistemas de excitación, reguladores de velocidad, grupo turbina-generator y servicios auxiliares, para proponer actividades de modernización basadas en la tecnología actual existente con la menor inversión para la empresa ELECAUSTRO S.A y prolongar la vida útil de la central. En el capítulo 1, se mencionan los antecedentes, justificación, alcance, metodología y objetivos del presente trabajo. En el capítulo 2, se desarrolla la metodología a seguir para el desarrollo del plan de modernización. En el capítulo 3, se presenta el estado actual de la central e información general de la misma. Luego, en los capítulos 4 a 8 se analiza el estado actual de los sistemas de excitación, regulador de velocidad, turbina hidráulica, generador síncrono y sistemas auxiliares, respectivamente, para luego proponer alternativas de modernización de cada elemento o sistema para prolongar su vida útil y mejorar su desempeño con sus respectivos costos y tiempos de espera para cada alternativa. En el capítulo 9, se desarrolla el análisis técnico-económico de dos planes de modernización generales basados en los resultados de cada elemento para brindar los mayores beneficios económicos y operativos para la empresa. Finalmente, en el capítulo 10 se presentan las conclusiones y recomendaciones de este trabajo.

PALABRAS CLAVE: HIDROELECTRICIDAD, SAUCAY, MODERNIZACIÓN, MANTENIMIENTO, PLAN, VIDA ÚTIL.



ABSTRACT

The present paper is focused on the analysis of the present condition of major elements in Saucay hydroelectric power station such as excitation systems, governors, generator units, hydraulic turbines and auxiliary systems and life extension activities based on present technologies with the least possible investment for ELECAUSTRO S.A. are proposed. In chapter 1, background, justification, scope, methodology and general as well as specific objectives are mentioned. In chapter 2, the methodology followed to develop the modernization plan is described. In chapter 3, the current state and general information of the plant is presented. In chapters 4 to 8, performance evaluation and condition assessment of excitation systems, speed governors, hydraulic turbines, synchronous generators and auxiliary systems respectively are analyzed, to then propose modernization and life extension activities of each element or system along with estimated cost and delivery times. In chapter 9, a technical - economic analysis of two general modernization plans based on the evaluation of each element is developed to offer economic and operative benefits to the company. Finally in chapter 10 recommendations and conclusions of the study are presented.

KEY WORDS: HYDROPOWER, SAUCAY, LIFE TIME, MODERNIZATION, MAINTENANCE, LIFE EXTENTION ACTIVITIES.



INDICE GENERAL

CAPÍTULO 1.....	23
INTRODUCCIÓN.....	23
1.1 ANTECEDENTES	23
1.2 JUSTIFICACIÓN	23
1.3 ALCANCE	24
1.4 METODOLOGÍA.....	24
1.5 OBJETIVOS	25
1.5.1 Objetivo general.....	25
1.5.2 Objetivos específicos	25
CAPÍTULO 2.....	26
MARCO TEÓRICO	26
2.1 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	26
2.1.1 Introducción	26
2.1.2 Componentes principales de una central hidroeléctrica	27
2.1.3 Funcionamiento de una central hidroeléctrica.	29
2.1.4 Tipos de centrales hidroeléctricas	30
2.2 CONCEPTOS BÁSICOS	31
2.2.1 Concepto de rehabilitación.....	32
2.2.2 Concepto de repotenciación	32
2.2.3 Conceptos de modernización.....	32
2.3 LA NECESIDAD DE MODERNIZACIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA	33
2.3.1 Beneficios de la modernización.....	33
2.3.2 Factores que dificultan la modernización	34
2.4 DESARROLLO DEL PLAN DE MODERNIZACIÓN	35
2.4.1 Identificación (Screening).....	35
2.4.2 Evaluación de desempeño y condición.	37
2.5 ACTIVIDADES DE MODERNIZACIÓN	38
2.6 ESTIMACIÓN DE COSTOS Y BENEFICIOS	39
CAPÍTULO 3.....	42
ESTADO ACTUAL DE LA CENTRAL	42
3.1 INFORMACIÓN GENERAL DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ING. FERNANDO MALO CORDERO (SAUCAY)	42
3.1.1 Información general de las unidades de generación	42
3.1.2 Información general de producción de la Central [3]	44



3.2 ANÁLISIS DE TIEMPO FUERA DE SERVICIO DE LA CENTRAL POR FALLAS	44
3.2.1 Análisis de fallas Grupo 1	45
3.2.2 Análisis de fallas grupo 2	46
3.2.3 Análisis de fallas grupo 3	47
3.2.4 Análisis de fallas grupo 4	49
3.3 ANÁLISIS DE LA FRECUENCIA DE MANTENIMIENTOS DE LA CENTRAL ...	50
REFERENCIAS.....	51
CAPÍTULO 4.....	52
EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN.....	52
4.1 SISTEMAS DE EXCITACIÓN DE GENERADORES SÍNCRONOS	52
4.1.1 Tipos de Excitatrices.....	53
4.2 DEFINICIÓN DE REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE	56
4.2.1 Principio de operación.....	57
4.2.2 Método de control convencional.....	58
4.2.3 Modelo simplificado del regulador automático de voltaje.....	60
4.3. VALORACIÓN DE LA CONDICIÓN EXISTENTE DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN DE LA CENTRAL.....	61
4.3.1 Descripción general del funcionamiento.....	61
4.3.2 Historial de mantenimiento y reparaciones mayores	66
4.3.3 Indicadores de condición del sistema de excitación	68
4.4 ALTERNATIVAS PARA MODERNIZACIÓN DE LA EXCITATRIZ	71
4.4.1 ALTERNATIVA (A): Reemplazo del regulador de tensión (AVR) y excitatriz piloto.....	72
4.4.2 ALTERNATIVA (B): Actualización del sistema de excitación a un sistema estático.	79
4.4.2.1 Ventajas y desventajas	79
4.4.2.2 Alternativas para reemplazo.....	80
4.5 COSTOS Y TIEMPO DE ESPERA	88
4.5.1 Tiempo de entrega de equipos.....	89
REFERENCIAS.....	90
CAPÍTULO 5.....	92
EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD.....	92
5.1 SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD.....	92
5.1.1 Tipos de regulación de velocidad.....	92
5.1.3 Partes de un regulador de velocidad.....	93
5.1.4 Tipos de reguladores de velocidad	95



5.1.5 Modelos de regulador de velocidad para turbinas hidráulicas	98
5.1.6 Regulación primaria, secundaria y terciaria.....	99
5.2 VALORACIÓN DE LA CONDICIÓN EXISTENTE DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD	102
5.2.1 Datos técnicos de los reguladores de velocidad	102
5.2.2 Descripción general del funcionamiento.....	104
5.3 HISTORIAL DE MANTENIMIENTO, REPARACIONES Y FALLAS.	104
5.4 INDICADORES DE CONDICIÓN DEL SISTEMA	105
5.4.1 Rendimiento como indicador.....	105
5.4.2 Antigüedad como indicador.....	106
5.4.3 Confiabilidad como indicador	106
5.4.4 Mantenimiento como indicador	107
5.5 ALTERNATIVAS PARA MODERNIZACIÓN DEL REGULADOR DE VELOCIDAD	108
5.5.1 ALTERNATIVA (A): mantener y mejorar del sistema de regulación existente	109
5.5.2 ALTERNATIVA (B): Convertir un regulador de velocidad mecánico en electrónico.	110
5.5.3 ALTERNATIVA (C): Reemplazo del regulador existente por un nuevo regulador.	111
5.6 COSTOS Y TIEMPO DE ESPERA	112
5.6.1 Tiempo de entrega de equipos.....	113
REFERENCIAS.....	114
CAPITULO 6.....	115
EVALUACIÓN DE LA TURBINA HIDRÁULICA.....	115
6.1 INTRODUCCIÓN	115
6.2 TURBINAS HIDRÁULICAS PELTON	115
6.2.1 Elementos básicos de una turbina Pelton	116
6.2.2 Estado del arte en las turbinas Pelton.....	118
6.2.3 Rendimiento de la turbina Pelton a velocidad constante	118
6.3 VALORACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LA TURBINA.....	119
6.3.1 Datos técnicos de las turbinas de los grupos 1 y 2.....	120
6.3.2 Datos técnicos de las turbinas de los grupos 3 y 4.....	120
6.3.3 Historial de mantenimiento, reparaciones y fallas	121
6.4 INDICADORES DE CONDICIÓN DE LA TURBINA.....	123
6.4.1 Rendimiento como indicador.....	123
6.4.2 Antigüedad como indicador.....	126



6.4.3 Confiabilidad como indicador	126
6.4.4 Mantenimiento como indicador	126
6.5 ALTERNATIVAS PARA MODERNIZACIÓN DE LA TURBINA	127
6.5.1 ALTERNATIVA (A): Restauración o reparación de las turbinas (refurbish)	128
6.5.2 ALTERNATIVA (B): Reemplazo del rodete	129
6.5.3 ALTERNATIVA (C): Reemplazo total de la turbina.....	131
6.6 COSTOS Y TIEMPO DE ESPERA	139
6.6.1 Costos de Desarrollo del modelo y pruebas.....	140
6.6.2 Diseño y fabricación de un nuevo rodete	140
6.6.3 Costo de instalación.....	141
6.6.4 Costos finales de operación y pruebas	141
6.6.5 Costos adicionales.....	141
6.6.6 Tiempo de espera	142
REFERENCIAS.....	143
CAPITULO 7.....	144
EVALUACIÓN DEL GENERADOR	144
7.1 CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE EL GENERADOR SÍNCRONO.....	144
7.1.1 Circuito equivalente del generador.....	146
7.1.2 Potencia y par en los generadores síncronos	147
7.1.3 Curva de capacidad del generador	148
7.2 AVANCES TECNOLOGICOS DE GENERADORES SÍNCRONOS	149
7.2.1 Cojinetes.....	150
7.3 ESTADO ACTUAL DEL GENERADOR.....	151
7.3.1 Datos técnicos de los generadores 1 y 2	152
7.3.2 Datos técnicos de los generadores 3 y 4	153
7.3.3 Historial de mantenimiento, reparaciones y fallas	157
7.4 INDICADORES DE CONDICIÓN DEL GENERADOR.....	158
7.4.1 Rendimiento como indicador.....	158
7.4.2 Antigüedad como indicador.....	159
7.4.3 Confiabilidad como indicador	159
7.4.4 Mantenimiento como indicador	160
7.5 ALTERNATIVAS PARA MODERNIZACIÓN DEL GENERADOR	160
7.5.1 ALTERNATIVA (A) Mejora del generador sin modificaciones.	161
7.5.2 ALTERNATIVA (B) Rebobinado del estator.	164
7.5.3 ALTERNATIVA (C) Reemplazo del núcleo del estator	167
7.5.4 ALTERNATIVA (D) Reemplazo total del generador	167



7.6 COSTOS Y TIEMPO DE ESPERA	168
7.6.1 Costo de un nuevo generador.....	168
7.6.2 Costos de un nuevo sistema de enfriamiento.....	170
7.6.3 Costos de rebobinado del estator	170
7.6.4 Costos de rebobinado del estator y cambio de núcleo	171
7.6.5 Resumen de costos	172
7.6.6 Tiempo de espera	172
REFERENCIAS.....	174
CAPÍTULO 8.....	175
EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS AUXILIARES	175
8.1 INTRODUCCIÓN	175
8.1.1 Servicios auxiliares mecánicos	175
8.1.2 Sistemas auxiliares eléctricos	178
8.1.3 Elementos de medición, control y protección	183
8.2 AVANCES TECNOLÓGICOS DE LOS SISTEMAS AUXILIARES	190
8.2.1 Sistemas mecánicos auxiliares	190
8.2.2 Sistema de alimentación AC	190
8.2.3 Sistema de alimentación DC.....	191
8.2.4 Sistemas de control y medición.....	192
8.2.5 Sistemas de protección.....	193
8.3 VALORACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LOS SISTEMAS AUXILIARES ...	195
8.3.1 Sistema de lubricación de los cojinetes.....	195
8.3.3 Transformadores de servicios auxiliares	197
8.3.4 Banco de baterías y cargador	199
8.3.5 Sistemas de protección y control	200
8.4 HISTORIAL DE MANTENIMIENTO, REPARACIONES Y FALLAS	201
8.5 INDICADORES DE CONDICIÓN DE LOS SISTEMAS AUXILIARES.....	203
8.5.1 Sistema de lubricación de cojinetes	203
8.5.2 Válvula de ingreso a la turbina.....	203
8.5.3 Transformador de servicios auxiliares y sistema de alimentación AC	204
8.5.4 Banco de baterías y cargador (Sistema de alimentación DC)	204
8.5.5 Sistema de protección y control	205
8.6 ALTERNATIVAS DE MODERNIZACIÓN.....	206
8.6.1 Sistema de lubricación de cojinetes	207
8.6.2 Válvulas de ingreso a las turbinas.....	207
8.6.3 Transformador de servicios auxiliares y alimentación AC	208



8.6.4 Banco de baterías y cargador (Sistema de alimentación DC)	208
8.6.5 Sistemas de protección y control	209
8.7 COSTOS Y TIEMPOS DE ESPERA.....	210
REFERENCIAS.....	212
CAPÍTULO 9.....	214
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS PLANES DE MODERNIZACIÓN.....	214
9.1 LA CENTRAL SAUCAY DENTRO DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO	214
9.1.1 Definiciones	214
9.1.2 Despacho económico	215
9.1.3 Costos de producción de la central Saucay	216
9.2 PLANES PROPUESTOS PARA MODERNIZACIÓN	217
9.2.1 Plan propuesto n°.1	218
9.2.2 Plan propuesto n°.2	219
9.3 ANÁLISIS ECONÓMICO	221
9.3.1 Valor Actual Neto (VAN)	222
9.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)	223
9.4 POLÍTICAS PARA EL INCENTIVO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR	226
9.4.1 Futuro de las energías renovables según el modelo actual.....	227
9.4.2 Marco regulatorio aplicable a la central Saucay	227
REFERENCIAS.....	231
CAPÍTULO 10.....	233
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	233
10.1 CONCLUSIONES GENERALES	233
10.2 RECOMENDACIONES	236
ANEXOS.....	237

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Presa Chanlud.....	29
Figura 2.2: Tipos de turbinas de izquierda a derecha: Pelton, Francis, Kaplan.....	31
Figura 3.1: Complejo Hidroeléctrico Machángara.....	44
Figura 3.2: Central Hidroeléctrica Ing. Fernando Malo (Saucay).....	45
Figura 3.3: Producción mensual de energía de la central.....	46



Figura 4.1: Diagrama de bloques del Sistema de excitación.....	54
Figura 4.2: Sistema de excitación de corriente continua.....	55
Figura 4.3: Sistema de excitación de corriente alterna.....	56
Figura 4.4: Sistema de excitación de diodos rotativos sin escobillas.....	57
Figura 4.5: Sistema de excitación estático.....	57
Figura 4.6: Diagrama de bloques de un sistema de excitación estático.....	58
Figura 4.7: Diagrama de bloques de regulador de voltaje a lazo cerrado con control PI.....	59
Figura 4.8: Diagrama de bloques de control PI.....	61
Figura 4.9: Modelo simplificado de AVR.....	62
Figura 4.10: Diagrama unifilar de la central Saucay.....	63
Figura 4.11: Esquema del sistema de excitación de los grupos de generación 1 y 2.....	64
Figura 4.12: Excitador principal y piloto (PMG) del grupo de generación 2.....	64
Figura 4.13: Ilustración del sistema de diodos rotativos instalados en los grupos e generación 1 y 2.....	65
Figura 4.14: Sistema de excitación instalado en el grupo de generación 4.....	68
Figura 4.15: Diagrama de bloques del AVR C10-120A.....	76
Figura 4.16: Modelo físico del AVR DECS 250.....	79
Figura 4.17: Diagrama típico de instalación de un AVR en una excitación sin escobillas.....	80
Figura 4.18: Diagrama típico de instalación de un AVR en una excitación sin escobillas.....	83
Figura 4.19: Gabinete de instalación del sistema Basler DECS 400.....	83
Figura 4.20: Instalación típica de un sistema de excitación ABB UNITROL 6080.....	84
Figura 4.21: Gabinete de instalación del sistema de excitación ABB UNITROL 6080.....	84
Figura 4.22: Instalación típica de un sistema de excitación GE EX2100e.....	85
Figura 4.23: Gabinete de instalación del sistema de excitación GE EX2100e.....	86
Figura 4.24: Elementos para alimentación del campo en un sistema de excitación estático.....	87
Figura 4.25: Polvo de carbón provocado por el desgaste	



de las escobillas.....	88
Figura 4.26: Transformador de excitación.....	89
Figura 5.1: Diagrama de bloques de un regulador de velocidad.....	95
Figura 5.2: Regulador de velocidad isócrono.....	98
Figura 5.3: Regulador con mecanismo dashpot.....	98
Figura 5.4: Regulador de velocidad electrónico.....	99
Figura 5.5: Diagrama de bloques de un regulador de velocidad de una unidad hidráulica.....	100
Figura 5.6: Regulador de velocidad con control PID.....	101
Figura 5.7: Relación de frecuencia-potencia.....	102
Figura 5.8: Ilustración de RSF.....	103
Figura 5.9: Evolución en el tiempo de la RPF y RSF ante una perturbación tipo escalón de la demanda.....	103
Figura 5.10: Funcionamiento de un regulador de velocidad mecánico.....	104
Figura 6.1: Turbina Pelton correspondiente al grupo de generación 1 de la central Saucay.....	117
Figura 6.2: Diagrama de una turbina Pelton.....	119
Figura 6.3: Dependencia del rendimiento de la turbina con el caudal relativo.....	121
Figura 6.4: Tuberías para alimentación de los grupos de generación.....	121
Figura 6.5: Curva de pérdidas del generador.....	126
Figura 6.6: Ejemplo de utilización de software para diseño de turbinas Pelton.....	132
Figura 6.7: Eficiencia pico de turbinas Pelton.....	137
Figura 6.8: Eficiencia combinada de las cuatro turbinas de la central Saucay.....	140
Figura 6.9: Curvas para aproximación de costos del rodete.....	142
Figura 7.1: Funcionamiento de un generador síncrono en una red aislada.....	146
Figura 7.2: Partes contractivas generador síncrono.....	147
Figura 7.3: Tipos de rotores.....	147
Figura 7.4: Circuito equivalente y diagrama fasorial de un generador síncrono.....	148
Figura 7.5: Curva de histéresis.....	150
Figura 7.6: Curva de capacidad del generador.....	151



Figura 7.7: Grupo de generación 2.....	154
Figura 7.8: Grupo de generación 4.....	156
Figura 7.9: Curva de saturación del generador 3.....	158
Figura 7.10: Curva de saturación del generador 4.....	158
Figura 7.11: Bomba de lubricación de cojinetes.....	161
Figura 7.12: Relación entre espesor y disipación de calor en los sistemas de aislamiento.....	167
Figura 7.13: Estimación de costos de los generadores.....	171
Figura 7.14: Costos de un sistema de enfriamiento.....	172
Figura 7.15: Costos del rebobinado del estator en relación al precio de un nuevo generador.....	173
Figura 7.16: Costos del rebobinado del estator y cambio de núcleo en relación al precio de un nuevo generador.....	173
Figura 8.1 Distancias típicas en un sistema de grúa.....	179
Figura 8.2: Ejemplo de conexión de transformadores para servicios auxiliares.....	181
Figura 8.3: Esquema de conexión de barra simple para un transformador de servicios auxiliares.....	182
Figura 8.4: Esquema de conexión de doble transformador de servicios auxiliares con banco y cargador de baterías.....	183
Figura 8.5: Sistema con un banco de baterías y un cargador.....	184
Figura 8.6: Configuraciones de conexión de un banco de baterías.....	185
Figura 8.7: Distribución de elementos adecuada para una sala de control de una central hidroeléctrica.....	187
Figura 8.8: Elementos de un sistema de protección.....	189
Figura 8.9: típicas zonas de protección primaria.....	190
Figura 8.10: Diagrama de bloques de un relé digital.....	196
Figura 8.11: Bombas de lubricación unidades de generación 1 y 2.....	198
Figura 8.12: Sistema de tuberías de lubricación de los cojinetes de las unidades 3 y 4.....	198
Figura 8.13: Válvula esférica de ingreso de la turbina 1.....	199
Figura 8.14: Válvula esférica de ingreso de la turbina 3.....	199
Figura 8.15: Transformadores de servicios auxiliares.....	200
Figura 8.16: Recipiente para recoger fugas de aceite de la válvula esférica de la unidad 3.....	205



Figura 8.17: Banco de baterías de la central Saucay.....	206
Figura 8.18: Cargador de baterías para alimentación de corriente continua.....	207
Figura 8.19: Tableros con relés electromecánicos (izquierda) y nuevos tablero de protección digital.....	207
Figura 8.20: Tableros de control antiguos (izquierda) y modernos (derecha).....	208
Figura 9.1: Ejemplo de despacho económico según el tipo de central utilizada.....	218
Figura 9.2: Comparativa entre costo de inversión y producción en dólares de la central.....	224
Figura 9.3: Años de producción para cubrir la inversión total.....	226
Figura 9.4: Precios preferenciales a través del tiempo por tipo de tecnología.....	229
Figura 9.5: Costos aproximados de los componentes de una central hidroeléctrica.....	231
Figura 9.6: Costo de inversión en relación a la producción anual de los escenarios propuestos.....	231

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Vida útil esperada de los principales sistemas de una central.....	38
Tabla 2.2: Información para evaluación de desempeño y condición.....	39
Tabla 2.3: Oportunidades de modernización.....	41
Tabla 3.1: Datos de placa de las unidades de generación 1 y 2.....	45
Tabla 3.2: Datos de placa de las unidades de generación 3 y 4.....	46
Tabla 3.3: Fallas presentadas en el grupo 1.....	48
Tabla 3.4: Fallas presentadas en el grupo 2.....	49
Tabla 3.5: Fallas presentadas en el grupo 3.....	50
Tabla 3.6: Fallas presentadas en el grupo 4.....	52
Tabla 4.1: Datos de placa de grupos de generación 1 y 2.....	66
Tabla 4.2: Datos de placa de grupos de generación 3 y 4.....	68
Tabla 4.3: Fallas comunes en un sistema de excitación.....	68
Tabla 4.4: Rendimiento como indicador.....	71
Tabla 4.5: Antigüedad como indicador.....	72
Tabla 4.6: Confiabilidad como indicador.....	73



Tabla 4.7: Mantenimiento como indicador.....	73
Tabla 4.8: Características eléctricas del AVR DECS 250	80
Tabla 4.9: Costos de alternativas de modernización para los sistemas de excitación de la central Saucay.....	91
Tabla 5.1: Datos técnicos unidades de generación 1 y 2.....	105
Tabla 5.2: Datos técnicos unidades de generación 3 y 4.....	105
Tabla 5.3: Problemas potenciales en la operación del sistema de regulación de velocidad.....	110
Tabla 5.4: Costos de modernización de los reguladores de velocidad de la central Saucay.....	114
Tabla 5.5: Períodos de tiempo de espera aproximados.....	115
Tabla 6.1: Datos técnicos de las turbinas 1 y 2.....	122
Tabla 6.2: Datos técnicos de las turbinas 3 y 4.....	123
Tabla 6.3: Eficiencias calculadas para las turbinas.....	127
Tabla 6.4: Áreas de oportunidad para mejora de equipos hidromecánicos.....	129
Tabla 6.5: Dimensiones calculadas y actuales de las turbinas 1 y 2.....	136
Tabla 6.6: Dimensiones calculadas y actuales de las turbinas 3 y 4.....	138
Tabla 6.7: Alternativas de modernización para la turbina.....	141
Tabla 6.8: Costos de instalación.....	143
Tabla 6.9: Resumen de costos para cambio de rodete.....	144
Tabla 6.10: Tiempos de espera e instalación para extensión de vida útil de la turbina.....	144
Tabla 7.1: Datos técnicos de los generadores 1 y 2.....	155
Tabla 7.2: Datos técnicos de los generadores 3 y 4.....	157
Tabla 7.3: Factor de potencia promedio de los grupos de generación.....	163
Tabla 7.4: Temperaturas promedio del estator de los generadores de la central.....	164
Tabla 7.5: Resumen de costos totales de actividades de modernización del generador.....	174
Tabla 7.6: Tiempos de entrega típicos de un nuevo generador.....	174
Tabla 8.1 Numeración de funciones de protección según ANSI/IEEE.....	191
Tabla 8.2 Datos técnicos de bombas de lubricación de los cojinetes de las unidades de generación.....	197
Tabla 8.3: Datos técnicos de los transformadores de servicios auxiliares.....	200



Tabla 8.4: Datos técnicos del sistema de corriente continua.....	201
Tabla 8.5: Resumen de costos y tiempos de espera para modernización de servicios auxiliares.....	213
Tabla 9.1: Factores de disponibilidad provistos para diferentes tipos de centrales.....	219
Tabla 9.2: Resumen de costos del Plan propuesto No.1.....	221
Tabla 9.3: Resumen de costos del Plan propuesto No.2.....	223



Universidad de Cuenca
Clausula de derechos de autor

Yo, FABIÁN SANTIAGO ARIAS CALLE autor de la tesis “ESTUDIO PARA LA MODERNIZACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAUCAY”, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de INGENIERO ELÉCTRICO. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, abril de 2016

FABIÁN SANTIAGO ARIAS CALLE

0105533061



Universidad de Cuenca
Clausula de derechos de autor

Yo, ADRIÁN SANTIAGO BRAVO LÓPEZ autor de la tesis “ESTUDIO PARA LA MODERNIZACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAUCAY”, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de INGENIERO ELÉCTRICO. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, abril de 2016



ADRIÁN SANTIAGO BRAVO LÓPEZ
0104643283



Universidad de Cuenca
Clausula de propiedad intelectual

Yo, FABIÁN SANTIAGO ARIAS CALLE, autor de la tesis "ESTUDIO PARA LA MODERNIZACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAUCAY", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, abril de 2016

FABIÁN SANTIAGO ARIAS CALLE

0105533061



Universidad de Cuenca
Clausula de propiedad intelectual

Yo, ADRIÁN SANTIAGO BRAVO LÓPEZ, autor de la tesis "ESTUDIO PARA LA MODERNIZACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAUCAY", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, abril de 2016



ADRIÁN SANTIAGO BRAVO LÓPEZ

0104643283



Certifico que el trabajo de tesis " ESTUDIO PARA LA MODERNIZACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAUCAY" realizado por los señores estudiantes FABIÁN SANTIAGO ARIAS CALLE con C.I 010553306-1 y ADRIÁN SANTIAGO BRAVO LÓPEZ con C.I 010464328-3, ha sido concluido.

Cuenca, abril de 2016.

ING. MIGUEL CORRAL SERRANO
DIRECTOR DE TESIS

ING. KLEVER QUIZHPE HUIRACOCHA
TUTOR DE TESIS



DEDICATORIA

A mis padres Manuel y Maritza por ser pilares fundamentales en mi formación como persona, a mis hermanas Adriana y Angélica por apoyarme incondicionalmente a lo largo de mi vida, a mis profesores por brindarme toda su sabiduría y conocimiento para mi formación como profesional y a mis compañeros y amigos por respaldarme durante todo este proceso.

Fabián Santiago Arias Calle

Al padre celestial por colmar mi vida de bendiciones y guiarme por el camino correcto en mi etapa estudiantil, a mis padres y hermanos por sus consejos y apoyo incondicional a lo largo de mi vida, a todos los docentes que contribuyeron en mi formación profesional y a mi novia por su comprensión y constante aliento durante la realización de este trabajo; todo mi esfuerzo invertido en esta tesis está dedicado para ustedes.

Adrián Santiago Bravo López



AGRADECIMIENTOS

Agradecemos en primer lugar a Dios por guiarnos a lo largo de nuestras vidas y en el desarrollo de este trabajo.

Al Ing. Miguel Corral por su apoyo, colaboración y confianza como director de nuestra tesis. Un agradecimiento especial al Ing. Klever Quizhpe, por su confianza, disponibilidad y apoyo para poder concluir con éxito este trabajo.

Al Ing. Carlos Durán por ser quien nos abrió las puertas y permitió que podamos aplicar nuestros conocimientos en esta investigación y a todo el personal de la empresa ELECAUSTRO S.A por su acogida y colaboración en el desarrollo de nuestra tesis.

A todos los docentes que nos brindaron su sabiduría, consejos y experiencia a lo largo de nuestra formación académica y a nuestros compañeros y amigos, por su solidaridad y apoyo durante nuestra etapa estudiantil.



CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

La central Hidroeléctrica Ing. Fernando Malo Cordero (Saucay) perteneciente a la empresa Electro Generadora del Austro S.A (ELECAUSTRO S.A.) se encuentra 24 kilómetros al noroeste de la ciudad de Cuenca. En la actualidad es la central hidroeléctrica en operación más antigua de la empresa y fue construida en dos etapas, la primera en el año de 1978 con dos unidades de 4 MW cada una, la segunda en 1982 con dos unidades más de 8 MW cada una, dando una potencia total de 24 MW.

Debido a la época de diseño de la central, muchos de los elementos que intervienen en su funcionamiento pueden ser sujetos a modernización. En el presente estudio se realiza un análisis técnico-económico de un plan de modernización de la central que abarca las unidades de generación, turbinas, sistema de excitación, reguladores de velocidad y tensión. Del mismo modo, se analiza la factibilidad de modernización de los sistemas auxiliares de alimentación, medición, control y protección.

1.2 JUSTIFICACIÓN

La modernización de esta central hidroeléctrica básicamente se realiza para optimizar el recurso hídrico disponible, logrando de este modo un funcionamiento óptimo de los generadores y por lo tanto mejorar la eficiencia en el funcionamiento general de la central, además de priorizar la utilización de recursos renovables para la generación de energía eléctrica.

Cada elemento que interviene en la central debe funcionar en óptimas condiciones, ya que una deficiencia en su operación ocasiona bajo rendimiento de la central, desperdicio de recursos y aumenta el riesgo de salidas inesperadas o paralizaciones por mantenimientos programados o no programados. Por lo tanto, un plan de modernización permite reducir dichos riesgos, extender la vida útil de la central y permite cumplir las regulaciones que rigen el Mercado Eléctrico Ecuatoriano.

Este análisis se enfoca principalmente en los sistemas de regulación de velocidad y tensión, sistema de excitación, conjunto turbina-generator y sistemas auxiliares.



1.3 ALCANCE

El presente trabajo de tesis pretende obtener bases sólidas para tomar decisiones sobre la conveniencia de realizar una modernización de la central hidroeléctrica Saucay, para lo cual es necesario obtener la mayor cantidad de información posible acerca de la central. Se presenta un estudio de varios sistemas que han sido considerados importantes dentro de un plan de modernización, entre ellos la turbina hidráulica, el conjunto generador-excitatriz, los reguladores de velocidad y tensión, además de varios sistemas auxiliares.

Mediante conceptos de ingeniería se desarrollará un plan de modernización de la central que permita extender su vida útil y al mismo tiempo beneficie a la empresa ELECAUSTRO S.A. Además, una modernización permitirá optimizar el uso del recurso hídrico y disminuirá salidas inesperadas o paralizaciones para mantenimientos programados o no programados.

1.4 METODOLOGÍA

Para la evaluación de la factibilidad técnica-económica de la modernización de los sistemas de la central, en el presente trabajo se realizará los siguientes análisis que se describen a continuación:

Recopilación de Información: se recopilará información existente en la empresa, además se tomarán datos e información en la misma central y otras fuentes de consulta (internet, libros, manuales del fabricante, dossiers técnicos), etc.

Análisis de la información: con los datos recopilados se realizará un análisis comparativo entre la tecnología utilizada en la central y la tecnología disponible actualmente que se puede utilizar, especialmente en los sistemas de excitación, regulación de velocidad y tensión.

Factibilidad Técnica: con el estudio de factibilidad técnica se analizará la conveniencia de realizar reparaciones, sustituciones o adaptaciones de los sistemas y elementos que deban ser actualizados, teniendo en cuenta que la central está en funcionamiento y que se debe minimizar los periodos de parada.

Análisis económico: finalmente, se realizará un análisis económico usando los principales indicadores de evaluación económica-financiera, considerando que la central se encuentra actualmente en funcionamiento. Se considerarán alternativas de modernización que permitan optimizar el funcionamiento de la central, como se describe a continuación:

- Sustituciones de elementos prioritarios.
- Modernización de sistemas críticos, en caso de haberlos.
- Modernización total de la central.



1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo general

Analizar y evaluar los sistemas de excitación, regulación de velocidad y tensión, conjunto turbina-generador y sistemas auxiliares desde un punto de vista técnico-económico para optimizar los recursos disponibles en la central y de este modo mejorar su funcionamiento y eficiencia, además de evitar suspensiones de operación por salidas programadas o no programadas.

El análisis y evaluación de los sistemas de la central mencionados anteriormente, se los realizará considerando que la misma se encuentra en operación, con la finalidad de determinar su estado actual de funcionamiento y analizar la factibilidad de una modernización de la central.

1.5.2 Objetivos específicos

- Recopilar información necesaria sobre la central hidroeléctrica Saucay que sirva como base para el estudio de modernización.
- Realizar un análisis técnico del estado actual de los sistemas en estudio, su estado de funcionamiento y la factibilidad de mejora.
- Realizar un análisis financiero para determinar la factibilidad económica y conveniencia de realizar una modernización de la central.



CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

2.1.1 Introducción

Una central hidroeléctrica es un tipo de central de energía renovable que utiliza la energía potencial del agua almacenada para luego convertirla en energía mecánica para finalmente convertirla en energía eléctrica, aprovechando la energía potencial o cinética del flujo de agua de los ríos para generar electricidad.

La energía hidroeléctrica es el tipo de energía renovable más usada en el mundo con alrededor del 16 % de la generación eléctrica mundial. Donde el mayor porcentaje se encuentra en el continente asiático más específicamente en la zona del pacifico [1].

La inversión inicial para la construcción de una central hidroeléctrica es bastante alta, pero el costo de operación es bajo, haciéndola competitiva en el mercado eléctrico, debido a que elimina el uso de combustible por lo que es inmune a cambios en el precio de los mismos. Al mismo tiempo tiene la ventaja de tener una larga vida útil de alrededor de 50 a 100 años [2].

La hidroelectricidad es una fuente de energía muy flexible, ya que la producción de dichas centrales puede ser variada rápidamente (generalmente de varios segundos), para adaptarse a los cambios en la demanda de energía en ese momento.

Ya que las centrales hidroeléctricas no usan combustibles fósiles, sus emisiones directas durante la operación son prácticamente cero. Aunque hay que notar que pueden existir emisiones durante su construcción [3].

Así mismo, la represa de una central hidroeléctrica se le puede dar otro usos además de almacenamiento de agua para generación eléctrica, entre ellos están atracciones turísticas, irrigación, control de inundaciones, etc.

Aunque las ventajas de una central hidroeléctrica son varias, también existen varias desventajas en el uso de las mismas. Por ejemplo, la operación de centrales que usan represas puede resultar en la inundación de una gran cantidad de tierras productivas o biológicamente activas, aguas arriba de la misma. Además estas pueden acumular sedimentos que reducen su vida útil [4]. También, muchas represas en regiones tropicales pueden generar grandes cantidades de metano debido a la descomposición de substancias orgánicas que se encuentran en el embalse [5].

2.1.2 Componentes principales de una central hidroeléctrica

2.1.2.1 La Presa

La presa o azud es el elemento encargado de contener el agua del río y almacenarlo en un embalse. Este embalse permite obtener una diferencia de altura en el nivel de agua, lo que es de vital importancia para generar la energía potencial y posteriormente la energía eléctrica. En el caso de la central Saucay, se aprovecha el caudal de dos represas (El Labrado y Chanlud) conectadas a un reservorio (Tuñi), que es el que provee el recurso hídrico para la central.

Las presas pueden construirse de varios materiales como tierra o aprovechar fallos geológicos naturales, pero el método más común es una presa artificial construida con hormigón.

Las presas hechas en hormigón más usadas son las de gravedad que usan el propio peso de la presa para contener la fuerza de empuje del agua, y las presas de bóveda, las cuales se usan en pases más estrechos y permite que la presión del agua se transmita a través de la presa a las laderas donde están construidas, por lo que se requiere más material [6][7].

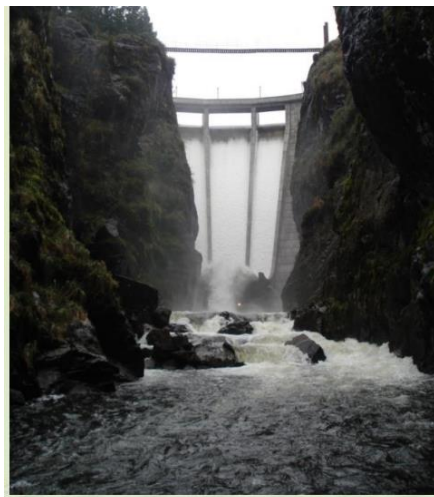


Figura 2.1: Presa Chanlud [8].

2.1.2.2 Los Aliviaderos

Estos permiten liberar parte del agua de la presa sin que esta pase directamente por la sala de máquinas. La evacuación de agua puede ser de fondo o de superficie. Estas permiten además minimizar los efectos de erosión que tendría el agua al caer de gran altura, mediante destructores de energía que pueden ser de diente o mediante deflectores de salto de esquí.

2.1.2.3 Tomas de Agua

Para llevar el agua desde la represa a la casa de máquinas es necesario usar un conjunto de canales o tuberías. Las tomas de agua se encuentran en la cara



anterior de la presa donde el agua es embalsada. Estas tomas pueden regular la cantidad de agua que llega a la turbina pero al mismo tiempo impide que sedimentos u objetos extraños lleguen a los alabes de la misma que podrían dañar su superficie o generar daños.

2.1.2.4 Casa de Máquinas

La casa de máquinas es la construcción donde se ubican las maquinas generadoras, allí se encuentran las turbinas, generadores y elementos de protección y control. Es decir es el lugar donde se da la conversión de energía cinética en energía eléctrica.

La forma de construcción de la casa de máquinas depende en gran medida del tipo de turbina que se utiliza. Además, esta consta de un puente grúa de gran capacidad que permite hacer reparaciones o desmontajes.

2.1.2.5 Turbinas Hidráulicas

Una turbina es el elemento rotativo que convierte la energía potencial del agua en trabajo mecánico. El agua es dirigida directamente a los alabes de la turbina creando una fuerza sobre los mismos para hacerla girar.

Existen generalmente dos tipos de turbinas y son de acción y de reacción, lo cual depende de la presión de agua y la altura de salto.

Las turbinas de reacción actúan debido a un cambio en la presión de agua a medida que se mueve por la turbina y cede su energía, por lo que estas están sumergidas totalmente en el agua. Estas generalmente son usadas en saltos pequeños a medianos (30 – 300 m).

Las turbinas de acción usan la velocidad de un chorro dirigido de agua para mover la turbina. Una turbina de acción es aquella en que la presión del fluido sobre los alabes es constante y todo el trabajo es debido al cambio de energía cinética del fluido.

Las turbinas generalmente se construyen en tres tipos [2]:

- **Turbina Pelton:** son las adecuadas para grandes saltos de altura pero con caudales pequeños. Esta consta de un conjunto de alabes en forma de cucharas en la cual un chorro de agua regulado y dirigido incide sobre las mismas. Debido a su forma, el agua se desvía en un ángulo de casi 180 grados creando un momento que hace girar a la turbina.
- **Turbina Francis:** una turbina Francis se puede usar en saltos de diferentes alturas y dentro de rango de caudal muy amplio. Es una turbina de reacción que combina los conceptos de flujos radial y axial. Son las de uso más común en el mundo y puede operar entre saltos de 40 a 400 m.
- **Turbina Kaplan:** es un tipo de turbina que se usa comúnmente en saltos de pequeña altura pero con caudales considerables. En este tipo de

turbina, el flujo de agua es en forma axial, donde la presión del caudal de agua se aplica a unos alabes móviles y hacen girar a la turbina.



Figura 2.2: Tipos de turbinas de izquierda a derecha: Pelton, Francis, Kaplan.

2.1.2.6 Alternador

Es una maquina rotativa que se encarga de transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta consta de dos partes un rotor que se encuentra acoplado al eje de la turbina y un estator donde se encuentran los conductores por donde circulará la corriente eléctrica usada en el circuito externo. La operación de un generador se basa en el fenómeno de inducción electromagnética descubierta por Faraday, donde un campo magnético variable es aplicado a un circuito cerrado, por lo que de resultado circula una corriente por la misma [9].

2.1.3 Funcionamiento de una central hidroeléctrica.

Existen varios tipos de centrales hidroeléctricas como se muestra en la siguiente sección y el funcionamiento de cada una de ellas varia de acuerdo a su forma de construcción; pero en general, cada una de ellas basa su funcionamiento bajo el mismo principio.

Mediante una presa situada en el cauce de un rio, se acumula artificialmente cierto volumen de agua formando un embalse que puede ser de regulación horaria, diaria, semanal o mensual dependiendo del tamaño de la presa. Este embalse forma una diferencia de altura entre las aguas arriba de la turbina y las inferiores, por lo que esta adquiere una energía potencial.

Mediante tuberías o conducciones de cualquier tipo, el agua en el embalse es conducida hacia la casa de máquinas y al mismo tiempo se regula el caudal de llegada mediante una válvula.

El agua a presión llega hacia la casa de máquinas donde se encuentra una turbina acoplada a un generador eléctrico. El agua que viene de las tuberías es inyectada directamente en los alabes de la turbina la cual trasforma la energía cinética del agua en energía rotacional.

Luego esta energía es transmitida mediante un eje al rotor del generador, el cual trasforma la energía rotativa en energía eléctrica de media tensión a la salida de sus bornes. El agua una vez turbinada es devuelta al cauce del rio mediante tuberías o canales.



2.1.4 Tipos de centrales hidroeléctricas

Existen varios tipos de centrales hidroeléctricas y se las puede clasificar de acuerdo a su forma de construcción.

2.1.4.1 Central hidroeléctrica de pasada

Una central de pasada o agua fluyente es aquella que no consta de un embalse acumulador aguas arriba de las turbinas, o el embalse es muy pequeño que solo permite regulación horaria. Es decir este tipo de central toma directamente el caudal de agua del río que se encuentra en ese momento y lo conduce a la casa de máquinas [10].

Generalmente el desnivel entre aguas arriba y aguas abajo es relativamente pequeño, por lo que depende en gran medida de que exista un gran caudal que sea constante a lo largo del año para asegurar una potencia determinada.

Al no existir un embalse con capacidad de acumulación de agua suficiente, la potencia de salida de la central depende en gran medida del caudal del río a lo largo del año, por lo tanto existen épocas del año donde la central puede generar a su potencia máxima e incluso dejar pasar el agua excedente, pero al mismo tiempo existe épocas del año donde el caudal del río es tan pequeño que la potencia de salida es casi nula.

2.1.4.2 Central hidroeléctrica con embalse

Este tipo de central consta de un embalse de gran tamaño aguas arriba de las turbinas, que permite almacenar un mayor volumen de agua. Por lo tanto este tipo de central tiene capacidad de regulación semanal o inclusive mensual [10].

El embalse permite regular la cantidad de agua que pasa por la turbina, por lo que dependiendo del tamaño del mismo, la central podría estar en la capacidad de generar a lo largo de todo el año, inclusive en épocas de bajo caudal de los ríos afluentes.

Generalmente la inversión para la construcción de esta central es mucho mayor que una central de pasada, pero el costo por kilovatio hora (kWh) se hace mucho más barato debido a la capacidad de generar todo el año. Las centrales de embalse se pueden dividir en dos tipos de acuerdo al método de aprovechamiento de agua:

2.1.4.2.1 Centrales de pie de presa

En este tipo de central, la sala de máquinas se encuentra justo debajo del embalse, por lo que el desnivel es relativamente pequeño, lo que significa que la potencia depende en mayor parte del caudal que ingrese a las turbinas.



2.1.4.2.2 Centrales de derivación

En una central de derivación las aguas son igualmente acumuladas en una presa pero la sala de máquinas se puede encontrar a varios kilómetros después de esta, por lo tanto la conducción del caudal del río se hace mediante tuberías de presión, que pueden recorrer varios kilómetros hasta llegar a la sala de máquinas. Este tipo de esquema hace posible aprovechar saltos mucho más grandes pero con caudales mucho más pequeños [11].

Luego de que el agua se turbinada, esta es devuelta al cauce del río mediante una tubería de descarga.

2.1.4.3 Centrales hidroeléctricas de bombeo

Una central de bombeo, es un tipo de central reversible que permite un uso más racional del recurso hídrico. Consta de dos embalses, uno superior o de aguas arriba de las turbinas y uno inferior o aguas abajo. Así, en horas donde el costo de la energía es más alto, generalmente en el pico de la curva de demanda, el agua es turbinada del embalse superior al inferior entregando energía a la red, por lo que ésta funciona como una central convencional. Pero en cambio, en horas cuando la energía es mucho más barata, generalmente en las madrugadas, el agua que se encuentra en el embalse inferior es bombeada de vuelta al embalse superior tomando energía de la red, para que pueda ser utilizada nuevamente y se repita el ciclo.

Este tipo de central es la única forma de almacenamiento de energía eléctrica en grandes cantidades, e inclusive puede ser usada conjuntamente con fuentes de energía renovable no convencionales como turbinas eólicas o parques fotovoltaicos, que pueden bombear el agua hacia el embalse superior en momentos cuando tengan disponibilidad de energía

2.2 CONCEPTOS BÁSICOS

Todos los sistemas y elementos de las centrales hidroeléctricas con el paso del tiempo van reduciendo su eficiencia; lo que implica una mayor cantidad de salidas forzadas debido a daños. Del mismo modo, la cantidad de mantenimientos preventivos y correctivos son más frecuentes y complicados de realizar.

Por lo tanto, todas las paradas de la central debido a salidas no programadas o a mantenimiento de cualquier índole, afecta en la cantidad de energía anual producida por la central, ya que se reduce la potencia máxima que la instalación genera y la disponibilidad de los equipos de generación. Para ello, es necesario realizar actividades de rehabilitación, repotenciación o modernización que permitan mejorar el desempeño en la operación de la central.

Los conceptos anteriormente mencionados suelen ser frecuentemente mal empleados, por lo que a continuación se realizará una breve descripción de cada uno.



2.2.1 Concepto de rehabilitación

El concepto exacto de rehabilitación se presenta en “La guía para rehabilitación de la IEEE”, en donde se indica:

“La rehabilitación es un proceso que de una forma planifica, sustituye, modifica o adiciona equipos en una central hidroeléctrica existente, con el objetivo de restaurar sus condiciones iniciales de operación, mantenimiento, confiabilidad y seguridad.” [12]

Entonces, la rehabilitación de una central no busca solamente aumentar su desempeño, sino también busca aumentar la disponibilidad y confiabilidad de la central, reduciendo los tiempos y frecuencias de mantenimiento, para de este modo igualar o aumentar la rentabilidad de producción de la central con valores similares o superiores a los del inicio de su operación. Es importante indicar que este concepto no se refiere al aumentar la cantidad de potencia producida por la planta. Sin embargo, esto puede ocurrir en un pequeño porcentaje debido a una mejora en la eficiencia de los equipos sustituidos.

2.2.2 Concepto de repotenciación

Otra actividad que permite mejorar el desempeño de una central es la repotenciación que, según [13], implica la sustitución, modificación o aumento de equipos de una central existente para aumentar tanto la capacidad instalada, así como, la cantidad de energía producida anualmente, pudiendo llegar a valores sustancialmente superiores a los del inicio de operación.

Para ello, generalmente se realizan sustituciones de los equipos originales instalados por otros más eficientes, mejorando por lo tanto, la disponibilidad y confiabilidad de la central en niveles superiores a los originales, lo que implica reducción de costos de operación y mantenimiento.

2.2.3 Conceptos de modernización

La Modernización, según [13] consiste en introducir equipos y controles modernos en los sistemas de una central ya existente. Es decir, la modernización es esencialmente la integración de nuevos componentes con los ya existentes para mejorar el desempeño de la planta en general y maximizar la producción de energía.

La modernización de una central implica también que las condiciones de operación pueden cambiar en relación a las condiciones iniciales, lo que implica además que el beneficio económico debido a la generación de energía puede modificarse respecto al desarrollo original.



2.3 LA NECESIDAD DE MODERNIZACIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Las centrales hidroeléctricas representan una forma económica de generación de energía eléctrica, además de que es energía renovable. Sin embargo, la falta de lugares apropiados y el tiempo requerido para su construcción, han dado paso a la modernización de centrales que han llegado o están llegando al final de su vida útil. Por lo que la modernización de una central, permite aprovechar de una manera eficiente el recurso existente.

Generalmente la opción de modernización junto con la realización de mantenimientos preventivos, económicamente son las mejores opciones de inversión a largo plazo, comparado con la construcción de una nueva planta.

Generalmente el costo de operación y mantenimiento de una central hidroeléctrica crece junto con la antigüedad de la misma. Así los componentes y sistemas, presentan deterioración y empiezan gradualmente a fallar, requiriendo reparación o remplazo [14].

Un buen programa de mantenimiento puede prolongar la vida de operación de los componentes, pero las fallas y salidas forzadas se incrementan con el paso del tiempo. Generalmente una falla grave de un componente o de un sistema puede requerir el remplazo parcial o total del mismo, lo que implica que si los componentes son muy antiguos, lo más probable es que no exista disponibilidad de repuestos debido a obsolescencia.

2.3.1 Beneficios de la modernización

Los beneficios generales que se consigue al aplicar un plan de modernización en una central hidroeléctrica son los siguientes [15]:

- **Extensión de la vida útil de la central:** el objetivo principal de la modernización de una central es mantenerla en operación aprovechando el recurso energético existente. Aumentar la vida útil de una central, no solo implica un mayor beneficio económico, sino es también un acto de preservación ambiental y de impacto social debido a las oportunidades de empleos para la población del sector donde está ubicada.
- **Incremento de la capacidad de generación de la planta:** Existen formas para aumentar la capacidad de energía generada por la planta; entre estas se encuentran por ejemplo incrementar el salto de operación, disminuir los niveles de descarga de agua; y mejorar o añadir capacidad de generación a través de mejoras físicas u operacionales en el sistema turbina-generator.
- **Reducción de pérdidas:** la reducción de pérdidas ayuda a restablecer la eficiencia de las centrales hidroeléctricas a sus niveles diseñados originalmente o inclusive en algunos casos pueden mejorar la eficiencia original. Algunos métodos para reducir las pérdidas de energía incluyen actividades como reparación de fugas o filtraciones en estructuras,



reducción de pérdidas de carga mediante la optimización del sistema de circulación de agua o simplemente la instalación y diseño de equipos modernos más eficientes.

- **Mejora de operación:** Al realizar la modernización de una central, se logra utilizar de manera más eficiente el recurso hídrico, esto se lo realiza utilizando modelos computacionales que incorporan las características de la planta, pronósticos de flujos, calendarios de optimización y otras restricciones para optimizar el despacho de generación de energía.
- **Reducción de los costos de operación y mantenimiento:** Los costos de operación y mantenimiento de una central modernizada son menores en relación a plantas antiguas. Los sistemas SCADA ayudan a reducir las operaciones manuales que existan en la central. La mejora de manejo de información en la planta, permite reducir los requerimientos de mantenimiento y de este modo reducir las salidas no programadas. La automatización de procesos y utilización de componentes modernos reduce los requerimientos de personal en la planta e incrementa la eficiencia del uso de los equipos.

2.3.2 Factores que dificultan la modernización

- **Falta de información técnica-económica:** la decisión de realizar la modernización de una central recae en el análisis correcto de las informaciones técnicas y sus impactos económicos. Si no existe un estudio adecuado, no será posible hacer un diagnóstico correcto y la realización de cualquier actividad de modernización no será viablemente económica para la empresa.
- **Seguridad de las estructuras:** durante el periodo de operación, las estructuras de la central fueron diseñadas con parámetros establecidos para determinados equipos. Al modernizar la planta, puede ser necesario realizar cambios estructurales en la misma si se instalan nuevos grupos de generación modernos. Por lo tanto, es importante verificar y evaluar si la estructura es compatible con los nuevos esfuerzos mecánicos de las máquinas a instalar.
- **Identificación de fuentes de financiamiento:** La modernización de una central hidroeléctrica puede requerir una fracción importante del valor de la inversión inicial de la central. Las instituciones financieras que brindan financiamiento para este tipo de obras son pocas, por lo que en la mayoría de casos se requiere de la inversión de recursos propios, lo que dependiendo el costo de inversión, reduce las posibilidades de ejecutar un plan de modernización.
- **Exigencias de contratos de entrega de energía:** Las empresas generadoras deben cumplir con cierta cantidad mínima de producción para el abastecimiento de energía. Eso implica que según sea el plan de modernización que se realice, la empresa encargada de la central, deberá acordar la disminución o inactividad en la producción de la misma con el



organismo de regulación correspondiente o en su defecto deberá comprar la energía a otra empresa de generación eléctrica a precios altos para poder ejecutar la modernización.

- **Reducción de ingresos económicos debido a parada de equipos en servicio:** una central en operación genera un ingreso económico debido a la venta de energía generada. La realización de un plan de modernización, implica interrumpir la operación, lo que afecta a la producción energética y por lo tanto económica. Además, si el agua no puede ser almacenada o direccionada para otro equipo, se tendrá una cantidad de energía desperdiciada mientras dure la realización de las obras.

2.4 DESARROLLO DEL PLAN DE MODERNIZACIÓN

En esta sección se desarrolla el plan a seguir para realizar el análisis de modernización de los sistemas de la central hidroeléctrica Saucay. Se presenta información en detalle de cada etapa, para realizar el análisis respectivo de cada unidad, lo que incluye: identificación (screening), evaluación de desempeño y operación de los sistemas, actividades de modernización y un análisis estimado de costos y beneficios.

Es necesario considerar que cada planta hidroeléctrica es única y por lo tanto, no todo plan de modernización se adapta a cada unidad o inclusive la central, como es el caso de la central hidroeléctrica Saucay, la cual consta de dos fases diferentes. Debido a la diferencia del año de construcción de cada etapa, es necesario considerar que la información técnica será diferente y por lo tanto el plan puede no ser único, ni tampoco los objetivos.

2.4.1 Identificación (Screening)

Para el desarrollo del plan, es necesario contar con información técnica que será requerida para la mayor parte de los pasos a seguir y así poder establecer claramente las necesidades y oportunidades de modernización.

El proceso de identificación (screening) usa indicadores para dar información si es necesario procedimientos de modernización o extensión de la vida útil. Los indicadores usados son de desempeño, edad, confiabilidad y mantenimiento. Los indicadores son evaluadores cualitativos basados en la revisión de la información existente que puede ser obtenida en la empresa ELECAUSTRO S.A.

El indicador de desempeño, brinda información relativa a las condiciones de operación de los equipos, lo que hace referencia a las condiciones técnicas que los equipos deben cumplir durante su operación.

El indicador de edad, da una idea de la vida útil restante del equipo. Además, sirve como indicador para actividades de modernización. Los factores que intervienen en este indicador son la calidad de materiales utilizados en la construcción de la planta, además de la cantidad de mantenimiento realizado en los años de funcionamiento de la misma. Se debe considerar que inclusive con

mantenimientos regulares, la tasa de fallos de los componentes generalmente se incrementa con la edad de la central.

En la tabla 2.1, se presenta la vida útil esperada en años de algunos componentes de la central.

Sistemas de la central	Vida esperada (años)	Consideraciones generales que afectan la vida útil de los componentes
OBRAS CIVILES		
Represas, canales, túneles, reservorios	60-80	Duración del agua, calidad del trabajo, grado de deterioración, condiciones medioambientales.
COMPUERTAS Y ESTRUCTURAS DE LA CASA DE MÁQUINAS		
Compuertas, rejillas, rodamientos, puentes	40-50	Consideraciones de diseño, calidad del material, tecnología utilizada, corrosión del material, mantenimiento.
TURBINAS		
Kaplan	30-40	Seguridad de operación, cavitación, fugas, erosión, corrosión, nivel de tecnología utilizado.
Francis	30-40	
Pelton	40-50	
Bombas de la turbina	25-33	
Bombas de almacenamiento	25-33	
ELEMENTOS MECÁNICOS EN GENERAL		
Válvulas mariposa, válvulas especiales, equipo mecánico en general.	25-40	Calidad del material, condiciones de seguridad de operación, tipo de diseño.
INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
Generador, transformadores.	25-40	Condiciones de los arrollamientos y el núcleo, seguridad de operación, tecnología de los equipos, condiciones de operación, mantenimiento.
Equipo eléctrico de control y maniobra.	20-25	
Baterías.	10-20	
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
Torres metálicas	30-50	Corrosión, seguridad de operación, calidad del material, nivel de tecnología usado, capacidad de los conductores.
Postes de concreto	30-40	
Conductores	25-40	

Tabla 2.1: Vida útil esperada de los principales sistemas de una central [15].

El indicador de confiabilidad nos da información útil referente a la probabilidad de operación satisfactoria de la central en un periodo de tiempo determinado.

Este indicador suele ser complicado de analizar, debido a que los mantenimientos que se hagan en la central pueden ser programados o no programados dependiendo del tipo de falla que se presente, lo que afecta a la determinación del índice de confiabilidad de la planta.

El indicador de mantenimiento nos permite dar información referente a los efectos que los mantenimientos predictivos y correctivos tienen sobre el índice de confiabilidad.



2.4.2 Evaluación de desempeño y condición.

La evaluación de desempeño y condición de los equipos es clave para la formulación del plan de modernización. El proceso de modernización es iterativo y depende principalmente de la información recolectada en esta etapa.

La información que se debe recolectar, es la que se muestra en la tabla 2.2:

Datos de equipo e información técnica	Historial de mantenimiento y reparaciones mayores
Información de desempeño y operación	Evaluación de condición de equipo

Tabla 2.2: Información para evaluación de desempeño y condición.

La evaluación de la condición o desempeño de un equipo electromecánico u oleohidráulico comienza con la revisión de datos técnicos que describen el equipo existente. Los datos técnicos incluyen información de placa del equipo, referencias de ingeniería, datos de fabricación y cualquier reporte de puesta en marcha.

La información necesaria puede ser obtenida de las siguientes fuentes:

- Datos de placa del equipo
- Archivos de ingeniería/mantenimiento
- Diagramas unifilares
- Planos
- Planos de generador
- Reportes de diseño originales de ingeniería
- Reportes de inspección de condición y desempeño

Para complementar la información anteriormente mencionada, es necesario realizar una visita al sitio para verificar el historial de mantenimiento y reparaciones mayores, el desempeño de los equipos y verificar las condiciones de funcionamiento de las máquinas mediante inspección y entrevistas al personal de mantenimiento de la planta.

Es importante realizar una revisión y análisis del historial de mantenimiento y reparaciones del equipo para verificar su estado y predecir la vida restante del mismo. También es necesario obtener la siguiente información referente al desempeño y operación de los equipos:

- Datos actuales de generación.
- Datos de diseño original.
- Modos de operación
- Operación fuera de diseño
- Datos de confiabilidad



Con toda la información anteriormente recopilada, es posible tener una visión general del estado de los equipos y poder planificar actividades de modernización como se explicará en la siguiente sección.

2.5 ACTIVIDADES DE MODERNIZACIÓN

Durante la evaluación de la condición de los equipos, las actividades para modernización o extensión de vida útil serán identificadas. La modernización de cualquier equipo es compleja debido a que esta puede repercutir en otros equipos y es posible que los beneficios deseados no se cumplan debido a otras limitaciones de la planta.

Por lo tanto es necesario identificar correctamente las oportunidades de modernización que pueden incluir mejora en la calidad de energía, mejora en los servicios, aumento de capacidad, más funcionalidades, flexibilidad, automatización y otros servicios. En la tabla 2.3, se muestra un cuadro de las áreas de oportunidad de modernización para un generador y sus equipos asociados.

Áreas de Oportunidad	Actividades para alcanzar oportunidades
<p>Salida</p> <ul style="list-style-type: none">Incrementar capacidad de unidad (sujeto a turbina, excitación y auxiliares)Incrementar energía generada (disponibilidad y eficiencia)	<ul style="list-style-type: none">Reemplazo de devanados de estator y campoCambio de núcleo de estatorMejora en polos de rotorMejora de unidad sin modificación del equipoMejorar cableado, interruptores y transformadoresAutomatización
<p>Fiabilidad</p> <ul style="list-style-type: none">Edad/condición del equipoMejoras operacionales requeridasMejorar problemas críticos de planta/equipoMejorar confiabilidad	<ul style="list-style-type: none">Remediación de defectosReemplazar excitatriz rotativa con sistema de excitación estáticoReemplazar/mejorar AVRReemplazar/mejorar cojinetes usando nuevos materiales como PTFE



<p>Sostenibilidad</p> <ul style="list-style-type: none">• Reducir riesgos ambientales- mejorar el cumplimiento ambiental	<ul style="list-style-type: none">• Instalar sistema de remoción de vapor de aceite y polvo• Mejorar el acceso a inspección• Rebobinar estator para eliminar emisiones de ozono• Monitorear ozono• Rediseñar el sistema de enfriamiento del generador para optimizar los requerimientos de flujo de agua o mejorar la distribución de aire para enfriamiento• Reemplazar excitatriz con un sistema estático• Modernizar el sistema de protección e incendios del generador
<p>Flexibilidad</p> <ul style="list-style-type: none">• Mejorar flexibilidad operacional para la planta como un todo	<ul style="list-style-type: none">• Mejorar sistemas de control• Proveer de operación remota

Tabla 2.3: Oportunidades de modernización [15].

La etapa inicial de la evaluación de las actividades de modernización empieza con la investigación de los avances tecnológicos de los equipos electromecánicos e hidráulicos de la central.

Un estudio del estado del arte nos permite obtener y analizar las nuevas tendencias tecnológicas que permiten una mejoría en aspectos como la capacidad de generación de la central, confiabilidad e inclusive la rentabilidad de la planta.

2.6 ESTIMACIÓN DE COSTOS Y BENEFICIOS

Un factor fundamental para el plan de modernización, es realizar un análisis costo-beneficio de los diferentes sistemas de la central que se analizarán en la presente investigación. La importancia de este análisis se debe a que cualquier decisión que se tome, repercute en el futuro de la central.

Se debe considerar que en el presente trabajo, se utilizarán costos aproximados basados en curvas genéricas, tablas y catálogos digitales que se encuentran disponibles en el mercado eléctrico.

Debido a que los resultados que se obtengan son aproximaciones de los costos reales, la empresa ELECAUSTRO S.A. dispondrá de información general para que de este modo se analice e identifique el plan que brinde la mayor cantidad de beneficios con la menor inversión.



Al finalizar la estimación de los costos y beneficios, es necesario realizar un análisis de factibilidad u optimización de resultados que nos permita confirmar que el plan de modernización es adecuado, que los trabajos sean posibles de realizar y que sean económicamente viables, para de este modo refinar el plan de modernización con valores más precisos y beneficios estimados.



REFERENCIAS

- [1] Worldwatch Institute, "Use and Capacity of Global Hydropower Increases," 2012.
- [2] F. Orille, *Centrales Hidroeléctricas*. Editions UPC, 1997.
- [3] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, *Minicentrales Hidroeléctricas*. Madrid, España: IDAE, 2006.
- [4] P. Robbins, "Hydropower," *Encyclopedia of Environment and Society*. 2007.
- [5] Dams.org, "WCD Final Report," 2000. [Online]. Available: dams.org.
- [6] E. Sparrow, "Presas de Gravedad," Nuevo Chimbote, Peru, 2009.
- [7] H. Chanson and J. James, "Historical Development of Arch Dams. From Cut-Stone Arches to Modern Concrete Designs," 2011. [Online]. Available: Barrages.org. [Accessed: 16-Aug-2015].
- [8] Electro Generadora del Austro - ELECAUSTRO S.A., "Rendición De Cuentas 2014," Cuenca, Ecuador, 2014.
- [9] A. Fitzgerald, *Electric Machinery*, Ed. illust. McGraw-Hill Companies, 2003.
- [10] J. Sherman, *Hydroelectric Power*, Illustrate. Capstone, 2003.
- [11] R. Noyes, *Small and Micro Hydroelectric Power Plants: Technology and Feasibility*, Illustrate. Noyes Data Corporation, 1980.
- [12] IEEE, *IEEE Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants*. Piscataway, United States: I.E.E.E. Press, 1994.
- [13] Electric Power Research Institute - EPRI, "Hydro Life Extension Modernization Guides Volume 1 : Overall Process," 1999.
- [14] F. Espinosa, "Un Modelo de Estudio para Definir Niveles de Confiabilidad en una Línea de Producción," Universidad de Talca, 2009.
- [15] Electric Power Research Institute - EPRI, "Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 3: Electromechanical Equipment," EPRI, 1999.

CAPÍTULO 3

ESTADO ACTUAL DE LA CENTRAL

3.1 INFORMACIÓN GENERAL DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ING. FERNANDO MALO CORDERO (SAUCAY)

La central Hidroeléctrica Ing. Fernando Malo Cordero, también conocida como central Saucay, se encuentra a 24 Km al noroeste de la ciudad de Cuenca y pertenece a la compañía Electro Generadora del Austro - ELECAUSTRO S.A,

Esta central está constituida por dos fases. La primera fase fue construida en el año de 1978 con dos unidades de generación de 4 MW cada una. La segunda fase fue construida en el año de 1982 y se instalaron dos unidades de 8 MW cada una, entregando una potencia total de 24 MW [1].

La central Saucay forma parte del complejo hidroeléctrico Machángara (Figura 3.1) y aprovecha el caudal de agua proveniente del reservorio de Tuñi que es un punto de afluencia de las represas de El Labrado y Chanlud.



Figura 3.1: Complejo Hidroeléctrico Machángara [2].

3.1.1 Información general de las unidades de generación

Las unidades de generación 1 y 2 de la central, se encuentran conectadas en paralelo a una barra de 4,16 KV, la cual mediante un transformador elevador de tensión de 10 MVA, se conecta a una barra general de salida de 69 KV.

De manera similar, las unidades de generación 3 y 4 se conectan independientemente mediante transformadores elevadores de 4,16 a 69 kV a la barra general de salida de la central.

La barra general de salida de la central, se conecta mediante dos líneas de transmisión a las subestaciones 04 y 07, pertenecientes al Parque Industrial y a Ricaurte, respectivamente. En el anexo 1, se observa un diagrama unifilar correspondiente a la conexión general de la central.



Figura 3.2: Central Hidroeléctrica Ing. Fernando Malo (Saucay) [1].

A continuación se describen los datos de placa principales correspondientes a las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Saucay:

3.1.1.1 Unidades de generación 1 y 2

Las unidades de generación 1 y 2 de la central, fueron puestas en funcionamiento en el año de 1978. En la tabla 3.1, se muestran los datos de placa correspondientes a la turbina y generador.

DATOS GENERALES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN 1 Y 2			
TURBINA		GENERADOR	
Marca:	Bell	Marca:	Parson Peebles
Tipo	Pelton	Potencia nominal	4000 kW
Caudal nominal	1,2 m ³ /s	Tensión nominal	4,16 kV
Salto nominal	420 m	Frecuencia nominal	60 Hz
Potencia nominal	4366 kW	Factor de potencia	0,8
Velocidad	720 rpm	Tipo de excitación	Sin escobillas

Tabla 3.1: Datos de placa de las unidades de generación 1 y 2 (Elaboración Propia).

3.1.1.2 Unidades de generación 3 y 4

Las unidades de generación 3 y 4 de la central, fueron puestas en funcionamiento en el año de 1982. En la tabla 3.2, se muestran los datos de placa de la turbina y generador.

DATOS GENERALES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN 3 Y 4			
TURBINA		GENERADOR	
Marca:	Bell	Marca:	Brown Boveri
Tipo	Pelton	Potencia nominal	8000 kW
Caudal nominal	2,18 m ³ /s	Tensión nominal	4,16 kV
Salto nominal	426 m	Frecuencia nominal	60 Hz
Potencia nominal	8090 kW	Factor de potencia	0,8
Velocidad	600 rpm	Tipo de excitación	Sin escobillas

Tabla 3.2: Datos de placa de las unidades de generación 3 y 4 (Elaboración Propia).

3.1.2 Información general de producción de la Central [3]

La central hidroeléctrica Saucay tiene una producción de energía media anual de 114,73 GWh, cuyo mes de máxima producción es generalmente mayo y la producción mínima ocurre en el mes de septiembre. En la figura 3.3, se muestra un gráfico de barras correspondiente a la producción mensual de energía de la central.

Al año 2014, la central produjo 118,04 GWh con valores máximos y mínimos de energía correspondientes a los meses de agosto y febrero respectivamente.

Por otro lado, para el año 2015 se consideran los datos hasta el mes de julio, obteniendo una producción total de 90,33 GWh en el periodo analizado.

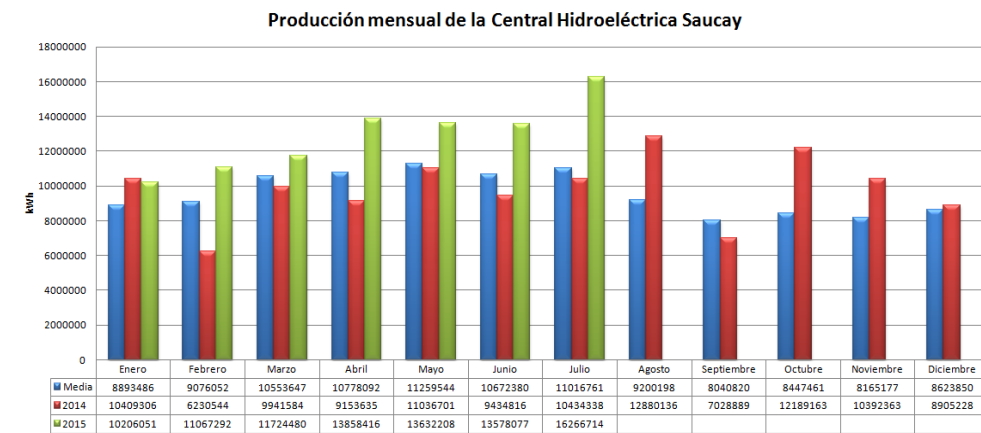


Figura 3.3: Producción mensual de energía de la central [3].

3.2 ANÁLISIS DE TIEMPO FUERA DE SERVICIO DE LA CENTRAL POR FALLAS

Un importante paso en la evaluación del estado actual de la central es realizar un análisis de las salidas no programadas de la central. Para ello, se necesita analizar la frecuencia y duración de las fallas que han puesto fuera de servicio a las unidades, para así reconocer a los equipos cuya operación no sea confiable y poder proponer actividades de modernización.



El análisis se basa en un conjunto de datos recopilados de los últimos seis años de operación, obtenidos de los reportes diarios elaborados por el personal de operación de la central. Aunque el análisis de fallas debería abarcar toda la vida de la central, se lo elaboró solo para el periodo mencionado debido a que durante este lapso de tiempo se tiene una muestra de información importante en cuanto a la operación de la misma. Por lo tanto, para complementar la información faltante, se utilizará también información brindada por el personal de mantenimiento y operación mediante un cuestionario adaptado a los equipos a analizar.

Utilizando la información anterior y en base a otras fuentes así como entrevistas al personal, se pueden responder las siguientes preguntas [4]:

- ¿Cuál es la tendencia en mantenimiento del equipo, tales como horas, costos y tiempo fuera de servicio?
- ¿Existen problemas críticos en la planta?
- ¿El equipo necesita mucho mantenimiento e inversión de recursos económicos?
- ¿Ha sido el mantenimiento superficial?
- ¿Ha existido reparaciones mayores en los equipos?

La información brindada por las respuestas es fundamental para posteriormente formular las posibles alternativas de modernización.

3.2.1 Análisis de fallas Grupo 1

En el tiempo analizado, el grupo de generación 1 ha presentado la mayoría de tiempo fallas de origen interno que el personal de operación de la central no especifica en las hojas de cálculo correspondientes a los reportes diarios de operación.

Se han presentado también fallas de origen externo que ocasionan desconexiones de las líneas de transmisión. Las fallas de este tipo tienen una duración considerable en el período analizado e incluyen las fallas que se presentan en las líneas que conectan la barra de 69 KV de la central con las subestaciones 04 y 07, lo que implica salidas forzadas del grupo de generación debido a disparos en los relés de protecciones ya sea por cortocircuitos, sobrecargas, etc.

En el grupo de generación analizado fue considerable el tiempo de falla debido a errores en el nivel de tensión en la barra y en el arranque del generador. Por otro lado, las fallas del regulador de velocidad y en el sistema de lubricación de los cojinetes del generador presentaron un lapso de tiempo considerable dentro del análisis.

Se debe tomar en cuenta también a las fallas que se presentaron debido a golpes de carga, ya que estas ocasionaron que los relés de protección actúen e inhabiliten al grupo de generación.

En la tabla 3.3, se presentan las fallas que ocurrieron en el grupo 1 desde al año 2009 al 2014 con su frecuencia de ocurrencia y duración en minutos.

ANÁLISIS DE FALLAS DEL GRUPO DE GENERACIÓN 1		
Falla	Frecuencia	Tiempo total (minutos)
Desconexión de línea	4	991
Desconexión de línea S/E 07	1	13
Desconexión de línea S/E 04	3	641
Actuación del relé de sobrecarga	1	37
Fallas internas	1	1677
Fallas externas	1	245
Fallas por sobrecorriente	2	13
Presión baja en la bomba de lubricación de los cojinetes	1	89
Falla en el regulador de velocidad	2	649
Falla alimentador 0421	1	17
Falla por problemas de tensión en la barra	1	787
Falla en el sistema de parada de emergencia	1	19
Falla en el relé de protecciones	1	17
Falla electromecánica no especificada	1	23
Falla en el sistema de arranque. La P no alcanza un valor superior a 0,5 MW	1	1200
Golpe de carga	1	43
Falla en el arranque	1	15

Tabla 3.3: Fallas presentadas en el grupo 1 (Elaboración propia basado en reportes diarios de operación).

3.2.2 Análisis de fallas grupo 2

Al igual que en el análisis del grupo 1, en las hojas de cálculo correspondientes a los reportes diarios de operación se presentaron fallas no especificadas que tienen una duración considerable pero el personal de operación de la central no indicó con exactitud a que sistema o elemento corresponden. Por otro lado, en el grupo de generación 2, se debe tener especial atención con las fallas que se presentaron en el regulador de velocidad, ya que tienen una duración en minutos considerable.



El grupo 2 también se ve afectado por fallas de origen externo que ocasionaron desconexiones de las líneas que conectan la barra general de 69 KV de la central con las subestaciones aledañas. Por lo tanto se produjeron salidas forzadas del grupo de generación debido a disparos en los relés de protecciones ya sea por cortocircuitos, sobrecargas y sobrecorrientes.

Un aspecto importante correspondiente al grupo 2 es que con frecuencia se presenta una alta temperatura en el estator del generador, por lo que generalmente los operadores conectan un ventilador auxiliar externo para enfriar al generador y evitar que el mismo se sobrecaliente.

En la tabla 3.4, se presentan las fallas que ocurrieron en el grupo 2 desde al año 2009 al 2014 con su frecuencia de ocurrencia y duración en minutos.

ANÁLISIS DE FALLAS EN EL GRUPO DE GENERACIÓN 2		
Falla	Frecuencia	Tiempo total (minutos)
Falla no especificada	1	3313
Desconexión de línea S/E Cuenca	1	52
Falla en la línea	2	81
Desconexión de línea Saucay - S/E 04	3	1342
Disparo por sobrecorriente	1	6
Fallas por sobrecorriente	3	83
Falla en el regulador de velocidad	1	2523
Falla en el alimentador 0421	1	92
Falla por golpe de carga	2	49
Falla en la bomba de lubricación	1	42
Alta temperatura en el estator	1	265

Tabla 3.4: Fallas presentadas en el grupo 2 (Elaboración propia basado en reportes diarios de operación).

3.2.3 Análisis de fallas grupo 3

Las fallas externas que provocan desconexión en las líneas de transmisión conectadas a la subestación 04, es la principal causa que ocasionó la salida de la unidad de generación 3. Así mismo, una falla interna debido a baja presión en el sistema oleo-hidráulico ha sido una causa muy común para la salida de la unidad mencionada.

De igual manera, existen salidas de la unidad que no han sido especificadas por los operadores y fallas debido a problemas por falta de flujo de agua para refrigeración de la unidad.



Algunas fallas menos comunes que se han presentado son errores en el sensor de presión, fallas en el inyector inferior y desconexión de líneas por descargas atmosféricas.

La falla más grave en cuanto a duración se presentó en el inyector inferior, ya que dicha falla ocasionó la indisponibilidad de la unidad por un tiempo considerable. Es importante mencionar que las fallas que involucran al regulador de velocidad o por baja presión del sistema oleo-hidráulico también han sido causas de salidas forzadas en la unidad. La tabla 3.5 muestra la frecuencia y duración de las fallas ocurridas en el periodo de estudio.

ANÁLISIS DE FALLAS DEL GRUPO DE GENERACIÓN 3		
Falla	Frecuencia	Tiempo total (minutos)
Falla en el sistema nacional interconectado	1	48
Frecuencia máxima	2	95
Falla no especificada	4	708
Fallo de regulador de tensión	1	4
Actuación del relé de sobrecarga	1	21
Ruido en el regulador de velocidad	1	4173
Sale de línea (por pérdida de campo)	1	95
Actúa Protección 59 G (sobre tensión)	1	22
Temperatura alta del estator	1	6
Falla de relé de protección	1	627
Descargas atmosféricas	2	121
Falla en el inyector inferior	2	25560
Falla en el sensor de presión	2	294
Disparo por falta de flujo de agua de refrigeración.	3	137
Desconexión en la línea S/E 04	5	191
Baja presión del grupo oleohidráulico	5	2920
Falla centrífugo de sobre velocidad	1	122
Baja presión de inyectores	1	13
Falla presión equilibrada en válvula esférica	1	24
Disparo Secuencia válvula Principal	1	13

Tabla 3.5: Fallas presentadas en el grupo 3 (Elaboración propia basado en reportes diarios de operación).

3.2.4 Análisis de fallas grupo 4

La falla más común que se presenta en el grupo 4 se debe a falta de flujo de agua para refrigeración, aunque también han existido salidas de la unidad por fallas externas, en especial en la línea de transmisión Saucay - S/E 04 y por descargas atmosféricas.

El sistema con fallas más frecuentes es el sistema oleo hidráulico, ya que en reiteradas ocasiones no ha existido la presión suficiente para su normal funcionamiento. Por otro lado, también han existido disparos en los breakers de los PLC y una falla grave en el disyuntor de SF6, seguidas de fallas en el regulador de velocidad y fallas en el cojinete del generador.

En la tabla 3.6, se presentan las fallas que han ocurrido en el grupo 4, así como su frecuencia y duración en minutos, dentro del período de tiempo analizado.

ANÁLISIS DE FALLAS DEL GRUPO DE GENERACIÓN 4		
Falla	Frecuencia	Tiempo total (minutos)
Falla en el sistema nacional interconectado	1	43
Falla en el cojinete	1	5760
No funciona el regulador de tensión manual	1	616
Desconexión de la línea subestación Cuenca	1	49
Descargas atmosféricas	5	3181
Fallas en el disyuntor SF6	2	10395
Falla interna	2	906
Desconexión de línea Saucay S/E 04	5	172
Falta de alimentación de corriente continua.	1	44
Actuación de protección R35 (escobillas)	1	11
Falla en el regulador de tensión	1	485
Fuga en la tubería del By Pass de la válvula esférica	1	92
Pérdida de campo, disparo del regulador de tensión	1	58
Disparo breakers del PLC	3	29
Disparo por falta de flujo de agua de refrigeración.	6	159
Falla en flujometro del cojinete de la turbina	1	6
Baja tensión en los sistemas auxiliares	2	21
Baja presión en el grupo oleohidráulico	2	12
Sobre excitación	1	5



Baja presión en los inyectores	1	17
Falla en el regulador de velocidad	1	1607
Falla del fin de carrera de la válvula esférica	1	7
Falla en el sensor de presión	2	161
Falla no especifica	1	235.2

Tabla 3.6: Fallas presentadas en el grupo 4 (Elaboración propia basado en reportes diarios de operación).

3.3 ANÁLISIS DE LA FRECUENCIA DE MANTENIMIENTOS DE LA CENTRAL

Durante la operación normal de la central se realiza un plan anual de mantenimiento predictivo y periódico de los principales sistemas y equipos de la central.

El plan de mantenimiento tiene como objetivo principal disminuir la tasa de fallos de los equipos y, por lo tanto, aumentar la disponibilidad y mantener la vida útil de los mismos. Además, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), exige un plan anual de mantenimiento como parte de la información fundamental para la remuneración correspondiente a la potencia entregada por cada central [5]. Con respecto al plan de mantenimiento de la central Saucay, se realizan diversas actividades de mantenimiento e inspección, como se muestra a continuación:

- Inspección y mantenimiento de banco de baterías y del sistema de corriente continua.
- Prueba de la resistencia de malla a tierra.
- Revisión de los sistemas de iluminación.
- Medición de vibraciones de los grupos de generación.
- Análisis termográfico de los equipos.
- Medición de espesor de la tubería de presión.
- Medición de caudales y evaluación de eficiencia.
- Verificación del funcionamiento de los sensores de medición.
- Revisión de los tableros de protección y control.
- Cambio de las escobillas de la excitatriz piloto.
- Inspección del estado de la turbina y partes internas de las unidades.
- Revisión de reguladores de velocidad y tensión.
- Revisión general del sistema oleohidráulico y bombas de lubricación.

Es importante mencionar que los planes anuales de mantenimiento no son iguales y pueden variar con respecto a planes de años anteriores debido a que existen mantenimientos correctivos según las fallas que se hayan presentado en el año de operación.

Como ejemplo, se muestra en el anexo 2, el plan de mantenimiento de la central con sus respectivos periodos de duración correspondiente al año 2014.



REFERENCIAS

- [1] Electro Generadora del Austro - ELECAUSTRO S.A., "Central Hidroeléctrica Ing. Fernando Malo Cordero (Saucay)," 2004. [Online]. Available: <http://www.elecaustro.com.ec>. [Accessed: 08-Sep-2015].
- [2] Electro Generadora del Austro - ELECAUSTRO S.A., "Rendición De Cuentas 2014," Cuenca, Ecuador, 2014.
- [3] Electro Generadora del Austro - ELECAUSTRO S.A., "Estadísticas Julio 2015," 2015. [Online]. Available: <http://www.elecaustro.com.ec>. [Accessed: 09-Sep-2015].
- [4] Electric Power Research Institute - EPRI, "Hydro Life Extension Modernization Guides Volume 1 : Overall Process," 1999.
- [5] Centro Nacional de Control de Energía - CENACE, *Regulación 003/04 - Calculo de la Potencia Remunerable Puesta ha Disposicion*. Ecuador, 2004.

CAPÍTULO 4

EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN

4.1 SISTEMAS DE EXCITACIÓN DE GENERADORES SÍNCRONOS

Los sistemas de excitación se han desarrollado conjuntamente con los generadores síncronos partiendo de modelos manuales, posteriormente se utilizaron las excitatrices mecánicas y en la actualidad se dispone de modelos electrónicos estáticos que no emplean partes móviles.

Básicamente, los sistemas de excitación se encargan de mantener el voltaje terminal del generador en valores constantes bajo regímenes de carga estables. Las funciones principales del sistema de excitación de un generador son [1]:

- Suministrar corriente al devanado de campo del generador.
- Controlar la tensión en la salida en forma rápida y automática.
- Ayudar a mantener la estabilidad sincrónica del sistema de generación.

Los dispositivos imprescindibles en un sistema de excitación son la excitatriz y el regulador de tensión, siendo este último elemento el encargado de controlar la salida de la excitatriz de modo que las variaciones de potencia reactiva y voltaje generado, sean suficientes para abastecer la carga [1].

En la figura 4.1, se muestra un diagrama de bloques de los componentes principales del sistema de excitación.

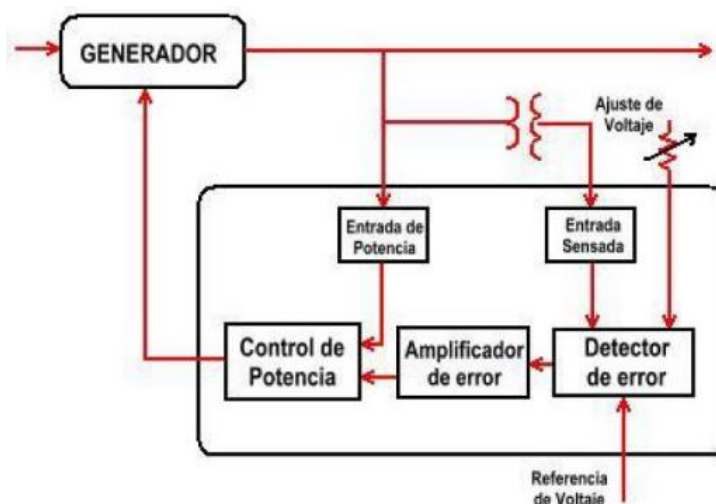


Figura 4.1: Diagrama de bloques del Sistema de excitación [1].

4.1.1 Tipos de Excitatrices

Típicamente los sistemas de excitación están conformados por un generador de corriente continua accionada mecánicamente por la turbina y que se encuentra acoplado al eje del generador. En este caso, debido a que existen partes móviles, se las llama excitatrices rotativas, que pueden subdividirse en excitatrices con escobillas o sin escobillas, según sea su principio de funcionamiento [2].

Por otro lado, existen también sistemas de excitación modernos cuyo principio de funcionamiento se basa en rectificadores de estado sólido y carecen de partes móviles. A estos sistemas se los conoce como excitatrices estáticas.

4.1.1.1 Excitatriz rotativa

Este tipo de excitatriz basa su funcionamiento en la rotación de un generador auxiliar accionado por el eje de acoplamiento entre la turbina y el generador, aprovechando la fuente de energía primaria.

Los sistemas de excitación rotativa fueron los primeros en ser utilizados, desde los años 20 a 60 y gradualmente fueron quedando en desuso debido a la aparición de tecnologías más modernas y eficientes [2]. Actualmente este tipo de sistema de excitación es obsoleto y ha sido remplazado por sistemas de excitación estáticos. Estos sistemas se dividen en excitadores de corriente continua y corriente alterna.

Los excitadores de corriente continua, fueron los primeros en ser utilizados. Su funcionamiento se basa en la utilización de generadores de corriente continua para alimentar al devanado de campo. El generador es alimentado por medio de imanes permanentes o en su defecto, puede ser autoexcitado mediante el generador síncrono con la utilización de un banco de baterías para la excitación de arranque.

En la figura 4.2, se muestra un esquema típico de un sistema de excitación de corriente continua que cuenta con un conmutador que se encarga de abastecer de corriente continua al campo del generador principal.

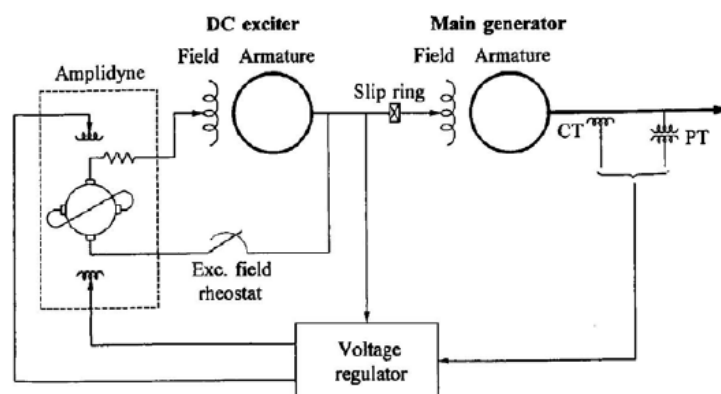


Figura 4.2: Sistema de excitación de corriente continua [2].

Por otra parte, los sistemas de excitación de corriente alterna, utilizan alternadores para la alimentación de corriente al devanado de campo. La salida de dichos alternadores es convertida en corriente continua mediante la utilización de diodos rectificadores que pueden ser estacionarios o rotativos, siendo esta última forma de rectificación la más empleada, ya que la rectificación mediante diodos estacionarios, requiere la utilización de escobillas y un conmutador, siendo la principal desventaja la pérdida de energía debido al calentamiento ocasionado por los anillos rozantes y las escobillas, lo que significa que este sistema requiere mayor mantenimiento debido al desgaste y deterioro de piezas mecánicas [2].

En la figura 4.3, se muestra un sistema de excitación de corriente alterna con un rectificador estacionario.

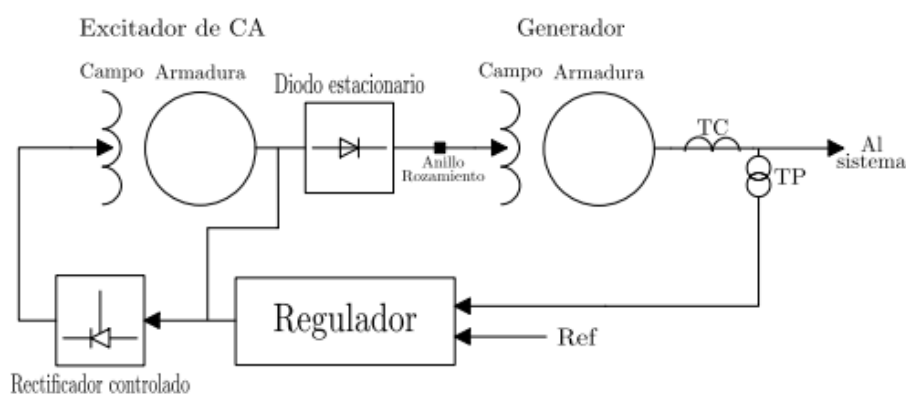


Figura 4.3: Sistema de excitación de corriente alterna [2].

4.1.1.2 Excitatriz de diodos rotativos sin escobillas (Brushless)

Este sistema de excitación elimina el uso de anillos rozantes y escobillas, ya que la corriente continua se alimenta directamente al devanado de campo del generador. En este caso, la armadura del excitador y los diodos rectificadores, giran conjuntamente con el rotor del generador.

Para el funcionamiento del generador principal, este tipo de excitación utiliza un excitador piloto de corriente alterna con un rotor de imanes permanentes que gira acoplado con el rotor y el rectificador de diodos. La salida del estator del excitador piloto, energiza el campo estacionario del excitador de corriente alterna [3].

La excitatriz de diodos rotativos, fue desarrollada básicamente para evitar el uso de escobillas así como el mantenimiento asociado a las mismas, lo que implica una ventaja debido a la disminución del costo de mantenimiento y al incremento de la disponibilidad del generador.

Otra ventaja de este sistema de excitación es la disminución de la contaminación, ya que al no utilizar escobillas, se elimina la producción de polvo con restos de carbono que se deposita en las máquinas con su funcionamiento [3].

En la figura 4.4, se muestra un esquema general del sistema de excitación de diodos rotativos sin escobillas.

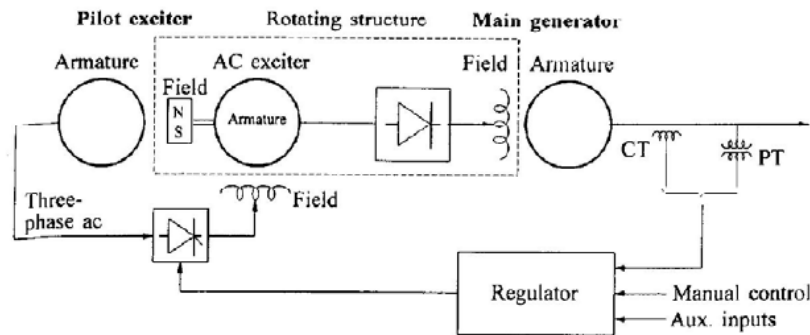


Figura 4.4: Sistema de excitación de diodos rotativos sin escobillas [2].

4.1.1.3 Excitatriz estática

El sistema de excitación estático se utiliza para reemplazar a las excitatrices rotativas en generadores de baja velocidad y en sistemas de generación en general. En este sistema, la excitación está dada por el mismo generador o por la barra en la que este se encuentra conectado y por medio de un transformador de excitación conectado en sus terminales, que reduce el valor de la tensión y luego se rectifica mediante elementos de estado sólido (figura 4.5).

En la excitación estática, el regulador de tensión alimenta directamente al campo rotativo del generador. En este tipo de sistemas, la potencia que se suministra al campo se lo realiza mediante anillos rozantes y escobillas, lo que representa una desventaja en relación a las excitatrices rotativas sin escobillas debido al mantenimiento que ello implica [4].

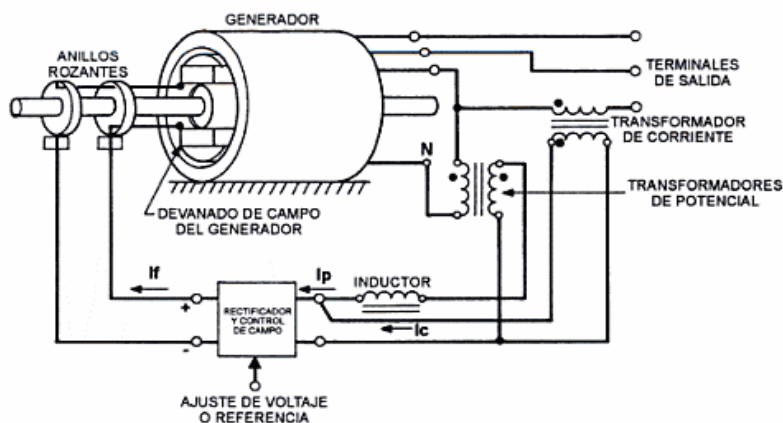


Figura 4.5: Sistema de excitación estático [4].

Por otro lado, la respuesta para la recuperación de la tensión de este tipo de excitatriz es más rápida en relación a la excitatriz rotativa, ya que no existen retardos adicionales de tiempo. En la figura 4.6, se muestra un diagrama de bloques de un sistema de excitación estático que opera de manera auto excitada.

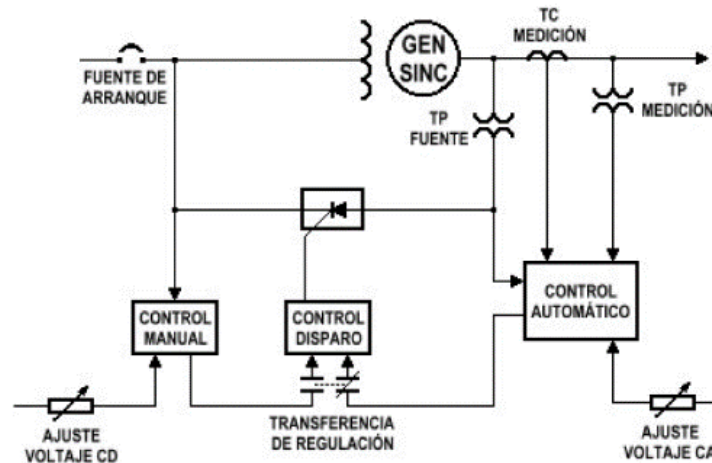


Figura 4.6: Diagrama de bloques de un sistema de excitación estático [1].

4.2 DEFINICIÓN DE REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE

Se conoce como Regulador Automático de Voltaje o Automatic Voltage Regulator (AVR), al equipo diseñado para mantener automáticamente el nivel de voltaje a un valor constante. Generalmente en la operación normal de la red eléctrica, es necesario mantener la tensión dentro de ciertos límites, de tal manera que aseguren condiciones técnicas aceptables para los usuarios de la red. Así mismo, el control de voltaje ayuda a incrementar la eficiencia económica y de operación [5].

La mayoría de usuarios conectados a la red pueden tolerar a largo plazo cambios de voltaje en no más del $\pm 5\%$ [6]. Generalmente las variaciones de voltaje son mayores a medida que se acerca al consumidor final, donde los usuarios de baja tensión son los que sufren las mayores variaciones de voltaje.

Un aumento en el nivel de voltaje sobre su valor nominal tiende a acortar la vida útil de los equipos eléctricos y un decremento disminuye la eficiencia económica y la productividad e incluso puede afectar la operación estable de los generadores conectados a la red.

Por lo tanto, debido a las condiciones variables de operación de la carga y fuentes de energía se necesita un control automático de tensión, ya que un incremento en la carga implica un aumento de la intensidad de corriente y consecuentemente un incremento en las caídas de tensión en varios sectores de la red, por lo que la tensión en las máquinas pueden estar fuera de los límites permisibles, en especial en las cargas alejadas de los centros de generación.

El control automático de voltaje en una central eléctrica se logra mediante la regulación de la excitación de los generadores síncronos. Por el contrario, en subestaciones, el control de voltaje se logra regulando la excitación de compensadores síncronos, actuando sobre el cambiador de tomas de los transformadores bajo carga o controlando la potencia reactiva inyectada a la red por los bancos de capacitores. La aplicación de cada uno de estos métodos está basado en un análisis técnico económico [7].

4.2.1 Principio de operación

Un regulador de voltaje puede ser un diseño simple de lazo abierto, pero en la mayoría de casos contiene un lazo de control con retroalimentación negativa. El AVR más usado es el que contiene un lazo de control cerrado, que se explica a continuación.

Un transformador de potencial o TP es el que provee señales proporcionales al voltaje presente en la línea y que se lo envía al AVR, donde es comparado a un voltaje de referencia estable. La diferencia entre el voltaje medido y el de referencia da lugar a una señal de error que es usada para controlar la salida del campo del excitador. Por ejemplo, si existe una disminución de carga en el generador, dicho reducción aumenta el voltaje en la salida lo que produce una señal de error que disminuirá la corriente de campo del excitador provocando la disminución de la corriente de campo y la tensión de salida del generador (figura 4.7) [6].

Debido a la alta inductancia de los devanados del rotor, es complicado hacer cambios rápidos en la corriente de campo, lo que introduce un “retraso” considerable en el sistema de control. Por ello, es necesario incluir un control para prevenir inestabilidad y optimizar la respuesta de voltaje del generador a cambios de carga pues sin este control el voltaje de salida fluctuaría sobre el valor nominal.

Los reguladores modernos están diseñados para mantener el voltaje de línea del generador dentro de un margen de $\pm 1\%$ o menor dentro un amplio rango de variación de la carga [8].

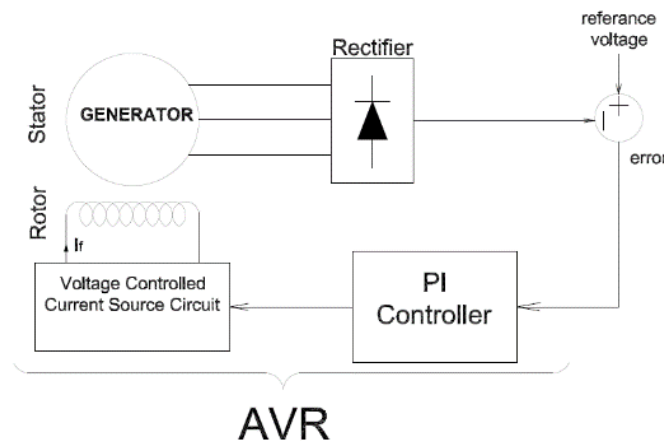


Figura 4.7: Diagrama de bloques de regulador de voltaje a lazo cerrado con control PI [6].



4.2.2 Método de control convencional

Al día de hoy, un diferente número de controladores son usados en la industria y muchos otros campos. Estos pueden dividirse generalmente en control convencional y no convencional.

Como controles convencionales se encuentran los P, PI, PD, PID, Otto-Smith y todos sus tipos y variaciones. Estos se han usado por la industria por muchos años. Como controladores no convencionales se utilizan nuevos enfoques tales como *difuso*, *neuronal* o *neuronal-difuso* [6].

Muchos procesos industriales no son lineales y por lo tanto son complicados de ser modelados matemáticamente. Sin embargo, es conocido que muchos de estos procesos pueden responder satisfactoriamente a un control PID cuando son bien sintonizados.

El control proporcional-integral-derivativo (PID) es el algoritmo de control más usado en la industria, esto se debe a que en parte son simples pero robustos a un amplio rango de operación, lo que permite a los ingenieros operarlos en forma directa y simple [9].

El algoritmo PID consiste de tres coeficientes básicos, proporcional, integral y derivativo que pueden ser variados para obtener un desempeño óptimo. Estos son nombrados así debido a las tres maneras básicas de manipular la información de error, como se describe a continuación [10]:

Proporcional – el error proporcional multiplica el error por una constante negativa y se suma a la cantidad controlada.

Integral – el error integral incorpora la experiencia pasada. Este integra el error sobre un periodo de tiempo y luego los multiplica por una constante negativa y se suma a la cantidad controlada.

Derivativa – el error derivativo, está basado en la tasa de cambio del error y considera proyecciones futuras. Se los llama también “Controles Predictivos”. Para hallarlo, se calcula la primera derivada de error y luego se multiplica por una constante negativa y también se suma a la cantidad controlada.

En sistemas donde existen problemas por ruido, el término derivativo generalmente no se usa.

En base a estos tres tipos de procesamiento de error surgen varios tipos de controladores como P, PI, PID.

4.2.2.1 Controlador PI

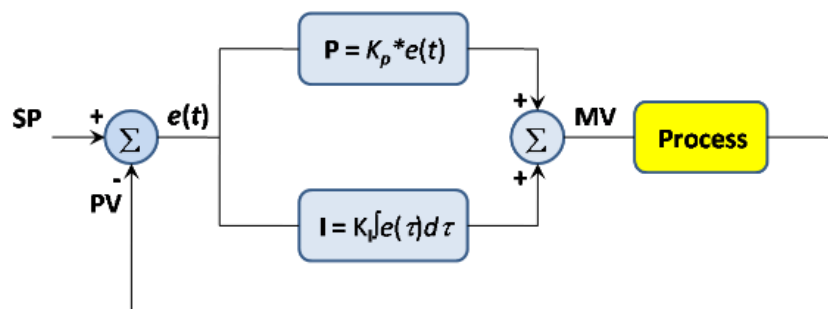
Un controlador PI es un controlador con retroalimentación que puede manejar la planta por la suma del error multiplicada por una constante y la integral de ese valor. Es el caso especial de un controlador PID donde la parte derivativa del error (D) no se usa. El control PI es modelado matemáticamente como [10]:

$$G_c = K_p + \frac{K_I}{s} \quad (4-1)$$

$$G_c = K * \left(1 + \frac{1}{s * T_i}\right) \quad (4-2)$$

En este tipo de control, la parte proporcional tiende a estabilizar el sistema mientras que la parte integral tiende a eliminar o reducir el error de estado estable. El controlador PI es el más usado en la industria y se lo utiliza cuando:

- No se requieren sistemas con respuestas rápidas.
- Grandes disturbios y ruido están presentes durante la operación del proceso
- Solo hay un tipo de energía almacenada en el proceso (inductiva o capacitiva)
- Hay grandes retrasos de transporte en el sistema.



Donde:

SP: Punto de referencia (Set point)

PV: Variable proporcional medida (Process variable)

MV: Variable manipulada (Manipulated variable)

Figura 4.8: Diagrama de bloques de control PI [11].

4.2.3 Modelo simplificado del regulador automático de voltaje

Existen innumerables modelos que muestran el comportamiento del regulador de voltaje, pero el que se presenta aquí se compone de una ganancia y un retardo, cuya salida del bloque funcional está conectado directamente a un limitador de tensión lo que introduce la no linealidad en el modelo.

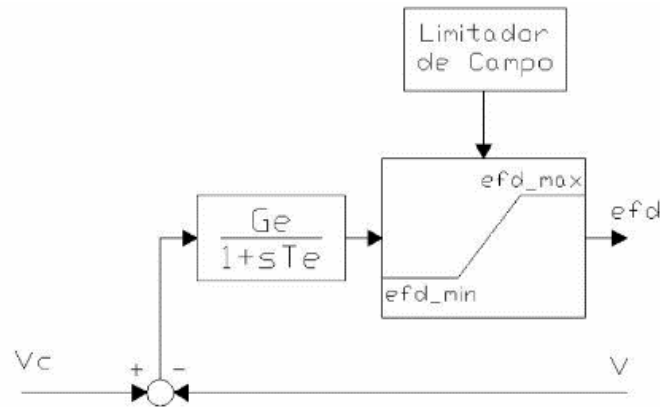


Figura 4.9: Modelo simplificado de AVR [2].

De esta forma se puede determinar directamente el modelo como [2]:

$$\frac{\partial efd(i)}{\partial t} = \frac{-efd(i) + Ge(i) \cdot (Vc(i) - V(i))}{Te(i)} \quad (4-3)$$

Si se supone que la constante de tiempo del regulador de voltaje es cero o muy cercana a cero, como en el caso de controladores electrónicos que no tienen inercia, se elimina la ecuación diferencial pues efd ya no es una variable dinámica lo que resulta en una ecuación algebraica más simple descrita como [2]:

$$efd(i) = Ge(i) \cdot (Vc(i) - V(i)) \quad (4-4)$$

La saturación del generador se produce cuando la tensión de campo o de excitación excede un valor umbral predefinido durante un periodo de tiempo.

4.3. VALORACIÓN DE LA CONDICIÓN EXISTENTE DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN DE LA CENTRAL

4.3.1 Descripción general del funcionamiento

La Central Hidroeléctrica Ing. Fernando Malo Cordero (Saucay) tiene una potencia instalada de 24 MW, abastecida por cuatro grupos de generación que se dividen en dos partes: la primera consta de dos unidades de 4 MW cada una y la segunda de dos unidades de 8 MW. El diagrama unifilar de la central y la distribución de los grupos de generación se observa en la figura 4.10

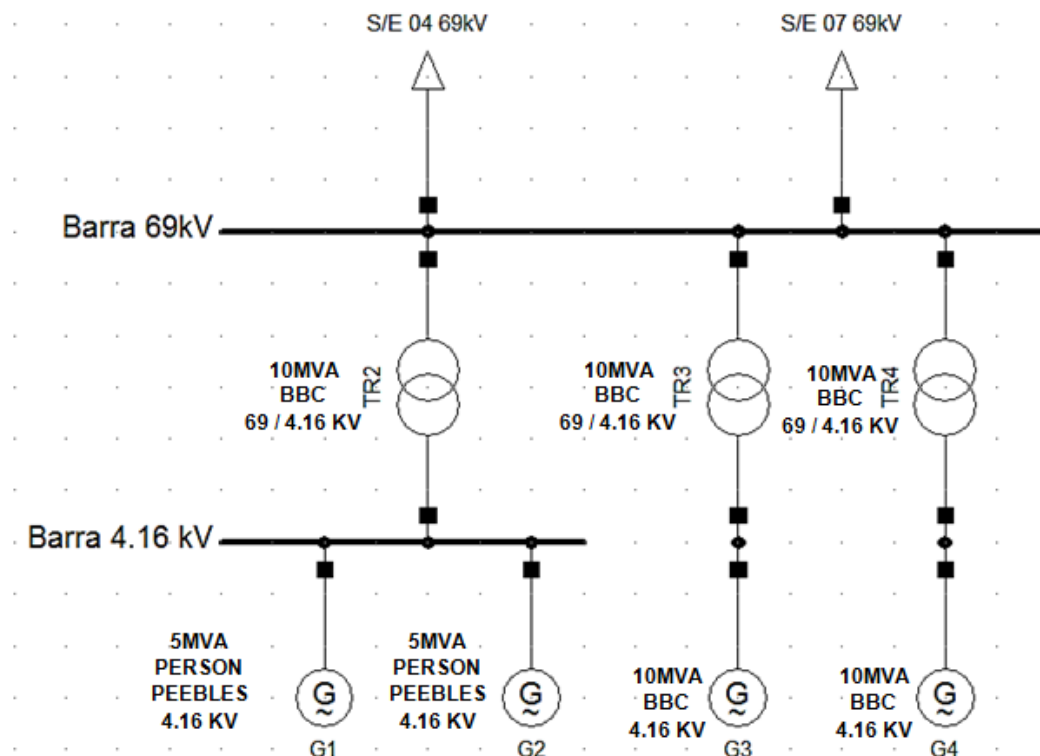


Figura 4.10: Diagrama unifilar de la central Saucay (Fuente: Elaboración propia).

Para el funcionamiento de los cuatro grupos de generación, la excitación de campo es provista por un sistema de excitación de corriente alterna sin escobillas conectado a un puente rectificador trifásico rotativo. La salida del rectificador es alimentada a través de cables que pasan por el centro del eje al campo del generador síncrono.

Para efectos de ventilación del sistema, los rectificadores son montados en placas de aluminio que actúan como radiadores. Las aletas del disipador son usualmente parte de un ventilador radial, que permite enfriar tanto la excitatriz como los rectificadores.

Por otro lado, se dispone de un regulador de voltaje estático que provee potencia al devanado de campo de la excitatriz. La fuente de alimentación para el

regulador es generado de una fuente de voltaje externa, en este caso de un generador de imanes permanentes accionado por la turbina.

En la figura 4.11, se muestra el esquema de un sistema de excitación sin escobillas, en donde el generador de imanes permanentes o PMG, es accionado por el mismo eje que el generador principal y excitador.

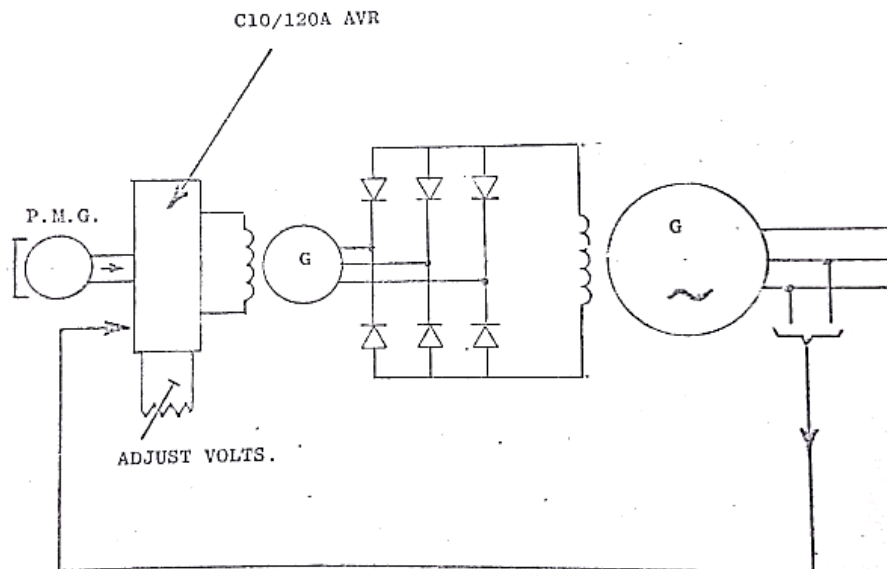


Figura 4.11: Esquema del sistema de excitación de los grupos de generación 1 y 2 [12].

El regulador de tensión es el encargado de mantener constante la salida de voltaje del generador dentro de un rango de tensión de $\pm 1\%$ de la tensión bajo condiciones de estado estable. En este sistema, la recuperación de voltaje debido a cambios de carga es rápida y solo limitada por las características de las máquinas.



Figura 4.12: Excitador principal y piloto (PMG) del grupo de generación 2 (Imagen tomada en el sitio).

4.3.1.1 Excitatriz A.C.

En el sistema de excitación utilizado por los grupos de generación de la central Saucay, los rotores del generador de imanes permanentes y la excitatriz están sobrepuestos en una parte del eje del generador de corriente alterna. Como se describió anteriormente, la salida de la corriente alterna del devanado del rotor de la excitatriz para el sistema de campo del generador síncrono se rectifica a través de un puente de diodos de tres fases que se alimenta a través de cables que pasan a lo largo de un orificio en el eje [12].

Los diodos rectificadores están montados en unas placas de aluminio que además de actuar como disipadores, también forman parte de un ventilador radial que extrae aire de la carcasa. Después de pasar sobre el ventilador, la excitatriz de A.C y el PMG, el aire pasa a través de las aberturas de la pantalla protectora en la parte inferior de la carcasa. Un arreglo típico del grupo de diodos rectificadores se muestra en la figura 4.13.



Figura 4.13: Ilustración del sistema de diodos rotativos instalados en los grupos e generación 1 y 2 [12]

4.3.1.2 Datos técnicos de la excitatriz

A continuación se detallan los datos técnicos correspondientes al generador y excitatriz de las diferentes unidades de generación de la central Saucay:

4.3.1.2.1 Unidades de generación 1 y 2

GENERADOR UNIDADES 1 Y 2		
Item	Descripción	
Marca:	Parsons Peebles	
Tipo:	8S 2613/70	
VARIABLE	MEDIDA	UNIDAD



Potencia:	5000	KVA
Rev:	720	rpm
Voltaje:	4160	V
f:	60	Hz
Fases:	3	
cos ϕ:	0.8	
Volts Exc:	63	V
I Exc:	435	A
Aislamiento:	Clase	F

EXCITADOR PRINCIPAL UNIDADES 1 Y 2		
Item	Descripción	
Marca:	2	
Tipo:	8S 2613/70	
VARIABLE	MEDIDA	UNIDAD
Potencia:	32.5	KVA
f:	48	Hz
Rev:	720	rpm
Fases:	3	
Voltaje de salida:	56	A.C
Corriente de salida:	335	A
Conexión de Salida:	Estrella	

EXCITADOR PILOTO UNIDADES 1 Y 2		
VARIABLE	MEDIDA	UNIDAD
Voltaje:	67	V
Corriente:	5.4	A

REGULADOR DE TENSIÓN UNIDADES 1 Y 2	
Marca:	GEC
Modelo:	C10/120-A

Tabla 4.1: Datos de placa de grupos de generación 1 y 2 (Elaboración propia)



4.3.1.2.2 Unidades de generación 3 y 4

GENERADOR UNIDADES 3 Y 4		
Item	Descripción	
Marca:	Brown Boveri	
Tipo:	WA 167-100	
VARIABLE	MEDIDA	UNIDAD
Potencia:	10000	KVA
cos ϕ:	0.8	
Rev:	600/1200	rpm
f:	60	Hz
Fases:	3	
Estator		
VARIABLE	MEDIDA	UNIDAD
Voltaje:	4160	V
Corriente:	1388	A
Aislamiento:	Clase	F
Rotor		
VARIABLE	MEDIDA	UNIDAD
Voltaje:	116	V
Corriente:	420	A
Aislamiento:	Clase	F

EXCITADOR PRINCIPAL UNIDADES 3 Y 4		
Item	Descripción	
Marca:	Brown Boveri	
Tipo:	WFSb 5610b	
VARIABLE	MEDIDA	UNIDAD
Potencia:	61/81,5	KW
Rev:	600	rpm
Voltaje:	130/150	V
Corriente:	470/543	A
Aislamiento:	Clase	F

EXCITADOR PILOTO UNIDADES 3 Y 4		
VARIABLE	MEDIDA	UNIDAD
Voltaje:	77/93	V
Corriente:	19,4/23,4	A

REGULADOR DE TENSIÓN UNIDADES 3 Y 4

Marca:	Brown Boveri
Modelo:	Unitrol 3212

Tabla 4.2: Datos de placa de grupos de generación 3 y 4 (Elaboración propia).



Figura 4.14: Sistema de excitación instalado en el grupo de generación 4 (Imagen tomada en el sitio).

4.3.2 Historial de mantenimiento y reparaciones mayores

Una parte importante para la evaluación del desempeño y mantenimiento de los equipos, es realizar una revisión del historial de mantenimiento y reparaciones de los mismos, pues esto nos permite verificar el estado de los equipos y poder predecir su vida útil restante.

La tabla 4.3 muestra las fallas más comunes que se presentan en el sistema de excitación.

Evaluación	Equipo	Lista de verificación
1	excitatriz	<ul style="list-style-type: none"> • Falla de conmutador • Desgaste excesivo de escobillas o depósitos de carbón • Falla de aislamiento del porta escobillas o devanados • Apariencia inusual del conmutador • Reemplazo reciente con un excitador estático o modernización parcial • Cambios en el tipo o grado de escobilla

Tabla 4.3: Fallas comunes en un sistema de excitación [13].



Como parte de la revisión del historial de mantenimiento y reparaciones del equipo, se tomó información de los siguientes reportes.

- Reportes anuales y mensuales de mantenimientos programados de los últimos seis años.
- Reportes acerca de salidas no programadas en cada unidad y duraciones de las mismas de los últimos seis años.
- Entrevistas a personal de mantenimiento de la central.

4.3.2.1 Saucay I, unidades 1 y 2

La primera fase de la central Ing. Fernando Malo Cordero (Saucay I) fue puesta en funcionamiento en el año de 1979, donde se instalaron dos máquinas de 4MW fabricadas por Parsons Peebles Motors and Generators Limited.

Como se vio en la sección anterior, el sistema de excitación del generador es de tipo sin escobillas de diodos rotativos. Las ventajas de este tipo de sistemas es que el mantenimiento es mínimo debido a que no existe ni escobillas ni anillos rozantes. Sin embargo, es necesario realizar frecuentemente mantenimiento preventivo en especial en el excitador principal, excitatriz piloto y AVR.

Por lo tanto es necesario hacer una revisión del historial de mantenimiento de dichas unidades. Un resumen de las actividades de mantenimiento preventivo se presenta en el anexo 2. Así mismo, se presenta en la sección 3.2.1 las fallas ocurridas en los últimos seis años de la central.

Realizando un análisis de los datos de la Tabla 3.3 la unidad 1 no ha sufrido ningún tipo de falla relacionada con el sistema de excitatriz ni regulador de tensión. Lo mismo ocurre con la unidad 2 de la fase 1.

Por el tipo de tecnología usada en el sistema de excitación, el mantenimiento de esta es mínimo, pero de igual manera en los últimos seis años se ha realizado mantenimientos preventivos tales como limpieza de la excitatriz principal y piloto, verificación de desgaste y cambio en escobillas de la excitación principal así también limpieza en tableros de protecciones y AVR.

4.3.2.2 Saucay II, unidades 3 y 4

La primera fase de la central Saucay II fue puesta en funcionamiento en el año 1982, donde se instalaron dos unidades de 8 MW fabricadas por Brown Boveri Electric Company (BBC).

Igual que en la fase I, las unidades instaladas en la fase II tienen un sistema de excitación de tecnología sin escobillas o de diodos rotativos, por lo que el mantenimiento necesario es mínimo.

La Tabla 3.5 muestra que la unidad 3, durante los últimos seis años ha tenido una sola falla relacionada con el regulador de tensión, la misma que tuvo una duración de cuatro minutos.



Por otro lado, el grupo 4 ha tenido dos fallas registradas que involucran el sistema de excitación en los últimos seis años, entre ellas está un mal funcionamiento del regulador de tensión manual que duró 616 minutos o 10 horas con 20 minutos, y una falla general del regulador de tensión que duró 485 minutos, lo que equivale a un poco más de 8 horas. También existió un disparo del regulador de tensión por pérdida de campo que duró 58 minutos, pero no se lo puede relacionar por falla de funcionamiento de regulador o excitatriz por falta de información.

De la misma manera el tipo de mantenimiento que se ha dado al sistema de excitación de los grupos 3 y 4, han sido limpiezas generales de las excitatrices principal y piloto, mantenimientos preventivos del sistema de escobillas de la unidad de excitación principal y limpiezas en los tableros de AVR.

Como conclusión, se muestra que la tecnología usada para el sistema de excitación ha favorecido a que la tasa de fallas de la unidad por causas relacionadas al sistema de excitación sea baja, ya que no se cuenta con un sistema de escobillas para alimentar al campo del generador, donde generalmente existe una probabilidad de falla mayor.

Sin embargo, es necesario tomar en cuenta que la unidad 4 ha sufrido una falla grave en el regulador de tensión que tuvo un tiempo substancialmente largo de duración para corregirlo, lo que se debe tomar en cuenta a la hora de formular las actividades de modernización.

4.3.3 Indicadores de condición del sistema de excitación

Para el desarrollo del plan es necesario contar con información técnica que será requerida para la mayor parte de su desarrollo y poder establecer claramente las necesidades y oportunidades de modernización.

El proceso de identificación usa indicadores para dar información de cuáles son los aspectos que dictan los procesos de modernización o extensión de vida útil.

Los indicadores usados son de desempeño, antigüedad, confiabilidad y mantenimiento. Los indicadores son basados en información existente que puede ser obtenida en la empresa y en la central.

El sistema de excitación sin escobillas generalmente consiste de un excitador piloto, en este caso de un generador de imanes permanentes (PMG), control de campo o AVR, y un generador síncrono AC trifásico cuya salida es rectificadora mediante un puente de diodos rotativos. La salida de dicho puente es conectada directamente al campo del generador mediante conductores que atraviesan el eje del mismo sin el uso de escobillas ni anillos rozantes.

4.3.3.1 Rendimiento como indicador

Los sistemas de excitación sin escobillas (brushless) con diodos rotativos son frecuentemente más rápidos que los sistemas rotativos más antiguos pero más lentos que los sistemas estáticos. Al mismo tiempo dan una buena respuesta dinámica frente a disturbios del sistema. Si los requerimientos de regulación de



voltaje del sistema no se cumplen puede ser un indicador para una modernización [13].

La evaluación del rendimiento del sistema de excitación es una medida simple del desempeño en operación de generador.

Para la determinación del desempeño del equipo, se respondieron las siguientes preguntas en base a la información obtenida anteriormente mediante los manuales del equipo y preguntando al personal operativo de la central.

Rendimiento como indicador			
	SI	NO	Comentarios
¿Está la salida del generador a voltaje y factor de potencia nominal, limitado por la corriente de campo del generador?		X	No existe limitación de corriente de campo, pues los sistemas de excitación están generalmente sobredimensionados para la capacidad del generador.
¿Existe deslizamiento de polos con valores cercanos a la excitación mínima?		X	No ha existido deslizamiento de polos durante el periodo de estudio de los últimos 6 años.
¿La operación del sistema necesita una mejor respuesta?		X	Aunque la respuesta del sistema es rápida, es posible mejorarla para satisfacer las futuras necesidades operativas que exige la red.

Tabla 4.4: Rendimiento como indicador [13].

Las respuestas de la tabla 4.4 indican que el rendimiento del equipo no es un factor para considerar una modernización.

4.3.3.2 Antigüedad como indicador

Los sistemas de excitación rotativos generalmente tienen repuestas limitadas de amplitud y tiempo, y por lo tanto la salida del generador puede que no satisfaga las necesidades actuales o futuras para la operación de sistemas de potencia. Dado el gran desarrollo de la electrónica de potencia es necesario tomar en consideración los nuevos avances que se han desarrollado en sistemas de excitación [13].

La evaluación de este indicador se realizó respondiendo las siguientes preguntas.

Antigüedad como indicador			
	SI	NO	Comentarios
¿Elementos como el conmutador, escobillas y contactores en el sistema de excitación son mucho más difíciles de conseguir (obsolescencia)?	X		Los repuestos en muchas ocasiones son adaptados o fabricados en la propia central como remplazo.
Si un excitador piloto separado es instalado, ¿el excitador principal todavía tendrá vida residual?	X		No han existido problemas con el sistema de excitación en la central debido a los mantenimientos preventivos, por lo que todavía tiene vida útil.
¿Los rectificadores esta obsoletos o su remplazo por unidad es costoso?		X	No ha existido fallas en los rectificadores
¿Están los equipos de control de disparo de rectificadores disponibles?	X		Posible solo en daños leves

Tabla 4.5: Antigüedad como indicador [13].

El análisis muestra que la antigüedad es un motivo de modernización pues se muestra que existen problemas de obsolescencia, por lo que se corre el riesgo de que una falla grave en el sistema deje fuera de servicio a los grupos generadores por un periodo largo de tiempo hasta corregir la falla.

4.3.3.3 Confiabilidad como indicador

Los elementos de estado sólido son confiables si se aplican correctamente. Sin embargo, la antigüedad afecta a dispositivos relacionados con electrónica de potencia, disminuyendo su confiabilidad al pasar de los años. Así mismo estos elementos pueden ser sensibles a variaciones muy fuertes de voltaje y corriente que pueden ocurrir durante la operación de sistemas eléctricos y que acortan su vida útil [13].

La determinación la confiabilidad de la excitatriz como un indicador se basa en las siguientes preguntas:

Confiabilidad como indicador			
	SI	NO	Comentarios
¿Alguno de los equipos de la excitatriz ha fallado en servicio durante los últimos 10 años?	X		Ha existido una falla leve en la unidad 3 y dos fallas graves en la unidad 4
¿Los controles de campo requieren intervenciones de mantenimiento inaceptables?	X		Los procedimientos de reparación son inaceptables debido a la obsolescencia.

¿Han fallado los rectificadores provocando interrupciones forzadas?		X	No han existido fallas en los rectificadores en los últimos 6 años.
¿El sistema de control de excitación provoca interrupciones?		X	El sistema de excitación no provoca salidas constantes.

Tabla 4.6: Confiabilidad como indicador [13].

La información muestra que la confiabilidad no es un factor de modernización. Los sistemas basados en electrónica de potencia son muy confiables si se les da un adecuado mantenimiento y son aplicados correctamente.

4.3.3.4 Mantenimiento como indicador

El mantenimiento que se da a los sistemas de excitación sin escobillas ni anillo rozantes es mínimo. Sin embargo al cumplir la vida útil de los sistemas, el mantenimiento generalmente empieza a aumentar [13].

Mantenimiento como indicador			
	SI	NO	Comentarios
¿Es el desgaste de las escobillas excesivas? la respuesta puede ser basada en el consumo histórico y en la frecuencia de replazo		X	Aunque no existe sistema de escobillas para alimentar el campo del generador, si lo hay en el excitador principal y piloto.
¿El costo por mantenimiento (mano de obra y repuestos) han aumentado?		X	El mantenimiento aumenta al final de la vida útil del sistema.
¿Se ha incurrido en otros gastos para personal con el fin de solucionar problemas y han aumentado el número de pruebas?	X		Los métodos de mantenimientos se vuelven inaceptables por obsolescencia.

Tabla 4.7: Mantenimiento como indicador [13].

La tabla 4.7 muestra que aunque actualmente los mantenimientos del sistema de excitación son mínimos debido a la tecnología usada, se corre el riesgo que en el futuro los métodos de mantenimientos sean inaceptables pues se llega al final de la vida útil del sistema.

4.4 ALTERNATIVAS PARA MODERNIZACIÓN DE LA EXCITATRIZ

La excitatriz es un elemento fundamental en la generación de energía de la central Saucay y para ello debe estar siempre en condiciones óptimas de funcionamiento. Por lo tanto, la modernización de la excitatriz puede realizarse debido a lo siguiente:



- Falta de repuestos para el sistema de excitación utilizado (en la actualidad, los sistemas de excitatrices rotativas, están prácticamente en desuso).
- Debido a su antigüedad, no se brinda soporte técnico por parte de los fabricantes para este tipo de sistemas de excitación.
- Se requiere mejorar el desempeño de la central.
- Cuando se automatiza por completo los sistemas para el funcionamiento de la central de generación, se requiere modernizar la excitatriz.

Es importante indicar también que los sistemas de excitación son usualmente sobredimensionados con respecto a los requerimientos del generador, lo que significa que el generador usualmente es modificado sin restricciones de la excitatriz. Sin embargo, en otros casos, la modificación del generador requerirá una mejora o cambio en el sistema de excitación, lo que implica modificaciones en la excitatriz y adicionalmente en el regulador de tensión (AVR) que puede no ser adecuado con los requerimientos de mejora del generador.

Por lo tanto, si los indicadores y la valoración de los mismos muestran que el sistema de excitación debe ser reemplazado o modificado, las alternativas planteadas para la modernización del sistema de excitación de la central Saucay son las siguientes:

- A) Reemplazo del regulador de tensión (AVR) y excitatriz piloto.
- B) Reemplazo total del sistema de excitación, lo que implica cambiar el regulador de tensión (AVR) y reemplazar el sistema de excitación actual por uno estático de última tecnología.

4.4.1 ALTERNATIVA (A): Reemplazo del regulador de tensión (AVR) y excitatriz piloto.

A la fecha de realizar este estudio, la presente alternativa ha sido la escogida por la empresa Elecaustro S.A. para modernizar el sistema de excitación de las unidades de generación instaladas.

De acuerdo al análisis realizado en secciones anteriores del desempeño y operación del sistema de excitación, se plantea la opción de reemplazar el regulador de tensión (AVR) existente en la central por un sistema digital de control.

Para plantear esta alternativa, se consideró como razón fundamental el bajo índice de fallas del sistema de excitación. Sin embargo, en el AVR correspondiente al generador 4, en los últimos seis años analizados, se presentaron dos fallas que mantuvieron inactivo al grupo de generación 4 por 18 horas y 21 minutos (Sección 3.2.1).

Se debe tener en cuenta también que el riesgo de obsolescencia de los AVR actualmente instalados es alto, debido a que utilizan tecnología basada en electrónica analógica, que es mucho menos funcional que la tecnología digital actualmente disponible para estos dispositivos. Por otro lado, esta alternativa es



la más económica de todas las planteadas ya que se requiere una menor inversión de capital y las modificaciones que se deben realizar en el sistema son mucho más simples.

4.4.1.1 Descripción de los AVR instalados

Unidades de generación 1 y 2

Actualmente, las unidades de generación 1 y 2 utilizan reguladores de tensión GEC/Alstom C10-120 A, el cual es un regulador electrónico que provee de potencia al devanado de campo del excitador principal. La fuente de alimentación que utiliza el AVR es un generador de imanes permanentes (PMG) el cual está acoplado al eje principal del generador.

El AVR mencionado, es de tipo analógico y tiene la capacidad de mantener la salida de tensión del generador constante dentro de un rango de ± 1 % bajo condiciones de estado estable. Además, posee una recuperación de voltaje rápida y solo está limitado por las constantes de tiempo de las máquinas. Además, existen equipos adicionales que pueden ser instalados para modificar el control del AVR, para brindar otras funcionalidades y características tales como limitación de corriente de campo, control de factor de potencia o control de voltios por ciclo, bajo condiciones de velocidad variable.

El principio de funcionamiento del AVR se basa en un control de lazo cerrado clásico, donde un valor de tensión proporcional al voltaje del generador, que es tomado de la salida del transformador de potencial (TP), con una relación de transformación de 4.16 KV/110 V, es aplicado al circuito de "reset" y referencia, donde este es rectificado y comparado con un voltaje de referencia impuesto por un diodo Zener. La diferencia resulta en un error que es amplificado y luego usado para el control del circuito de SCR. Luego, este circuito da un pulso de salida cuyo flanco ascendente puede ser adelantado o atrasado de acuerdo al valor de la señal de error.

Finalmente el pulso de salida del circuito de mando del SCR (Silicon Controlled Rectifier) enciende el rectificador de estado sólido, el cual controla el punto en el semiciclo positivo en que cada SCR es encendido y el voltaje promedio del excitador es ajustado al valor correcto, como se muestra en la figura 4.15 [14].

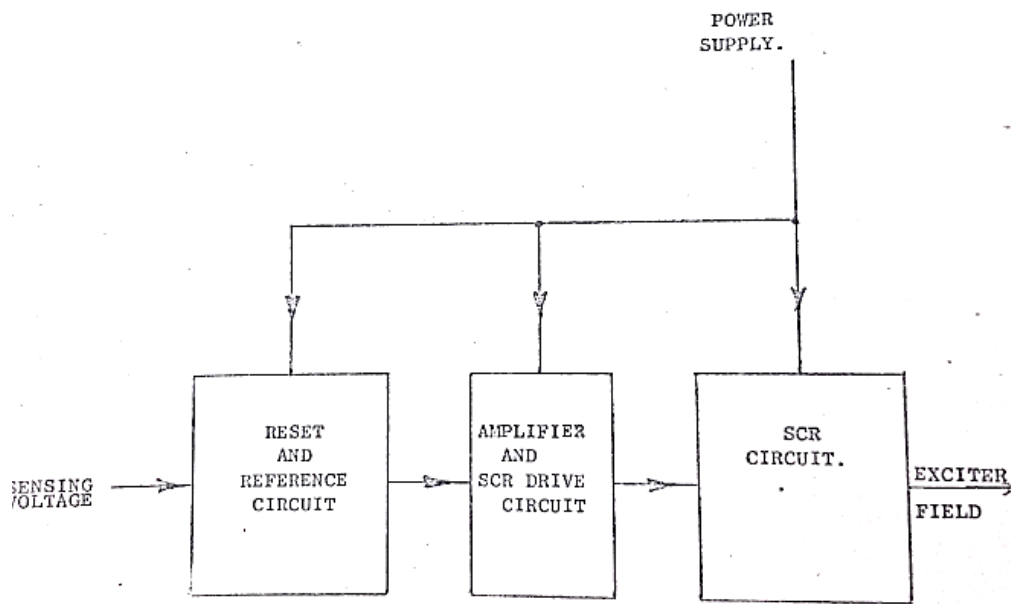


Figura 4.15: Diagrama de bloques del AVR C10-120A [14].

Unidades de generación 3 y 4

Las unidades de generación 3 y 4 cuentan con reguladores de voltaje marca BBC, modelo Unitrol 3212, que es un dispositivo de control final a tiristores, los mismos pueden actuar directamente sobre el campo del generador o a través de un excitador de corriente continua o corriente alterna.

El regulador es alimentado directamente desde el generador de imanes permanentes (PMG) que está acoplado al eje principal del generador. No es necesario utilizar una red auxiliar, siempre y cuando la tensión residual sea suficientemente elevada.

El AVR utilizado está dividido en dos bastidores removibles, en uno de ellos se ubica la parte correspondiente al regulador y el sistema para la iniciación de la excitación, mientras que en la otra parte, se ubica el elemento de control final. El regulador se subdivide en varios módulos que comprenden la fuente de alimentación, el convertidor de medida o formador de señales, amplificador, filtro estabilizador y la unidad de control de rejilla.

La fuente de alimentación del AVR es monofásica de 110 voltios, que puede ser suministrada por un arrollamiento auxiliar del transformador del elemento de control final o por un transformador auxiliar.

Para la formación de señales se utiliza la tensión de alimentación del regulador, la cual está estabilizada y compensada para evitar errores debido a variaciones de temperatura. Estas señales son introducidas al amplificador de medida que está conformado por un circuito integrado de alta calidad y un emisor seguidor en conexión común. Luego, la señal diferencial amplificada es aplicada a un filtro estabilizador que evita que el valor de tensión oscile alrededor del valor de referencia establecido. Finalmente, la tensión continua entregada por el amplificador se convierte en pulsos con el correspondiente ángulo de fase, para



el control de los tiristores. Adicionalmente, el elemento de control final cuenta con un puente rectificador totalmente controlado.

El modelo de AVR instalado cuenta también con un circuito para la iniciación de excitación que utiliza el voltaje residual del generador y diodos rectificadores [15].

4.4.1.2 Ventajas y Desventajas

El cambio de regulador de tensión representa las siguientes ventajas:

Se elimina la obsolescencia del AVR instalado, por lo tanto se requerirá un menor mantenimiento, ya que se reduce el índice de fallas del dispositivo debido a que la tecnología digital basada en microprocesadores es fiable y más precisa que los dispositivos analógicos.

Los AVR digitales además tienen un amplio rango de funciones a diferencia de los dispositivos analógicos, donde es necesaria la instalación de módulos separados para aumentar las funciones. Con la tecnología digital de los AVR, se puede aprovechar funciones como sistemas de comunicación, capacidad de control remoto a través de sistemas SCADA.

Otra ventaja de estos equipos es que poseen interfaz humano-máquina, lo que implica mayor facilidad de monitoreo y detección de fallas en el regulador de tensión.

La presente alternativa tiene la ventaja de que los cambios que se deben realizar en el sistema para la instalación del AVR son mínimos, además de que su costo es mucho menor en relación a las alternativas posteriormente planteadas ya que la inversión de capital es menor y la instalación es mucho más rápida.

Por otro lado, también existen algunas desventajas, siendo la principal que al reemplazar solo el regulador de tensión, la excitatriz y el PMG pueden quedar obsoletos debido a falta de repuestos. Otra desventaja, es que la precisión del nuevo AVR, está sujeto a las constantes de tiempo de la máquina.

4.4.1.3 AVR actualmente instalado

El regulador automático de voltaje que se escogió para modernizar los AVR antiguos son de la marca Basler Electric y específicamente se escogió el modelo DECS-250.

El AVR DECS-250 es un sistema para el control digital de la excitación además de que está fabricado en un tamaño compacto que puede ser fácilmente instalado en los nuevos sistemas de control digitales de la central como se menciona en el capítulo 8, es decir, que no existen problemas de espacio en la sustitución con los antiguos modelos.

Para facilitar el mantenimiento, disponibilidad de repuestos y disminuir costos de inversión en la compra de los equipos se adquirió los mismos modelos para las cuatro unidades a pesar que los requerimientos de voltaje y corriente son



diferente para cada unidad. Sin embargo, hay que destacar que el modelo elegido puede satisfacer los requerimientos de potencia necesarios para los grupos de generación.

Basler DECS 250

El modelo digital de AVR DECS-250 de Basler ofrece características como un alto desempeño y flexibilidad además, de extrema confiabilidad para todo tipo de generadores síncronos que tengan sistema de excitación “brushless” como es el caso de la central Saucay. Entre las principales características del modelo se encuentran [16] [17]:

- Medidas verdaderas de RMS, para sistema monofásico o trifásico de voltaje y corriente
- Varios modos de operación como regulación de tensión (AVR), regulación de corriente de campo (FCR), control de potencia reactiva, control de factor de potencia (pf) y regulación de tensión de campo (FVR).
- Monitoreo de diodos excitadores
- Oscilografías y grabado de eventos
- 16 entradas y 12 salidas programables.
- Auto-ajuste de ganancias PID automáticas
- Seguimiento automático interno según los modos de operación

Así mismo, ofrece un sistema de protección integrado para el generador que incluyen funciones como: 27/59, 81O/U, 32R, 40Q, EDM, 59F, 51F, pérdida de PMG, cortocircuito de campo y 25 Sync Check.

De la misma manera tiene una amplia gama de opciones de comunicación especialmente útiles para integrarlo con el sistema de control digital SCADA presente en la central. A continuación se mencionan los protocolos de comunicación presentes en el modelo DECS 250 [16].

- USB Communication
- Modbus™ RS-485 RTU
- J1939 CANbus
- Ethernet -100 Base T (Modbus TCP)
- Ethernet -100 Base F (optional)
- Profibus (optional)

Este regulador tiene una precisión de hasta 0,20 %, además este modelo cuenta con la funcionalidad para permitir el arranque suave del generador [18].



Figura 4.16: Modelo físico del AVR DECS 250 [16].

En la figura 4.16 se muestra el aspecto físico del AVR instalado para el control de las unidades. Un esquema más detallado que consta con las medidas de dicho controlador se encuentra en el anexo 7. Así mismo las características eléctricas más representativas del equipo se muestran en la tabla 4.8.

DECS-250 SPECIFICATIONS	
CONTROL POWER	
Nominal Voltage:	Style CXXXXXX: 90-150 Vdc, 82-132 Vac
Burden:	50 VA or 30 Watts
AC OPERATING POWER	
Configuration:	Single or Three Phase
Frequency Range:	50-420 Hz
GENERATOR AND BUS VOLTAGE SENSING	
Configuration:	Single or Three Phase
Voltage Ranges:	100/120 Vac $\pm 10\%$ 200/240 Vac $\pm 10\%$ 400/480 Vac $\pm 10\%$
Frequency Range:	50/60 Hz Nomina
Burden:	< 1 VA per phase
GENERATOR CURRENT SENSING	
Configuration:	Single or Three Phase with separate input for cross-current compensation
Current Ranges:	1 Aac or 5 Aac nominal
Frequency Range:	50/60 Hz Nominal
Burden:	1 Aac sensing: < 5 VA 5 Aac sensing: < 10 VA
Contact Inputs:	16 programmable inputs with internally supplied 12 Vdc to accommodate dry contacts

DC OUTPUT POWER	
Current:	15 A continuous; 30 A 10 second forcing rating
Voltage:	32 Vdc nominal with 60 Vac supplied operating power 63 Vdc nominal with 120 Vac supplied operating power 125 Vdc nominal with 240 Vac supplied operating power
MINIMUM FIELD	
Resistance:	2.13 Ω at 32 Vdc nominal 4.2 Ω at 63 Vdc nominal 8.3 Ω at 125 Vdc nominal
Output Contacts	11 user programmable form A normally open output contacts are provided as well as one form C output contact dedicated to the watchdog function.

Tabla 4.8: Características eléctricas del AVR DECS 250 [16].

4.4.1.4 Adecuaciones necesarias para el remplazo del AVR

La presente alternativa no necesita mayores cambios en el sistema, debido a que se mantienen elementos como la excitatriz principal y el transformador de potencial (TP). Sin embargo, para la alimentación que requiere el AVR, es necesario cambiar la excitatriz piloto para adecuarla al modelo de AVR digital escogido para la instalación.

En el esquema de la figura 4.17 se muestran todos los elementos involucrados en el funcionamiento del sistema de excitación. Dentro de las líneas punteadas de color rojo, se indican los elementos que deben ser reemplazados.

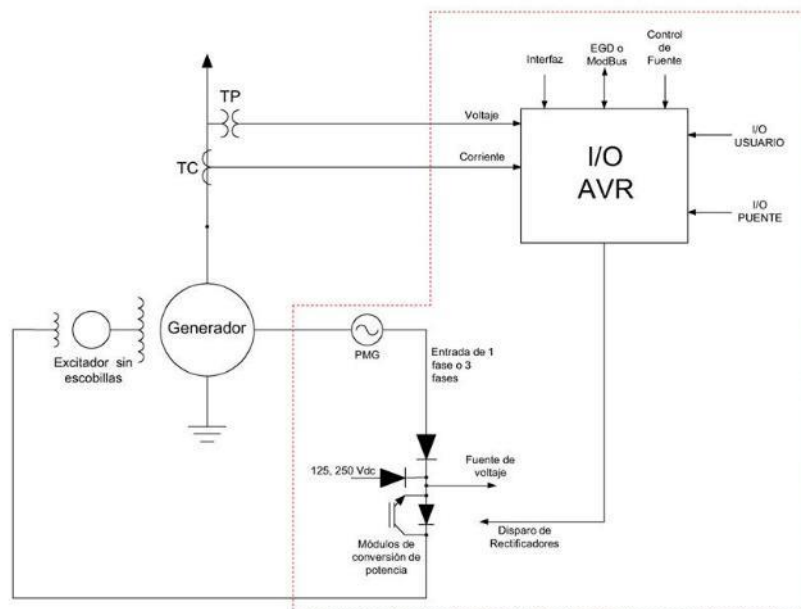


Figura 4.17: Diagrama típico de instalación de un AVR en una excitación sin escobillas (Elaboración propia basado en manual GE EX2100) [19].



Generalmente cualquier cambio en los elementos de la central puede resultar complicado sin embargo esta se lo ha realizado con éxito y el nuevo sistema instalado actualmente funciona perfectamente. Además la operación actual ha dado resultados positivos que se esperaban en el control de tensión de la unidades que se hace de manera más eficiente mediante este sistema digital.

Un esquema mucho más detallado del conexionado del nuevo AVR se muestra en el Anexo 7, así mismo se indican las dimensiones de este nuevo controlador que debe ser instalado en los tableros nuevos.

4.4.2 ALTERNATIVA (B): Actualización del sistema de excitación a un sistema estático.

Esta opción se desarrolló como alternativa a un posible plan a futuro si existe un cambio mayor en otros componentes como generador

Esta alternativa propone el cambio total del sistema brushless utilizado actualmente en la central a un sistema de excitación estática. Este sistema, tiene la ventaja de que no posee componentes rotativos. Además poseen una respuesta más rápida a variaciones de carga y fallas.

Generalmente estos sistemas utilizan reguladores de tensión digitales que poseen mayores funcionalidades como se indicó en las alternativas anteriores.

La actualización a un sistema de excitación estático es más económico que actualizar el sistema por otro de la misma tecnología. Por otro lado, al realizar esta modificación en el sistema, se prolongará la vida útil de la central, ya que la misma utilizará componentes y sistemas de última tecnología.

4.4.2.1 Ventajas y desventajas

Esta alternativa presenta las siguientes ventajas:

La instalación de un sistema estático, es más económico que un sistema de excitación brushless.

También, este tipo de sistema al ser de última tecnología presenta una menor tasa de fallos, debido a que su funcionamiento se basa en electrónica de potencia. Su funcionamiento es mucho más eficiente, presenta una mejor respuesta a disturbios y su instalación es más rápida, lo que implica un menor tiempo de parada de los grupos de generación.

En contraste a las ventajas mencionadas anteriormente, estos sistemas para poder entregar corriente de campo al rotor, requieren de anillos rozantes y escobillas; lo que implica la realización de mantenimientos periódicos de estos elementos, lo que implica un estudio adicional para determinar los niveles de vibración que podrían ocurrir en el eje del generador [20].

Las vibraciones pueden ser causadas por desequilibrios en el eje cuando la masa no está distribuida uniformemente respecto a centro del rotor, también se

pueden producir debido a desalineación en los anillos rozantes debido a la operación de la máquina, ya que tienden a desalinearse con el giro. Otra causa de vibraciones, es si existe holgura o piezas sueltas en el sistema de anillos rozantes.

Como consecuencia de las vibraciones, además de los problema mecánicos, se crean fuerzas electromagnéticas desiguales que actúan sobre el rotor y estator, lo que provoca desequilibrio entre fases, entrehierro no uniforme y corrientes de histéresis. Por tal motivo el cambio a un sistema de excitación estático requiere de personal altamente especializado y con experiencia en este campo [21].

Finalmente se debe mencionar que estos sistemas se colocan dentro de gabinetes, por lo que el espacio que se necesita para su instalación es mayor. Por otro lado, se debe considerar también que los sistemas de excitación estática requieren de un transformador de excitación para alimentar al sistema electrónico y al campo del generador.

4.4.2.2 Alternativas para remplazo

a) Basler DECS 400

El sistema Basler DECS 400, es un equipo de control digital para la excitación de generadores y motores. Este sistema se puede implementar en aplicaciones de campo de excitatriz de hasta 2500 amperios de corriente continua, además puede instalarse en varias configuraciones para satisfacer determinadas características o necesidades de redundancia. También dispone de limitadores y sistemas de protección integrados directamente en el controlador, para mantener al generador en una zona de operación segura.

Este sistema se adapta a varias condiciones de generación, lo que mejora la estabilidad y fiabilidad del sistema. El AVR integrado permite una regulación de tensión de hasta el 0,20 % y posee cinco modos de control. Un diagrama de conexiones típica para la utilización de este sistema de excitación estático se muestra en la figura 4.18.

Físicamente, el sistema consiste en un gabinete que contiene todos los módulos necesarios para el funcionamiento y control del grupo de generación, lo que facilita su mantenimiento. En la figura 4.19 se observar físicamente la distribución de los módulos en el gabinete del dispositivo Basler DECS 400.

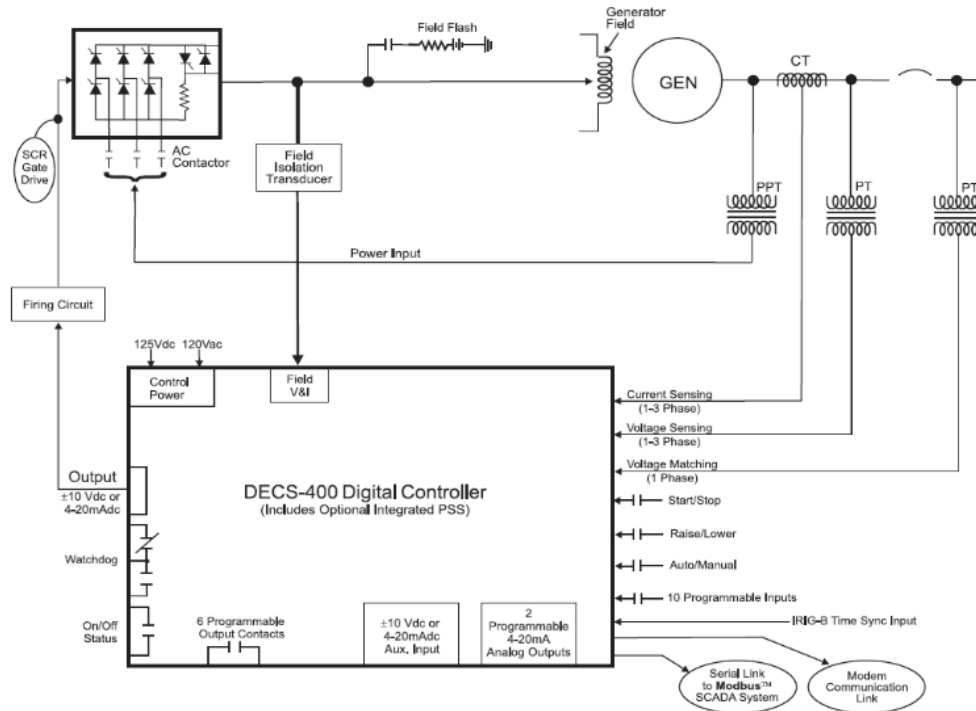


Figura 4.18: Diagrama típico de instalación de un AVR en una excitación sin escobillas [18].



Figura 4.19: Gabinete de instalación del sistema Basler DECS 400 [18].

b) ABB Unitrol 6080

Los sistemas de control de excitación ABB Unitrol 6080, son diseñados para pequeñas y medianas potencias, con corrientes de campo de hasta 2000 amperios con control basado en tiristores. En la figura 4.20 se muestra un diagrama de conexiones para la utilización de este sistema de excitación estático:

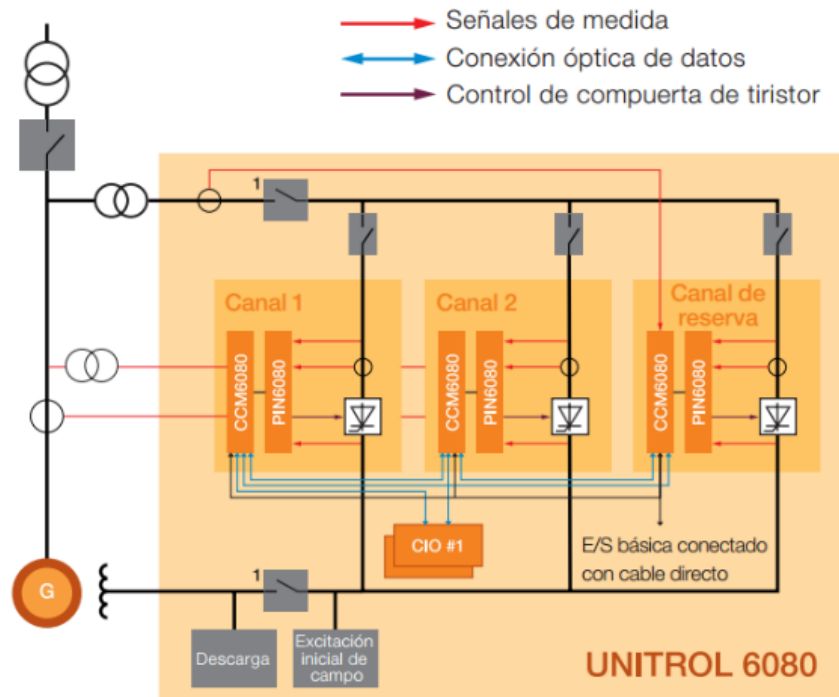


Figura 4.20: Instalación típica de un sistema de excitación ABB UNITROL 6080 [22].

Este equipo funciona mediante un algoritmo de control a lazo cerrado en modo manual o automático. Posee también funciones de monitoreo y protección configurables, registro de eventos y sincronización de datos. Además, para un fácil control y monitoreo del sistema en general, este dispositivo posee un HMI instalado en la parte frontal del gabinete que contiene a todos los elementos del sistema.



Figura 4.21: Gabinete de instalación del sistema de excitación ABB UNITROL 6080 [22].

c) General Electric EX 2100e

Este equipo de control puede utilizarse en generadores a gas, vapor o hidroeléctricos que consuman una corriente de campo de hasta 8000 amperios. Su principio de funcionamiento se basa en electrónica de potencia, con la utilización de tiristores.

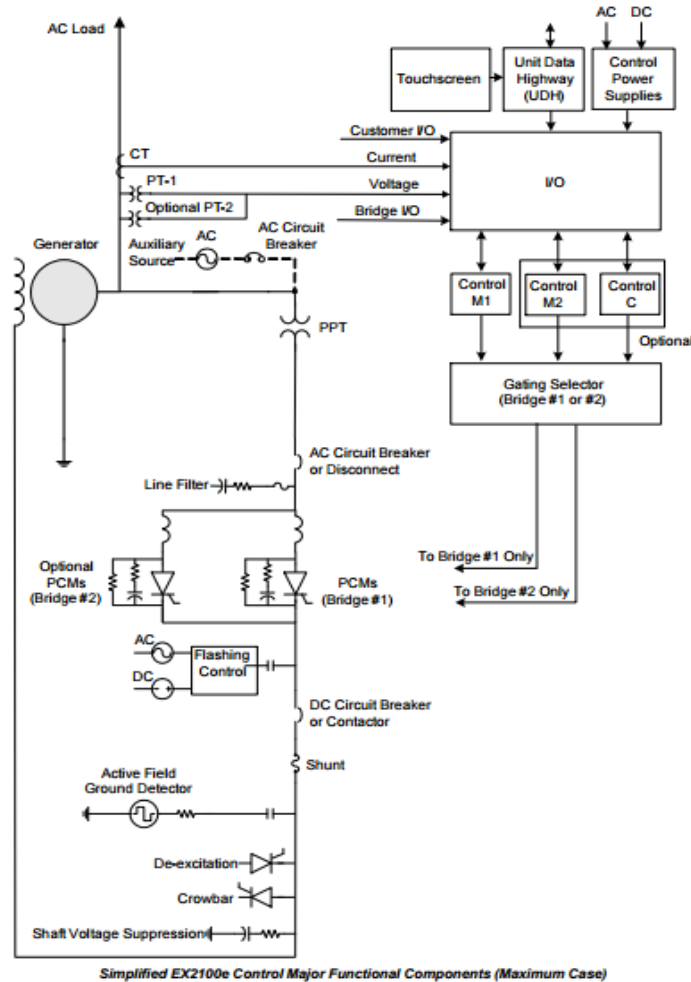


Figura 4.22: Instalación típica de un sistema de excitación GE EX2100e [23].

La precisión del controlador es de $\pm 0,25\%$ para operación automática y $\pm 2\%$ para operación manual. Este sistema, está provisto de funciones de protección para sobre excitación y sub excitación, fallas de campo a tierra, sobretensiones del generador, protección de pérdida de campo, etc.



Figura 4.23: Gabinete de instalación del sistema de excitación GE EX2100e [23].

4.4.2.3 Adecuaciones necesarias para la instalación del sistema estático

Para la instalación de un sistema de excitación estático, se requieren algunas modificaciones en el grupo generador instalado actualmente. Los cambios necesarios a realizar son:

- Instalación de anillos rozantes, portaescobillas y escobillas.
- Instalación de un transformador de excitación.
- Adecuación del banco de baterías.

4.4.2.3.1 Anillos rozantes y escobillas

Los anillos rozantes son dispositivos electromecánicos que permiten la transferencia de corriente eléctrica de una estructura estacionaria a una rotativa. Generalmente son fabricados de aleaciones de acero con carbono o bronce. Por otro lado, las escobillas son los elementos encargados de conducir corriente eléctrica a través de los cables estacionarios de la excitatriz hasta el rotor de un generador.

Estos dispositivos se construyen de diferentes materiales dependiendo su aplicación, siendo el grafito o aleaciones del mismo los más empleados en los sistemas de excitación. La densidad de corriente típica que conduce una escobilla está entre los 6,2 a 10 amperios por centímetro cuadrado. [A/cm^2] [24].

En conjunto estos dos elementos conforman un contacto eléctrico rotativo que permiten suministrar la corriente al campo del generador. Para establecer el contacto eléctrico de las escobillas con los anillos rozantes, se utiliza portaescobillas, el mismo que permite un contacto eléctrico estable entre estos dos elementos. Para máquinas nuevas o modernizaciones, generalmente se utilizan portaescobillas de presión constante. En la figura 4.24, se observa el contacto eléctrico que permite la circulación de corriente de campo al generador:

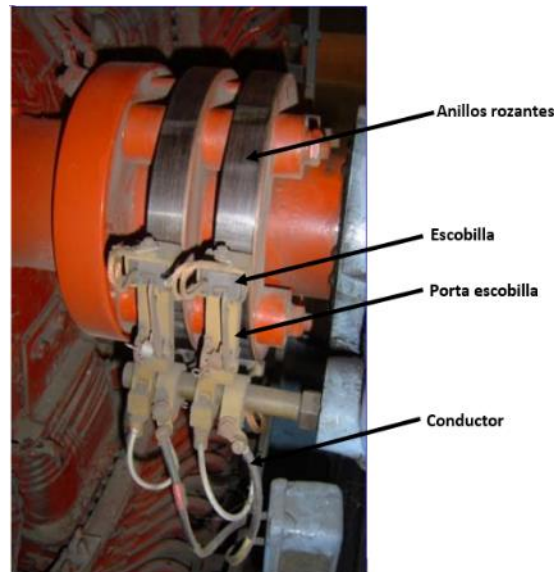


Figura 4.24: Elementos para alimentación del campo en un sistema de excitación estático [24].

La corriente que fluye desde las escobillas hacia el anillo se produce a través de pequeños puntos de contacto que llevan la corriente de campo. Los puntos de contacto dependen de la tendencia de la escobilla y el colector a oxidarse; además de la abrasión de la escobilla contra el anillo. Existe una pequeña capa de óxido y humedad llamada *pátina* entre la superficie de contacto a través de la que circula la corriente. Dicha capa juega un papel muy importante para disminuir la fricción y reducir el desgaste de las escobillas, garantizando de este modo un óptimo funcionamiento del sistema.

La utilización de anillos y escobillas en los sistemas de excitación estáticos, evita que se utilice un excitador piloto acoplado al eje del generador, ya que la corriente es alimentada directamente al campo a través de las escobillas. Sin embargo, durante la operación del grupo generador, se pueden presentar ciertas condiciones que afectan el desempeño del sistema. Por ejemplo, se pueden presentar deformaciones en la circunferencia del anillo debido a la erosión por arqueo entre los puntos de contacto que hace que la escobilla rebote contra el anillo.

Otro problema común es la presencia de surcos en el anillo rozante debido a que pequeños pedazos de metal se insertan en la cara de la escobilla que durante la rotación de la máquina corta el anillo provocando la aparición de hendiduras [25].

Se debe considerar además que la utilización de escobillas y anillos rozantes implica su desgaste, y producto del mismo se genera polvo de carbón que debe ser periódicamente limpiado (Figura 4.25), ya que el exceso de estas partículas pueden provocar descargas entre los anillos de diferente polaridad.



Figura 4.25: Polvo de carbón provocado por el desgaste de las escobillas [24].

4.4.2.3.2 Transformador de excitación

La energía necesaria con la que debe alimentarse al campo del generador en un sistema de excitación estático generalmente es de un transformador conectado directamente a la salida del generador. El transformador reduce la tensión a niveles manejables por el sistema de control y requerimientos del generador. El transformador debe proveer de un margen de voltaje y potencia para que pueda manejar tensiones transitorias que se presentan durante la operación del generador.

Además, este transformador permite el aislamiento galvánico entre la fuente de potencia y el rotor del generador, también permite minimizar la corriente de cortocircuito.

Un transformador de excitación (figura 4.26) es de tipo seco, enfriado por circulación natural de aire. Generalmente son conectados en configuración estrella-triángulo. El lado de alta tensión se conecta directamente al voltaje de salida del generador que en este caso es de 4.16 KV, mientras que el lado de baja tensión se conecta a la etapa de rectificación y puede ser utilizado para alimentar la carga en el sistema de control [26].

Estos transformadores están diseñados con un BIL (nivel básico de aislamiento) de acuerdo a especificaciones NEMA o ANSI. Un alto nivel de BIL asegura que la aislación del sistema pueda soportar picos de tensión producidos por descargas atmosféricas o tensiones transitorias producidas por un cortocircuito en el generador.

Su potencia nominal está en función del tamaño de la máquina síncrona y la corriente de campo máxima que circulará continuamente por los devanados del rotor. El voltaje secundario del transformador está determinado por el máximo voltaje (ceiling voltaje [V_c]) del sistema de excitación.

Una aproximación simple del tamaño del transformador de excitación trifásico se determina mediante la ecuación 4-5: [27]

$$S_e = 1.35 * V_c * I_{fm} \quad (4-5)$$

Donde:

- **S_e** , es la potencia aparente nominal del transformador de excitación.
- **V_c** , es la tensión máxima del sistema de excitación cuyo rango está alrededor de 1.5 veces la tensión máxima y mínima de excitación sin carga y a máxima carga respectivamente.
- **I_{fm}** , es la máxima corriente que circulará por los devanados de campo.



Figura 4.26: Transformador de excitación [26].

4.4.2.3 Adecuación del banco de baterías

Para el arranque del generador mediante un sistema de excitación estático, es necesario que circule por el devanado de campo una corriente DC externa, que generalmente proviene de un banco de baterías debido a que el magnetismo residual del generador es insuficiente para accionar a los tiristores. Típicamente la tensión de alimentación de las baterías es de 125 a 250 VDC, aunque en casos especiales, se puede utilizar una fuente AC rectificadas para suministrar la corriente al campo del generador.

Cuando las condiciones son favorables para el arranque del generador, el interruptor de campo se cierra y simultáneamente se acciona un contacto de cebado que permite la circulación de corriente de arranque hasta llevar al generador a su tensión nominal y al mismo tiempo se acciona un temporizador ajustable. Si el voltaje llega al nominal, el contacto de cebado se abre y en ese instante el AVR toma el control de la tensión de salida del generador. Si el temporizador termina su conteo antes de que el generador llegue a su tensión nominal, este abre el contacto de cebado y envía una señal de falla de arranque, lo que evita que los devanados rotóricos se sobrecalienten y que se drene la carga del banco de baterías.

Existe también un diodo en serie a las baterías para evitar que la corriente de los tiristores se retroalimente hacia las baterías.



Al instalar un sistema de excitación estático en la central, es necesario redimensionar el banco de baterías para que el mismo sea capaz de proveer la corriente de arranque a las unidades de generación. Generalmente el dimensionamiento de las baterías se realiza mediante dos métodos:

- Método recomendado por la IEEE para el dimensionamiento de baterías de ácido-plomo para aplicaciones estacionarias (Standard 485, 2010).
- Método substractivo aplicado para cualquier tipo de baterías.

El método recomendado por la IEEE es el más preciso pero el método substractivo es más simple, aunque su margen de error es mayor.

4.5 COSTOS Y TIEMPO DE ESPERA

Analizando las alternativas propuestas anteriormente, se tiene que la alternativa (A) es la que brinda mayores beneficios con la menor inversión, por tal motivo que la empresa decidió implantarla. Sin embargo, la alternativa (B) elimina la obsolescencia de los equipos pero con una mayor inversión.

Se reconoce que la alternativa (A) es la más recomendable debido en general el sistema de excitación sin escobillas instalado no ha presentado fallas considerables y al reemplazar el AVR se obtendría funciones adicionales que actualmente no están disponibles.

La aplicación de la alternativa de modernización (B) es recomendable cuando existe un incremento en la salida nominal de potencia del generador y el sistema actual no es capaz de suministrar la suficiente corriente de campo para establecer el campo magnético de la maquina debido a dicho incremento.

En la tabla 4.9, se presentan los costos las actividades de modernización, mencionadas anteriormente para las cuatro unidades de generación. En la misma se detalla el precio de los equipos, además de los costos de instalación de los mismos.

Es importante mencionar que los precios que se presentan son referenciales y pueden variar de acuerdo según el fabricante. La información de costo de los AVR fue proporcionado por la Dirección de Producción de la empresa ELECAUSTRO S.A.

Los costos referenciales correspondientes al sistema de excitación estático y su instalación se obtuvieron de [13] y [28] respectivamente.

MODERNIZACION DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA SAUCAY					
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	P. TOTAL
ALTERNATIVA (A)					
1	Regulador automático de voltaje	u	4	\$ 10,000.00	\$ 40,000.00
2	Desmontaje / Montaje	u	4	\$ 20,000.00	\$ 80,000.00
TOTAL					\$ 120,000.00
ALTERNATIVA (B)					
1	Sistema de excitación estático I nominal = 580A I ceiling = 850A V ceiling = 468V	u	4	\$ 130,000.00	\$ 520,000.00
2	Desmontaje / Montaje	u	4	\$ 39,000.00	\$ 156,000.00
TOTAL					\$ 676,000.00

Tabla 4.9: Costos de alternativas de modernización para los sistemas de excitación de la central Saucay (Elaboración propia).

4.5.1 Tiempo de entrega de equipos

Los tiempos de instalación de los equipos son difíciles de estimar en especial para aquellos que son construidos específicamente para la central. Por lo que estos pueden variar dependiendo de la carga de trabajo de la fábrica. Pero generalmente se puede estimar un rango mínimo de tres meses para cualquier tipo de sistema de excitación y un máximo absoluto de aproximadamente doce meses. Además se debe agregar el tiempo de ingeniería si se reemplazara un sistema rotativo por uno estático.



REFERENCIAS

- [1] F. Cubillos, "Sistemas de Excitación Estática de Generadores Sistemas de Excitación Estática de Generadores," Universidad de Costa Rica, 2004.
- [2] L. Vargas, "Sistema de Excitación de Maquinas Síncronas," Universidad de Chile, 2008.
- [3] OTSA, "Excitatrices de Diodos Rotativos," Barcelona, España, 2012.
- [4] G. E. Harper, *El Libro Práctico de los Generadores, Transformadores y Motores Eléctricos*. 2005.
- [5] R. Vasant, *Implementation of an Electronic Automatic Voltage Regulator for a Synchronous Generator*. University of Houston, USA, 2011.
- [6] E. Öztoklu, "Three Phase Synchronours Generator and Automatic Voltage Regulator," Universidad internacional de Sarajevo, 2014.
- [7] S. Sivanagaraju, *Power System Operation and Control*. Pearson Education India, 2009.
- [8] ABB, "UNITROL® 1000 automatic voltage regulators." 2013.
- [9] A. Visioli, *Practical PID Control Advances in Industrial Control*, Illustrate. Springer Science & Business Media, 2006.
- [10] K. Ogata, *Ingeniería de Control Moderna*, Illustrate. Pearson Educación, 2003.
- [11] Email4mobile, "Basic Block of Proportional + Integral Controller," 2009. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/File:PI_controller.png. [Accessed: 08-Aug-2015].
- [12] Parsons Peebles, "Brushless Synchronous A.C. Generator," Birmingham, 1974.
- [13] Electric Power Research Institute - EPRI, "Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 3: Electromechanical Equipment," EPRI, 1999.
- [14] GEC Industrial Control Limited, "Automatic Voltaje Regulator Instruction Book." 1977.
- [15] Brown Boveri - BBC, "Manual Reguladores de Tensión UNITROL 3210..3213," 1970.
- [16] Basler Electric, "DECS-250, DECS-250N Digital Excitation Control System," Highland, 2008.
- [17] Basler Electric, "DECS-250 Digital Excitation Control System," 2015. [Online]. Available: www.basler.com. [Accessed: 02-Apr-2016].



- [18] Basler Electric, "Instruction Manual for Digital Excitation Control System DECS-400." 2006.
- [19] GE Energy, "EX2100 35 A Regulator Control." USA, 2005.
- [20] C. Cobo, "Vibraciones Mecánicas de Ejes de Turbinas Hidráulicas y Gestión de Embalses," Universidad Simon Bolivar, 2013.
- [21] P. Thomasset, "Ruido y Vibraciones de Frecuencia 100Hz en un Generador Hidroeléctrico," *IEEE*, 2004.
- [22] Grupo ABB, "UNITROL® 6080 excitation systems." 2011.
- [23] GE Energy, "EX2100e Excitation Control." 2011.
- [24] R. R. Hall Richard and L. Gary, "Carbon Brush Performance on Slip Rings," Clearwater, FL, 2010.
- [25] Morgan Industrial Carbon, "Sliprings and Carbon Brushes on Turbo Alernators." 2009.
- [26] TRAFOTEK, "Excitation Transformers," 2015. [Online]. Available: <http://www.trafotek.fi/products/transformers/excitation-transformer/>. [Accessed: 27-Aug-2015].
- [27] G. R. Jones, *Electrical Engineer's Reference Book*, ED 15, rev. Elsevier, 2013.
- [28] C. Antunes, D. da Silva, and H. Zárata, "Rehabilitacion de Fuentes Renovables de Energia (hidroeléctricas)," Pará, Brazil, 2005.



CAPÍTULO 5

EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD

5.1 SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD

El sistema de regulación de velocidad es una parte fundamental para la operación de las unidades de generación, ya que el mismo permite controlar la potencia de salida de los generadores y además adaptar las condiciones de generación según la demanda y de este modo controlar los desbalances existentes entre carga y generación.

Para la formulación de alternativas de modernización de los reguladores es necesario conocer el funcionamiento, características del sistema y el estado del arte actual para tener una visión general de posibles actividades de modernización.

La modernización de este sistema permite una operación más eficiente de la planta, lo que implica un menor costo de operación, menor mantenimiento en relación a los reguladores mecánicos, optimizar el flujo de agua, una mejor respuesta a las variaciones de carga, aumento de confiabilidad de la planta, adaptación a cambios en la central y funciones adicionales como comunicación con sistemas SCADA [1].

5.1.1 Tipos de regulación de velocidad

La función principal del regulador de velocidad es controlar el giro de la turbina para que el generador suministre energía eléctrica con frecuencia constante, aunque se presenten perturbaciones en el sistema como variaciones de carga y disparo de otras unidades de generación [2].

Cuando se produce una variación de carga en el sistema, la frecuencia debe ser corregida mediante un control motriz del generador, para permitir mayor o menor ingreso de agua y de este modo aumentar o disminuir el torque mecánico de la turbina, lo que provoca que varíe la potencia activa en el generador y esto se lo efectúa mediante el regulador de velocidad [2].

Es importante mantener un equilibrio entre la potencia eléctrica a la salida del generador y la potencia requerida para abastecer la carga. Dicho equilibrio se logra mediante la regulación de la cantidad de agua que ingresa a la turbina según sea el valor de la demanda

La regulación de velocidad se realiza básicamente de dos maneras:

5.1.1.1 Regulación manual

Esta forma de regulación se emplea generalmente en micro centrales con potencias menores a 50 KW en donde no existen grandes fluctuaciones en la

demanda de energía eléctrica [3]. Este tipo de regulación requiere de un operador que controle y compense las variaciones de frecuencia que se presenten en el sistema, variando el caudal de ingreso de agua hacia los álabes de la turbina.

5.1.1.2 Regulación automática

La regulación automática permite tener en el sistema una frecuencia y tensión estables y se emplea generalmente cuando el mismo presente grandes variaciones de demanda. Debido a su elevado costo, este tipo de regulación se utiliza en centrales con potencias superiores a los 100 KW [3].

5.1.3 Partes de un regulador de velocidad

Todos los reguladores de velocidad independientemente de su tipo, poseen un sensor de velocidad, elemento de control y un amplificador de potencia. En la figura 5.1, se muestra un diagrama de bloques básico de un regulador de velocidad.

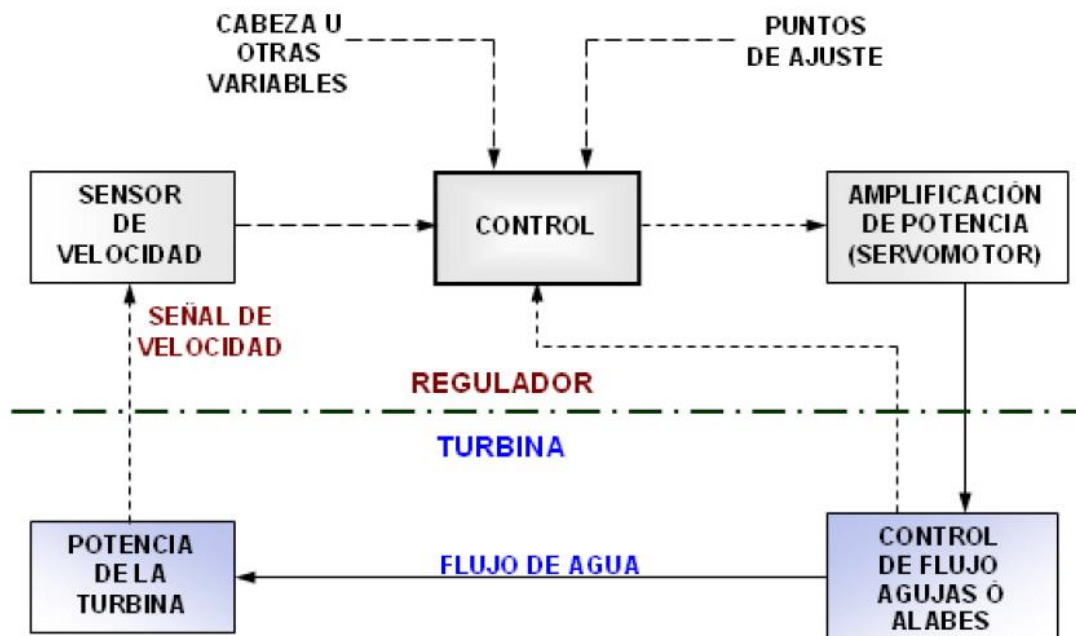


Figura 5.1: Diagrama de bloques de un regulador de velocidad [1].

5.1.3.1 Elemento sensor de velocidad

El sensor de velocidad detecta los cambios que se producen en la velocidad de la turbina y entregan un valor de salida proporcional a la misma. Este valor se utilizará como señal de entrada para el elemento de control. Existen varios elementos sensores de velocidad como se muestra a continuación:



5.1.3.1.1 Mecanismo volante de masas giratorias

Este tipo de sensor puede ser manejado mediante poleas acopladas a los ejes del rotor y un mecanismo que se acopla mediante una banda. Este sensor aprovecha el movimiento centrífugo de las masas giratorias, lo que produce un desplazamiento axial de una válvula piloto que es la que constituye generalmente el elemento de control. Los reguladores de velocidad que emplean este mecanismo se denominan reguladores de Watt [4].

5.1.3.1.2 Generador de imanes permanentes (PMG)

Este dispositivo está acoplado al eje del generador y produce una tensión con una frecuencia proporcional a la velocidad de rotación de la máquina. Este valor de tensión alimenta a un motor acoplado al mecanismo de masas giratorias para el control de la válvula piloto [5].

5.1.3.1.3 Señal tomada directamente desde los transformadores de potencial

Este tipo de sensor de velocidad aprovecha el valor de tensión entregada por los transformadores de potencial y alimenta directamente al motor acoplado al mecanismo de masas giratorias. En los reguladores modernos, existe un transductor de tensión a frecuencia para detectar la señal de velocidad de la máquina [1].

5.1.3.1.4 Ruedas dentadas adosadas al eje de la máquina

Al girar estas ruedas, se interrumpe un rayo de luz que es captado por un contador que compara el número de pulsos generado por la luz con pulsos generados por un reloj de cuarzo. Cuando los pulsos están en sincronismo no existe error y cuando salen de sincronismo, se genera una señal para corrección del error.

5.1.3.2 Elemento de control

Este elemento es el encargado de comparar los valores de velocidad de la turbina con un valor de referencia y generar una señal de salida para ejercer control de apertura o cierre sobre las agujas de los inyectores de agua hacia la turbina.

Generalmente los mecanismos de regulación de control utilizan una válvula piloto la que posee un pistón interno que es accionado mediante una varilla no rotante de movimiento axial, la misma que, según sea su desplazamiento, permite con la ayuda de un servomotor, la apertura o cierre de las agujas de los inyectores de agua [6].



5.1.3.3 Elemento amplificador de potencia

Este elemento produce una fuerza mecánica para ajustar a los inyectores dependiendo el valor de la salida del elemento de control. Este mecanismo actúa directamente sobre el recorrido del servomotor.

Debido a que la válvula piloto funciona con pequeños desplazamientos, la potencia requerida para su movimiento es baja en comparación al del pistón principal [6].

5.1.3.4 Control de flujo de agua

El flujo de agua que acciona las turbinas se opera mediante elementos de admisión y agujas en las turbinas Pelton. En el caso de las turbinas Francis y Kaplan, se actúa mediante álabes móviles, los mismos que actúan por desplazamiento del eje del servomotor. El eje de servomotor es un cilindro hidráulico que es accionado mediante aceite a presión. Se utilizan generalmente presiones de 16 kg/cm², 24 kg/cm² y 60 kg/cm² para producir la fuerza de accionamiento los mecanismos de admisión [1].

En el caso de la central Saucay, el eje utiliza una presión de 15 kg/cm² para el accionamiento.

5.1.3.5 Elemento estabilizador

El elemento de compensación o estabilizador es la señal de retroalimentación del regulador y sus funciones básicas son evitar que el generador llegue a la velocidad de embalamiento y mantener al servomotor en una posición específica cuando la carga está en equilibrio.

5.1.4 Tipos de reguladores de velocidad

Los reguladores de velocidad se han empleado desde hace más de un siglo, especialmente los de masas giratorias. Los primeros reguladores de velocidad que se utilizaron fueron los centrífugos y los isócronos, pero este tipo de reguladores presenta problemas de inestabilidad y oscilación durante su funcionamiento.

Sin embargo, con el desarrollo tecnológico, se han mejorado estos dispositivos con la utilización de teoría de control y mecanismos de control electrónico modernos.

5.1.4.1 Regulador de velocidad mecánico-hidráulico

Los reguladores de velocidad síncronos mantienen la frecuencia constante en régimen permanente. Sin embargo, este tipo de regulador presenta problemas de inestabilidad en sistemas en donde existe más de un generador síncrono, por lo que requieren de un dispositivo adicional para su utilización [4].

Este tipo de regulador se estabiliza mediante la retroalimentación de la posición del servomotor por medio de un mecanismo de “dashpot”, que es el encargado de amortiguar los movimientos del servomotor, manteniendo a la válvula de control en una posición.

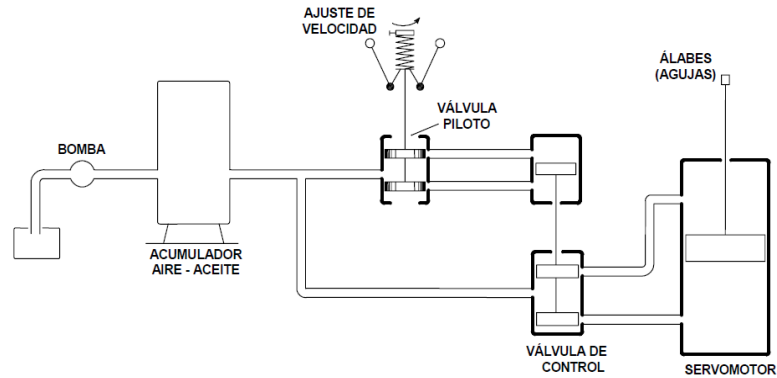


Figura 5.2: Regulador de velocidad isócrono [1].

5.1.4.1.1 Dashpot hidráulico

Es un mecanismo de amortiguación que se comporta como un punto fijo cuando existen cambios súbitos en la posición del servomotor. Cuando los cambios son suaves se produce un desplazamiento del pistón debido a la circulación de aceite de una cámara a otra mediante un orificio [1].

Cuando se produce una apertura súbita en la turbina, el punto A (figura 5.3), se mueve por acción del resorte de manera proporcional al mecanismo de admisión de la turbina y luego desciende exponencialmente en función de la constante del resorte y la apertura de la válvula de aguja del dashpot.

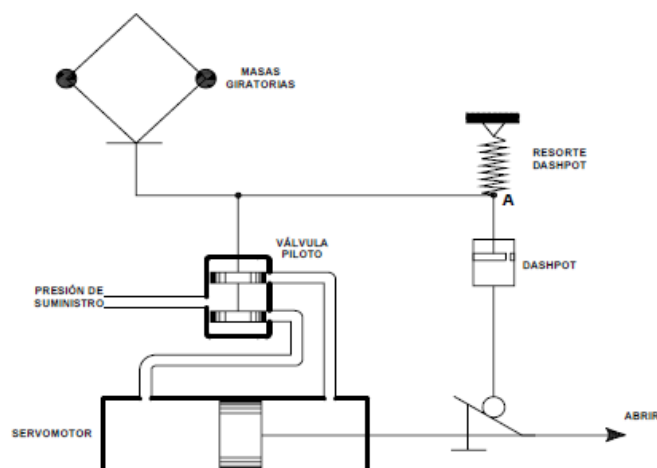


Figura 5.3: Regulador con mecanismo dashpot [1].

5.1.4.2 Regulador de velocidad electrónico

La diferencia más importante de los reguladores de velocidad mecánicos en relación a los reguladores electrónicos, es que estos últimos utilizan directamente la potencia de salida del generador, lo que permite tener una relación lineal entre el ajuste de velocidad y la carga.

La principal ventaja de la regulación de velocidad electrónica es que la última presenta mayor precisión en la retroalimentación de la generación, ya que esta se mantiene constante independientemente de las variaciones de carga o del flujo de agua. Por otro lado, este sistema de regulación de velocidad permite un control derivativo para aumentar la respuesta al cambio en variaciones a la salida y este aspecto no es posible obtenerlo con la utilización de un regulador de velocidad mecánico [4].

La figura 5.4, esquematiza un regulador de velocidad electrónico en condiciones de estabilidad (error = 0). Cuando el valor del error es diferente de cero, se produce el desplazamiento del elemento de admisión de la siguiente manera:

- El sistema de sensado de velocidad produce una salida de frecuencia o tensión proporcional a la velocidad de la turbina. La unidad de entrada de la señal compara los valores de tensión o frecuencia con el valor de referencia y si existe diferencia, se produce un voltaje de error que se puede aplicar en otras funciones.
- La salida del control PID del regulador se amplifica y la salida del amplificador de potencia comanda un transductor hidráulico que produce una salida proporcional al error.

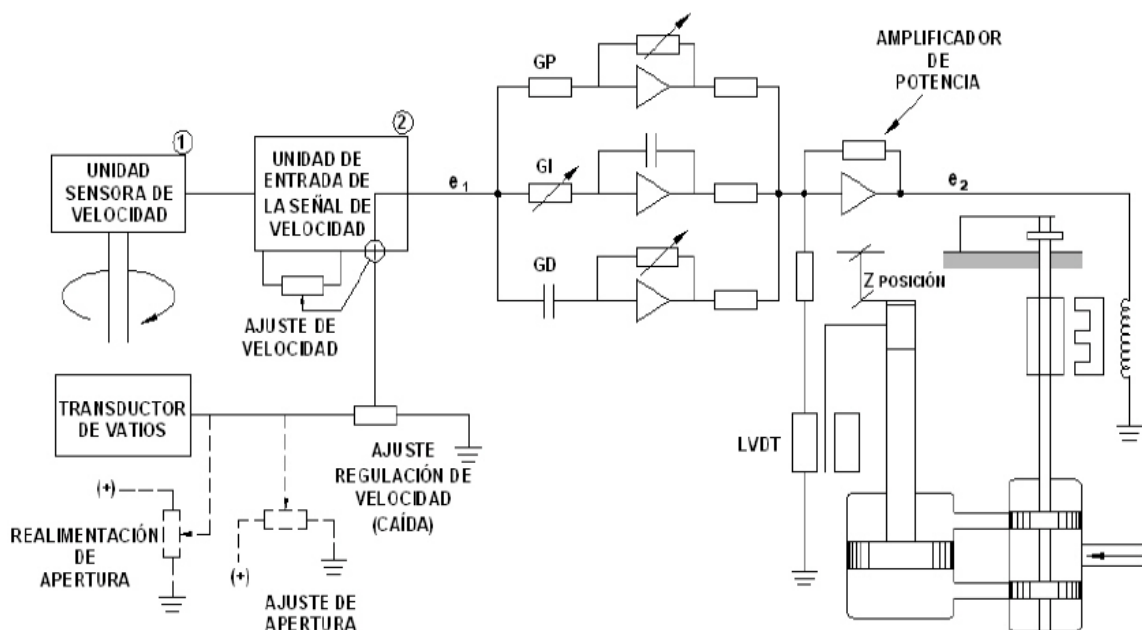


Figura 5.4: Regulador de velocidad electrónico [1].

5.1.4.3 Regulador de velocidad digital

Los reguladores de velocidad digitales pueden realizar muchas funciones de control adicionales a un regulador de velocidad mecánico o electrónico. Estos sistemas de regulación permiten controlar velocidad, potencia, caudal y otros parámetros que puedan ser sensados mediante transductores digitales.

Este tipo de reguladores permite además realizar secuencias de control para múltiples unidades mediante lógica digital a diferencia de los reguladores de velocidad mecánicos, que permitían la realización de secuencias de control mediante relés de arranque, frenado y parada.

5.1.5 Modelos de regulador de velocidad para turbinas hidráulicas

Un regulador de velocidad generalmente usa una retroalimentación del error de la velocidad de la turbina para que el control actúe sobre la posición del distribuidor. Además como se verá en la siguiente sección es necesario que las máquinas reguladoras de velocidad de las unidades estén provistas de una característica de estatismo permanente para asegurar una operación de máquinas en paralelo [7].

Además, es necesario incluir un estatismo transitorio, pues la operación con solo estatismo permanente puede no ser satisfactoria. Este generalmente permite asegurar la estabilidad para valores pequeños de estatismo permanente.

En el caso de un regulador mecánico-hidráulico, la retroalimentación con estatismo permanente y funciones de cálculo son provistas por elementos mecánicos, y la compensación de estatismo transitorio necesario se hace mediante un amortiguador (dashpot). En la figura 5.5 se muestra el diagrama de bloques de un regulador mecánico, donde se muestra la banda muerta y los coeficientes R_p y R_t correspondientes a las características de estatismo permanente y transitorio respectivamente [8].

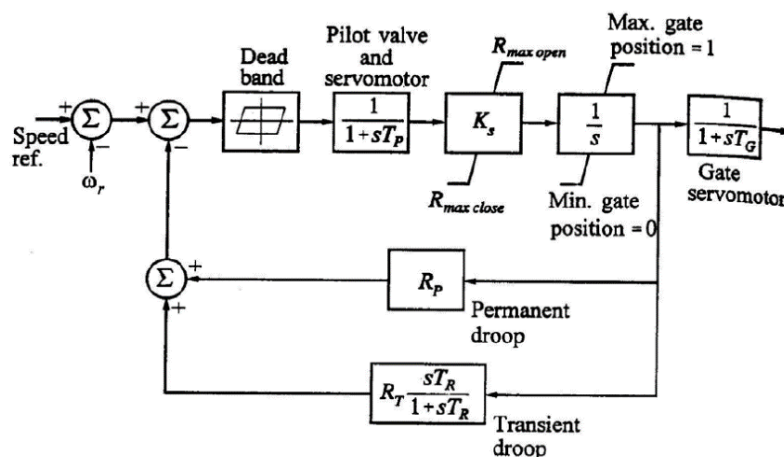


Figura 5.5: Diagrama de bloques de un regulador de velocidad de una unidad hidráulica [8].

En el caso de los modernos reguladores electrónicos, las retroalimentaciones con estatismo permanente y transitorio son realizadas eléctricamente mediante un circuito electrónico o incluido dentro de los cálculos del regulador digital. Esto muestra que un regulador electrónico permite una mayor flexibilidad, además de un mejor desempeño en relación a tiempos de retardo y banda muerta. Un regulador puede ser ajustado para que sus características dinámicas sean similares a un regulador mecánico.

Muchos de los reguladores electrónicos incluyen en su control un algoritmo PID que permite obtener una respuesta más rápida. En la figura 5.6 se muestra el diagrama de bloques de un regulador electrónico el cual está integrado de un algoritmo PID de control. Se puede notar como la retroalimentación está afectada por el coeficiente de estatismo permanente.

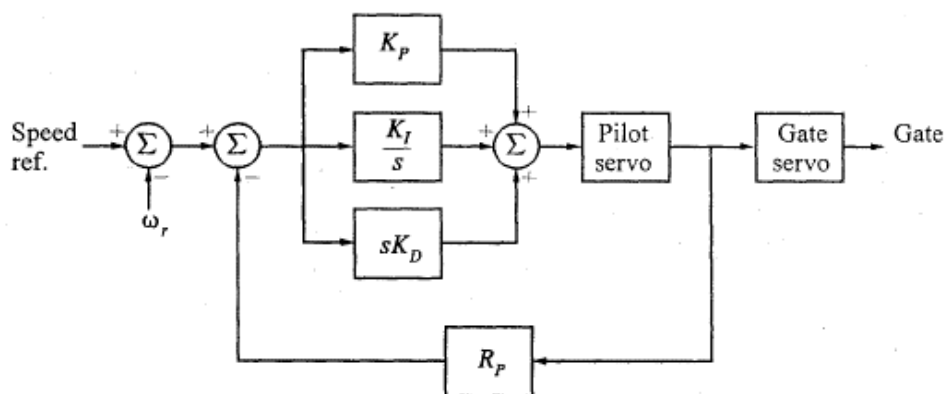


Figura 5.6: Regulador de velocidad con control PID [8].

5.1.6 Regulación primaria, secundaria y terciaria

En la operación normal de un sistema de potencia es necesario hacer una regulación de la frecuencia para que su valor se mantenga aproximadamente constante o que su variación se encuentre dentro de un rango muy estrecho. Ya que la frecuencia del sistema depende de la velocidad de rotación de los generadores síncronos, el regulador de velocidad de las turbinas sería el equipo encargado de realizar dicha regulación [7].

Cambios bruscos en la frecuencia traen consigo disturbios en el sistema, que pueden afectar en gran medida a motores de inducción y transformadores, debido a que puede producir altos niveles de corriente de magnetización. Para poder mantener la frecuencia del sistema en un valor constante se realiza regulación primaria, secundaria y una terciaria.

5.1.6.1 Regulación primaria de frecuencia (RPF)

La regulación primaria de frecuencia actúa a nivel de cada unidad de generación y está directamente ligada a las acciones automáticas tomadas por el regulador de velocidad al existir un desbalance entre demanda y generación, actuando

sobre las válvulas de admisión en centrales térmicas o distribuidores de las centrales hidroeléctricas [9].

Si no existe ninguna acción adicional después de la actuación de los reguladores, la frecuencia se estabilizará en un nuevo valor ligeramente diferente al nominal. Generalmente esto se muestra en la desviación típica a la normal del vástago actuador en los reguladores mecánicos [10].

Por lo tanto se puede deducir que existe una relación entre la potencia eléctrica y la velocidad o frecuencia de la máquina. Esta relación es llamada estatismo, la cual se muestra en la figura 5.7. Esta relación es casi lineal y depende de la configuración o ajuste del regulador y de su banda muerta de actuación.

El tiempo de respuesta de la regulación primaria va entre 0 a 10 segundos, por lo que el regulador debe ser capaz de tomar o retirar carga rápidamente, así que las unidades deben tener disponibilidad de reserva rodante para realizar RPF [11][9].

Para las unidades que funcionan en una red en isla, la relación de P-f debe ser lo más plana posible para que cualquier cambio en el potencia no varíe la frecuencia de la red,

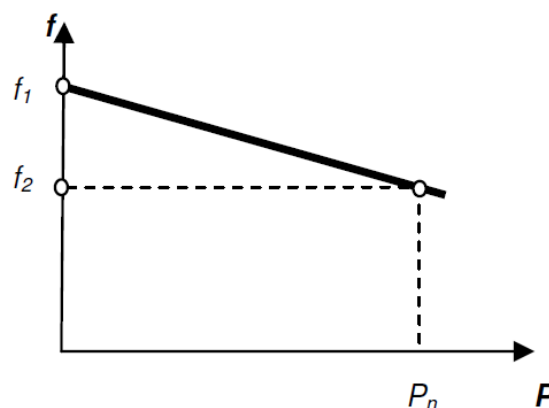


Figura 5.7: Relación de frecuencia-potencia [12].

Este tipo de respuesta sería poco práctica para unidades conectadas a un gran sistema, pues la unidad que tuviera una característica plana absorbería toda la carga y los otros generadores no harían esfuerzo, por lo que la característica de estatismo es muy importante para la distribución de potencia dentro de la red donde las unidades están conectadas en paralelo.

5.1.6.2 Regulación secundaria de frecuencia (RSF)

Luego de que se la unidad de generación realizó la regulación primaria debido a un cambio entre demanda y generación, la frecuencia de la unidad se estabilizará en un valor de frecuencia ligeramente diferente a la nominal. Así la regulación secundaria, permite llevar nuevamente a las máquinas a los valores nominales de frecuencia, eliminando los desvíos producidos por la RPF. Gráficamente la

regulación secundaria de frecuencia se puede mostrar como el desplazamiento de la curva P-f en la dirección de la frecuencia, como se muestra en la figura 5.8 [2][9].

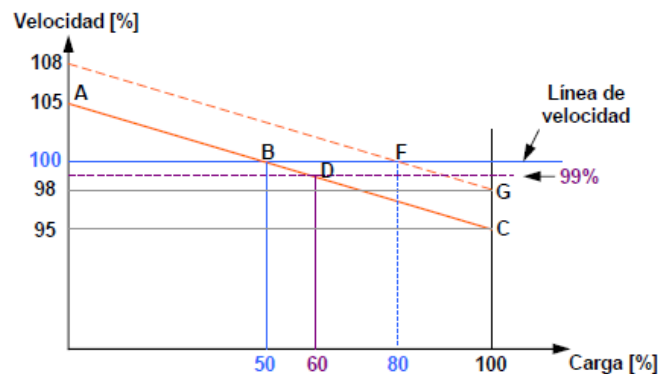


Figura 5.8: Ilustración de RSF [1].

Esta característica es realizada por el motor de control de potencia en los reguladores mecánicos, el cual actúa sobre un tornillo cambiando la posición del vástago actuador para incrementar la potencia de salida de las unidades asignadas al RSF y llevar nuevamente la frecuencia de vuelta a la nominal.

Este control puede ser manual mediante instrucciones del despachador o automático mediante el Automatic Generation Control (AGC). La inyección extra de potencia en la RSF tiene como objetivo entregar energía al rotor del generador para que aumente su velocidad/frecuencia a la nominal [11].

El tiempo de respuesta está entre 30 segundos a 10 minutos y generalmente el control secundario no interfiere con el control primario ya que una rápida oscilación de demanda se traduce en una rápida oscilación de frecuencia que está fuera de su ancho de banda de respuesta [9]. En general la RPF y RSF son las herramientas de control principales para mantener la frecuencia del sistema en un valor constante ante desbalances de carga-generación [2].

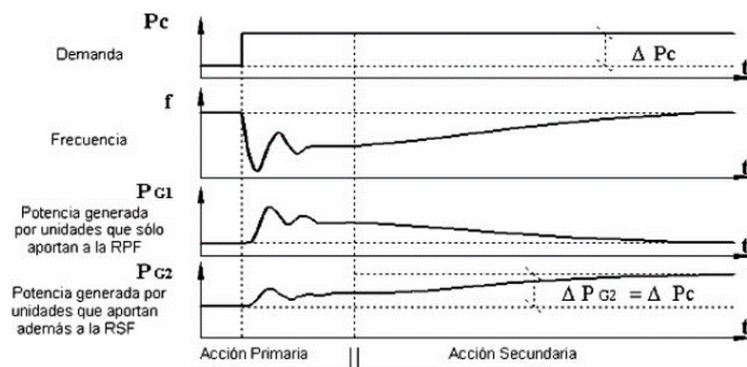


Figura 5.9: Evolución en el tiempo de la RPF y RSF ante una perturbación tipo escalón de la demanda [13].

5.1.6.3 Regulación Terciaria de frecuencia (RTF)

La regulación terciaria de frecuencia tiene que ver con la reserva rodante o reserva caliente del sistema. Es decir la reserva necesaria que debe considerarse en la operación de las unidades para suplir la demanda ante cambios imprevistos del sistema como es el caso de fallas [7].

La RTF generalmente opera en un rango superior a los 10 minutos y esta regulación la realizan unidades hidráulicas y turbinas a gas.

5.2 VALORACIÓN DE LA CONDICIÓN EXISTENTE DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD

La central hidroeléctrica Saucay posee dos tipos de reguladores oleo hidráulicos para el control de las cuatro unidades de generación. Las unidades 1 y 2 utilizan el modelo A100, mientras que las unidades 3 y 4 utilizan el modelo A250, construidos por el fabricante Bell.

En la central se utilizan reguladores de velocidad mecánicos. El sensor de velocidad en este caso, es un péndulo taquimétrico o volante de masas giratorias que transmite los cambios de velocidad de rotación mediante un movimiento sobre una palanca que actúa como retroalimentador.

Esta palanca actúa sobre la válvula piloto y esta a su vez, mediante un amplificador hidráulico, acciona al servomotor que es el encargado de variar la apertura o cierre de las agujas para la alimentación de agua a las turbinas.

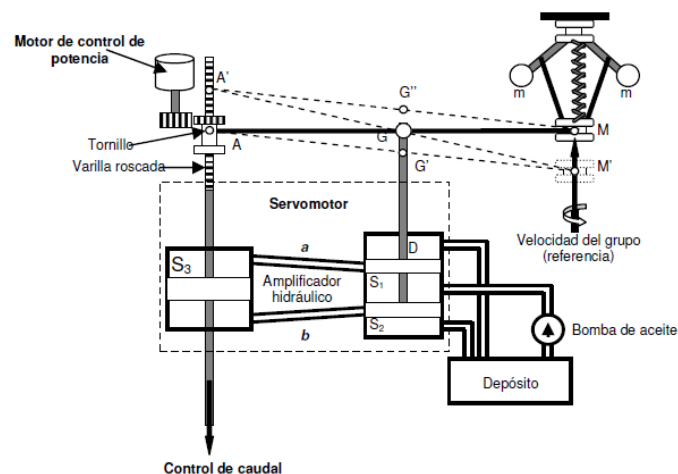


Figura 5.10: Funcionamiento de un regulador de velocidad mecánico [12].

5.2.1 Datos técnicos de los reguladores de velocidad

A continuación en las tablas 5.1 y 5.2, se describen los datos técnicos correspondientes a los reguladores de velocidad instalados en la central hidroeléctrica Saucay:

5.2.1.1 Regulador de velocidad unidades de generación 1 y 2

Marca	Bell	
Tipo	Oleo hidráulico	
Modelo	A100	
No. Serie	1160 / 1161	
Capacidad de trabajo	100	Mkp
Volúmen embolada	1.74	lts
Carrera del servomotor	120	mm
Ángulo de giro de los ejes del regulador	50	Grados
Presión del aceite	15	Kp/cm ²
Tiempo de cierre mínimo	1	seg
Tiempo de apertura	4	seg
Revoluciones de entrada	1200	rpm
Potencia necesaria (sin bomba adicional)	1.5	KW
Llenado de aceite (viscosidad 4.5 - 6.5 E)	75	lts
Aceite con caja adicional	150	lts
Peso neto	785	Kg
Peso neto con caja adicional	1100	Kg

Tabla 5.1: Datos técnicos unidades de generación 1 y 2 (Manuales de regulador, elaboración propia).

5.2.1.2 Regulador de velocidad unidades de generación 3 y 4

Marca	Bell	
Tipo	Oleo hidráulico	
Modelo	A250	
No. Serie	1177 / 1178	
Capacidad de trabajo	250	Mkp
Volúmen embolada	1.74	lts
Carrera del servomotor	140	mm
Ángulo de giro de los ejes del regulador	50	Grados
Presión del aceite	15	Kp/cm ²
Tiempo de cierre mínimo	1	seg
Tiempo de apertura	8	seg
Revoluciones de entrada	1200	rpm
Potencia necesaria (sin bomba adicional)	1.5	KW
Llenado de aceite (viscosidad 4.5 - 6.5 E)	75	lts
Aceite con caja adicional	150	lts
Peso neto	860	Kg
Peso neto con caja adicional	1200	Kg

Tabla 5.2: Datos técnicos unidades de generación 3 y 4 (Manuales de regulador, Elaboración Propia).



5.2.2 Descripción general del funcionamiento

A continuación se describe el estado funcionamiento del sistema regulador de velocidad de las distintas unidades. Primero se menciona que el elemento sensor de velocidad que utilizan los cuatro reguladores de velocidad de la central Saucay son del tipo volante de masas giratorias o regulador centrífugo. Este regulador esta accionado por una correa que une el eje principal del generador con el regulador.

El elemento de control o elemento de mando es el que recibe las órdenes del elemento sensor de velocidad y tiene las características de estatismo de cada máquina, además es el encargado de transmitir la fuerza a la válvula piloto mediante elementos adicionales. La característica de estatismo de este modelo se puede ajustar mediante una cadena y las características de velocidad se las ajusta mediante un volante o un motor. El ajuste de velocidad posee un margen de regulación de entre 95 % y 110 % de la velocidad nominal.

La fuerza emitida por el elemento de control se la lleva al servomotor a través de la válvula piloto o de mando, la cual se basa en el principio de pistón de doble efecto para la amplificación de la fuerza. Finalmente la válvula principal o servomotor se encarga directamente de la apertura o cierre de las agujas para el flujo de agua inyectada a las turbinas. Este es uno de los elementos más importante por lo que la revisión de su estado debe ser constante para mantener la confiabilidad del equipo y evitar posibles fallas. Para proveer de presión de aceite al sistema se utiliza una bomba de aceite de baja presión cuya potencia viene de una banda acoplada al eje o por un motor de corriente continua.

5.3 HISTORIAL DE MANTENIMIENTO, REPARACIONES Y FALLAS.

Una parte importante para la evaluación del desempeño de los equipos es realizar una revisión del historial de mantenimiento y reparaciones del mismo, pues esto nos permite verificar el estado de los equipos y poder predecir su vida útil restante. Como parte de la revisión del historial de mantenimiento y reparaciones del equipo, se tomó información de los reportes anuales y mensuales de mantenimientos programados de los últimos seis años, reportes acerca de salidas no programadas en cada unidad, duraciones de las mismas y entrevistas al personal de mantenimiento de la central.

La empresa ELECAUSTRO S.A, cuenta con un plan anual de mantenimiento preventivo que involucra a todos los sistemas y equipos de la central, como se muestra en el anexo 2.

Dentro de las actividades que se realizan en el plan de mantenimiento se encuentran mantenimientos relacionados al sistema de regulación de velocidad. Específicamente, las actividades que se realizan son:

- Medición de vibraciones.
- Verificación y cambio del aceite lubricante.
- Revisión general del regulador de velocidad.
- Revisión del estado de las bandas de los reguladores.



- Revisión general del sistema oleo hidráulico.
- Lubricación de elementos mecánicos del regulador.

En todos los reguladores, se han presentado fallas que han dejado fuera de servicio a las cuatro unidades de generación, pero en los reportes diarios realizados por el personal de operación de la central, no se especifica exactamente el tipo de falla.

El regulador de velocidad del grupo 1 presenta un tiempo de falla de 649 minutos en el periodo analizado. Por otro lado, el regulador de velocidad del grupo 2, tiene un tiempo considerable de falla de 2.523 minutos en el mismo período de análisis.

El regulador de velocidad del grupo 3 es el que ha presentado mayor tiempo de falla, con un total de inactividad de 4295 minutos, correspondientes a ruido en el regulador (4.173 minutos) y falla en el sensor centrífugo de velocidad (122 minutos). Finalmente, el regulador de velocidad del grupo 4 ha producido la inactividad de la unidad de generación durante 1.607 minutos.

Aunque los reguladores de velocidad han tenido un plan de mantenimiento preventivo constante, la antigüedad de los mismos ha producido el desgaste y deterioro de sus elementos, lo que ha provocado salidas forzadas de las unidades de generación por tiempos considerables, afectando la confiabilidad de las unidades. Por lo tanto, es necesario analizar y plantear posibles actividades de modernización para el sistema de regulación.

5.4 INDICADORES DE CONDICIÓN DEL SISTEMA

Para el desarrollo de un plan de modernización es necesario contar con información técnica que será de utilidad para la realización del proceso de identificación de los indicadores de condición del sistema, los cuales nos proporcionan información necesaria para el desarrollo de cualquier proceso de modernización o extensión de vida útil del sistema de regulación.

Los indicadores usados son de desempeño, antigüedad, confiabilidad y mantenimiento. Los indicadores están basados en información existente que puede ser obtenida en la empresa y en la central.

5.4.1 Rendimiento como indicador

El sistema de regulación de velocidad como equipo fundamental en el control de potencia de las unidades, debe estar en perfectas condiciones operativas, ya que la operación no apropiada puede llevar a ineficiencias o daños del sistema que pueden tener repercusiones en la facturación mensual por energía.

Un sistema de regulación de velocidad debe encargarse de básicamente tres funciones: regulación de velocidad, apagado de la turbina y arranque de la turbina.



La evaluación del rendimiento del sistema de regulación es una medida simple del desempeño en operación de generador.

Para la determinación del desempeño del equipo, se realizó una entrevista con el personal de manteniendo y operación de la central para identificar posibles problemas de desempeño y se encontró los siguientes problemas:

- Debido al desgaste mecánico del regulador de las unidades 1 y 2 se presenta el problemas de que el tiempo para alcanzar la velocidad nominal y el tiempo de toma de carga son altos.
- El regulador de velocidad de la unidad 3 tiene un tiempo muy largo hasta alcanzar la velocidad nominal, por lo que existe problemas para la toma de carga
- La unidad 4 necesita tomar carga lo más rápidamente posible. Esta debe alcanzar una potencia lo más rápidamente para evitar bloqueo.

Estos problemas indican que los reguladores influyen en el correcto desempeño de la unidad, afectando directamente a la energía generada por las unidades.

5.3.2 Antigüedad como indicador

Los reguladores de velocidad instalados en la central Saucay son netamente mecánicos, por lo que debido al paso del tiempo cada componente ha sufrido desgaste mecánico, que inclusive con un buen plan de mantenimiento es imposible de evitar.

Debido al desgaste muchos de los elementos se tiene averías complicadas de reparar, ya que debido a la edad de construcción del regulador, no existe disponibilidad de repuestos, por lo que las reparaciones generalmente lo realiza el personal de mantenimiento adaptando o construyendo piezas de repuesto.

Estas reparaciones permiten mantener funcionando al regulador, pero las mismas afectan su eficiencia. Así mismo, debido a la antigüedad de los reguladores instalados, la precisión de regulación es menos exacta que los reguladores modernos, por lo tanto pueden existir oscilaciones en la potencia generada, afectando la calidad de servicio y produciendo inestabilidad.

Los sistemas A100 y A250 instalados en la central usan generalmente una alimentación de aceite del tipo de baja presión, la cual es una tecnología ya obsoleta en el mercado. La nueva tecnología es la de alta presión la cual tiene muchas ventajas sobre la instalada actualmente como se verá en la siguiente sección.

Todos los puntos anteriores muestran que la edad es un indicador para realizar actividades de modernización en el regulador de velocidad.

5.4.3 Confiabilidad como indicador

La confiabilidad del regulador de velocidad depende en gran parte de su tipo. En el caso de la central Saucay, se tiene reguladores mecánicos cuyos elementos



son confiables durante un cierto periodo de tiempo y con los mantenimientos adecuados.

Sin embargo, la antigüedad afecta mucho a los dispositivos mecánicos como correas, cadenas y motores, lo que implica un mayor costo por mantenimiento y, a pesar de esto, la confiabilidad de los equipos disminuye cada vez más con el tiempo, por lo que se debe considerar su vida útil. Esto demuestra que la confiabilidad de los equipos es un indicador para realizar actividades de modernización.

5.4.4 Mantenimiento como indicador

Debido a la antigüedad de los reguladores de velocidad instalados en la central, el mantenimiento de sus elementos debe ser constante y riguroso para evitar salidas forzadas de las unidades de generación. En general, en el tiempo de funcionamiento de la central Saucay, se han realizado mantenimientos preventivos de los reguladores. Sin embargo, los elementos mecánicos presentan desgastes y fallas que vuelven poco confiable la operación de los equipos, ya que se reportan problemas de excesivo tiempo para que las unidades de generación alcancen su velocidad nominal y puedan tomar carga.

En cuanto a los elementos que intervienen en el funcionamiento de los reguladores de velocidad, se debe verificar que el servomotor de los sistemas de regulación funcione correctamente considerando su tiempo de operación. Además se debe verificar que no existan fugas de aceite en el sistema de regulación.

Por otro lado, elementos como el sensor de velocidad (volante de masas giratorias) y bombas de alimentación de aceite, son accionados mediante correas que requieren un mantenimiento constante para evitar su rotura o excesivo desgaste. Se debe mencionar también que las correas empleadas en los sistemas mecánicos pueden ser reparadas; sin embargo no presentarían la confiabilidad necesaria, por lo que, de presentarse algún daño, estas deben ser cambiadas.

El elemento del regulador de velocidad que más inconvenientes ha presentado, es la válvula de mando que ha sido reparada varias veces por el personal de mantenimiento. Además, se debe considerar que dada la antigüedad de los equipos, no existe disponibilidad de repuestos, por lo que, la reparación se vuelve más costosa ya que se deben fabricar elementos de repuesto bajo pedido o realizar adaptaciones de los mismos.

Finalmente, el aparato de mando de los reguladores utiliza una cadena para el ajuste del estatismo, la misma que por su antigüedad y características no es fácil de reparar o reemplazar debido a la indisponibilidad de repuestos. Es importante mencionar que en algunas ocasiones se han tenido que realizar adaptaciones en la misma para continuar con la operación del sistema de regulación de velocidad.

5.5 ALTERNATIVAS PARA MODERNIZACIÓN DEL REGULADOR DE VELOCIDAD

El regulador de velocidad es fundamental ya que realiza tres funciones básicas para el funcionamiento de la central: regula la velocidad, se encarga de la parada normal y de emergencia de las turbinas, además de su arranque, por lo que debe estar en condiciones óptimas de funcionamiento.

Por lo tanto, la modernización del regulador de velocidad puede realizarse debido a lo siguiente:

- Falta de repuestos para los sistemas mecánicos de regulación utilizados en la central.
- Debido a su antigüedad, no se brinda soporte técnico por parte de los fabricantes para este tipo de reguladores de velocidad.
- Se requiere mejorar el desempeño de la central.
- Cuando se automatiza otros sistemas de la central, es necesario modernizar el sistema de regulación de velocidad.

En la tabla 5.3, se muestra varios problemas comunes que afectan al sistema de regulación de velocidad y posibles soluciones para los mismos.

Deficiencia	Posibles efectos	Solución
Apagado no confiable de la turbina	-La turbina no puede apagarse o detenerse en un evento de rechazo de carga o escenarios normales de apagado.	- Instalación de un dispositivo de cierre de emergencia independiente del regulador. -Reemplazo parcial del regulador de velocidad. -Chequeo y reemplazo.
Válvula de control desgastada	-Cambio en la operación del regulador. -Respuesta errónea del regulador.	- Rehabilitación del sistema de control del regulador.
Detector de velocidad defectuoso.	-Control de frecuencia inestable. -Mejora en los picos de carga. -Seguimiento de la carga.	-Rehabilitar o reemplazar los componentes afectados. -Reemplazar los componentes mecánicos del control de velocidad con controles digitales.
Ausencia de monitoreo de la operación del regulador	-Frecuentes disparos de la unidad provocando salidas forzadas.	-Supervisar los sistemas de instrumentación.
Regulador obsoleto	-Respuesta pobre, control bajo los estándares de corriente. -No es posible automatizar. -Falta de repuestos.	-Reemplazar parcial o totalmente el sistema de regulación. -Para unidades pequeñas, reemplazo del regulador por solenoides de velocidad sin carga y apagado. -Para algunas unidades, solo un posicionador de compuerta es requerido.
Regulador hidráulico en pobres condiciones	-Salida de las unidades para reparaciones. -Decremento de la confiabilidad en eventos de apagado de emergencia.	-Reemplazo de los componentes defectuosos o del sistema hidráulico por completo. -Reemplazo del servomotor de cilindros con actuadores eléctricos lineales.

Tabla 5.3: Problemas potenciales en la operación del sistema de regulación de velocidad [14].



Si los indicadores de condición y la valoración de los mismos muestran que el sistema de regulación debe ser remplazado o modificado, las alternativas planteadas para su modernización son las siguientes:

- A) Mantener y mejorar el regulador existente.
- B) Convertir el regulador mecánico en un electrónico.
- C) Remplazar el regulador con un tipo electrónico.

5.5.1 ALTERNATIVA (A): mantener y mejorar del sistema de regulación existente

La primera alternativa planteada es mantener la unidad de regulación mediante un overhaul de todas las partes mecánicas del regulador, esto incluiría una revisión y reparación completa de lo siguiente:

- Sistema de alimentación de aceite.
- Servomotor.
- Sistema de control.
- Sistema de sensado de velocidad.

Además, esta alternativa incluiría la instalación de equipos de comunicaciones para sistema SCADA, lo que implica el montaje de tableros de control para los reguladores de cada unidad de generación.

Esta alternativa debe considerar una posible modificación o mejora de la turbina y, además, tener en cuenta que se cumplan los siguientes aspectos de funcionamiento:

- **Confiabilidad.**- Asegurar que se mantiene un alto índice de confiabilidad equivalente al de un regulador moderno.
- **Capacidad.**- Confirmar que la capacidad hidromecánica del regulador es suficiente para cumplir con las condiciones de operación de la turbina.
- **Desempeño.**- Mantener el nivel para cambios de carga, estabilidad y condiciones de emergencia de acuerdo a los estándares establecidos por el regulador.
- **Adaptabilidad.**- Asegurar que la capacidad del regulador sea suficiente para posibles incrementos de potencia de la turbina debido a mejoras.
- **Disponibilidad de repuestos.**- Debe existir disponibilidad de repuestos para un futuro previsible.
- **Mantenimiento.**- Evitar que los costos y tiempos de mantenimiento del regulador se incrementen considerablemente.

5.5.1.1 Ventajas y desventajas

La principal ventaja de este plan es que el sistema se mantiene físicamente intacto y no es necesario realizar modificaciones adicionales. Además, el personal de mantenimiento conoce el funcionamiento del sistema de regulación mecánico por lo que su reparación es más sencilla.



Al realizar un overhaul del sistema de regulación, el índice de confiabilidad aumenta debido a que las características de los equipos regresan a su estado original y su vida útil se extiende. Adicionalmente, al instalar un tablero de control digital, se añaden funciones de comunicación para control y monitoreo del sistema.

Por otro lado, debido a que los fabricantes ya no proveen de repuestos o servicios para estos sistemas, la realización de un overhaul completo puede exceder hasta un 50 % del costo de un nuevo regulador debido a que las piezas deben ser fabricadas en forma especial y en tiempos prolongados [14].

Además, al mantener este regulador mecánico, existen partes móviles sensibles a desgaste y rotura, específicamente las cadenas y bandas de transmisión, por lo que el riesgo de salidas no programadas de las unidades de generación no disminuyen en gran medida. Otra desventaja es que la obsolescencia de los equipos se mantiene, por lo que es necesario tener una lista de repuestos recomendados que deben ser fabricados, lo que vuelve más costosa a esta alternativa.

5.4.2 ALTERNATIVA (B): Convertir un regulador de velocidad mecánico en electrónico.

Esta alternativa es recomendable cuando los aparatos de sensado y mando están desgastados en sus partes mecánicas, lo que causa inestabilidad del sistema y vuelve lento al tiempo de respuesta. Por lo tanto, la alternativa propone cambiar los elementos mecánicos mencionados anteriormente por elementos de sensado electrónicos y válvulas de mando electromecánicas.

Al instalar un regulador de velocidad electrónico, se restaura y mejora la capacidad de sensado de velocidad del sistema. Además, se incrementa la confiabilidad y respuesta a fallas como rechazo de carga o sobrevelocidad del generador. Adicionalmente, la conversión de un regulador mecánico a un electrónico agrega funciones de comunicación, lo que facilita el monitoreo y control de las unidades de generación.

Para garantizar una operación correcta del sistema al implementar esta alternativa, es necesario realizar un overhaul completo de los elementos restantes como el amplificador hidráulico del servomotor y el sistema de alimentación de aceite para recuperar la confiabilidad original del regulador.

5.5.2.1 Ventajas y Desventajas

Al realizar la conversión del regulador mecánico a electrónico, la principal ventaja que se obtiene es la mejora en la estabilidad y el tiempo de respuesta del regulador. Además, como se integra un control electrónico, se mejora la precisión en el sensado de la velocidad por lo que se obtiene un control más exacto del giro del generador; sin embargo, el regulador está sujeto a las características del servomotor ya instalado. De la misma manera, el control electrónico es mucho más flexible y fácil de monitorear mediante control SCADA.



Los mecanismos de control utilizados para el funcionamiento de los reguladores instalados, se realizan de forma mecánica. Al realizar la conversión a un sistema electrónico, se eliminan elementos propensos a desgaste rápido y fallas, tales como bandas, cadenas y válvulas; aumentando de este modo el índice de confiabilidad del equipo y reduciendo la cantidad de mantenimientos programados.

Por otro lado, al mantener los servomotores y el sistema de alimentación de aceite sin cambios, existe el riesgo de obsolescencia al no disponer de partes de repuesto para estos elementos. Además, este sistema utiliza un sistema hidráulico de baja presión, que es una tecnología obsoleta en relación a nuevas tecnologías de alta presión.

Otro inconveniente de la presente alternativa, es el requerimiento de personal especializado para el mantenimiento de los equipos electrónicos de control a ser instalados en el regulador, ya que el personal de mantenimiento de la central, no está familiarizado con este tipo de tecnología.

Finalmente, el precio de esta alternativa es similar al de la alternativa anterior ya que se requiere un overhaul parcial del sistema y además la compra e instalación de nuevos equipos que deben ser adaptados en el sistema de regulación existente. Estas modificaciones, pueden hacer que el tiempo de instalación sea prolongado, lo que implica inactividad en los grupos de generación [14].

5.5.3 ALTERNATIVA (C): Reemplazo del regulador existente por un nuevo regulador.

Esta alternativa plantea el reemplazo completo del regulador de velocidad instalado actualmente por un nuevo sistema de regulación electro hidráulico de alta presión, esto incluye las siguientes actividades:

- Eliminar los mecanismos de control del regulador instalado por uno de tipo electrónico.
- Sustitución del sistema de alimentación de aceite de baja presión por uno de alta presión.
- Instalación de un sensor de velocidad electrónico.
- Instalación de tableros digitales de mando.
- Instalación de un nuevo servomotor que funcione a alta presión.
- Adecuación de tuberías oleo hidráulicas e instalaciones eléctricas.

5.5.3.1 Ventajas y desventajas

Reemplazar el regulador de velocidad implica una serie de ventajas para el sistema en general, siendo la principal el menor costo en comparación con las otras alternativas, pues es generalmente más económico instalar un nuevo sistema de alta presión y un nuevo regulador, que realizar un overhaul del regulador existente.

Al mismo tiempo, la instalación de un sistema de alta presión con control electrónico es mucho más eficiente y permite una mejor optimización del agua



inyectada a las turbinas. Esto se debe a que los tiempos de arranque y parada de las turbinas, se hacen de manera más rápida.

El regulador electrónico es mucho más preciso y puede mantener la velocidad con un margen de error mucho más estrecho, aumentando la estabilidad del sistema. En general, las dimensiones de los reguladores electrónicos, son menores que las de un equivalente mecánico, debido a la miniaturización de la electrónica de potencia y al sistema de aceite a alta presión. Por lo tanto, el regulador puede ser instalado dentro del espacio del equipo original con modificaciones a las tuberías y conexiones eléctricas. Los reguladores modernos y controles electrónicos, mejoran la capacidad de las unidades para operar a máxima eficiencia. El equipo moderno digital puede reducir el esfuerzo humano en la operación y monitoreo de la central, además se elevan los índices de confiabilidad.

La única desventaja que presenta esta alternativa, es la poca familiarización que el personal de mantenimiento tiene sobre este tipo de sistemas para solucionar fallas graves que puedan presentarse en el mismo, por lo que se requiere personal especializado. **Es importante mencionar que a la fecha, existe un plan para el remplazo de los reguladores de velocidad existentes en las cuatro unidades por un sistema electrónico.**

5.6 COSTOS Y TIEMPO DE ESPERA

Analizando las alternativas propuestas anteriormente, se tiene que la alternativa (C) es la que brinda mayores beneficios con la menor inversión.

En la tabla 5.4, se presentan los costos para la instalación de un regulador de velocidad electrónico en las cuatro unidades de generación. En la misma se detalla el precio de cada uno de los dispositivos, además de los costos de supervisión de la obra y desmontaje / montaje de los equipos.

Esta información se la obtuvo del proceso de modernización que se está llevando a cabo en la central hidroeléctrica Saucay. La información fue proporcionada por la Dirección de Producción de la empresa ELECAUSTRO S.A.

MODERNIZACIÓN DE REGULADORES DE VELOCIDAD CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAUCAY					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	P UNITARIO	P TOTAL
1	Regulador electrónico digital	u	4	\$ 135,200.00	\$ 540,800.00
2	Equipo electrohidráulico	u	4	\$ 158,870.00	\$ 635,480.00
3	Supervisión en sitio	u	1	\$ 140,000.00	\$ 140,000.00
4	Materiales y equipos anillo FO	u	1	\$ 20,350.00	\$ 20,350.00
5	Desmontaje / Montaje	u	4	\$ 28,510.00	\$ 114,040.00
TOTAL					\$ 1,450,670.00

Tabla 5.4: Costos de modernización de los reguladores de velocidad de la central Saucay [15].

5.6.1 Tiempo de entrega de equipos

El tiempo de espera necesario para la modernización del regulador de velocidad depende de las obras a realizarse y del tipo de regulador a instalar.

En la tabla 5.5, se muestran períodos de tiempo de espera aproximados. Los plazos de tiempo que se proporcionan a continuación son tiempos aproximados que sirven como base de proyección para ayudar en la programación de los trabajos. Estos son tiempos netos de la orden de compra, excluyendo las negociaciones de la planificación, licitación y del contrato.

TIEMPOS DE ESPERA APROXIMADOS	
ACTIVIDAD	TIEMPO
Rehabilitación mecánica del regulador (Overhaul)	2 meses
Rehabilitación del sistema hidráulico (incluido servomotores)	3 meses
REEMPLAZO DE COMPONENTES ESTÁNDAR DEL REGULADOR	
Diseño	4 semanas
Manufactura	4 semanas
Instalación (Según el componente)	1 a 4 semanas
TIEMPO TOTAL:	9 a 12 semanas
REEMPLAZO DE COMPONENTES FABRICADOS DEL REGULADOR	
Diseño	2 a 4 meses
Manufactura	6 a 10 meses
Instalación (Según el componente)	2 a 3 meses
TIEMPO TOTAL:	10 a 17 meses

Tabla 5.5: Períodos de tiempo de espera aproximados [14].

Como se observa en la tabla 5.5, el remplazo de un regulador mecánico por un electrónico estándar, detiene la unidad de generación aproximadamente por un mes, que es un periodo de tiempo mucho menor que realizar un overhaul del sistema o adaptaciones al mismo. Además, el tiempo de diseño y manufactura de un regulador estándar de una fábrica, es mucho mayor que el de un regulador que cumpla características especiales, por lo que es preferible la instalación de un regulador estándar [14].



REFERENCIAS

- [1] I. Suescún, "Regulación de Velocidad," Centrales Hidroeléctricas, 2005.
- [2] A. Baggini, *Handbook of Power Quality*. John Wiley & Sons, 2008.
- [3] J. Carrera, "Modernización del Sistema de Regulación de Velocidad en la Central Hidroeléctrica Carlos Mora," Universidad Politécnica Salesiana, 2011.
- [4] A. Sherry, J. S. Beck, and A. E. Cruddace, *Mechanical (Turbines and Auxiliary Equipment): Second Revised and Enlarged Edition*, Revised. Elsevier, 2013.
- [5] I. Bostan, A. V. Gheorghe, V. Dulgheru, I. Sobor, V. Bostan, and A. Sochirean, *Resilient Energy Systems: Renewables: Wind, Solar, Hydro*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [6] Ramana, *Power System Operation & Control*. Pearson Education India, 2010.
- [7] S. Sivanagaraju, *Power System Operation and Control*. Pearson Education India, 2009.
- [8] Centro Nacional de Control de Energía - CENACE, "Sistemas de Regulación de Velocidad y de Control de Turbinas."
- [9] P. Ledesma, "Regulación de Frecuencia y Potencia," 2008.
- [10] H. Chanoine, "Frequency Regulation: The Need for Fast Responding Assets and the 'Mileage' case in the USA," *Assessing the Value of Regulation based on their Time Response Characteristics*, PNNL, June 2008, 2013. .
- [11] T. H. Hassan Bevrani, *Intelligent Automatic Generation Control*, Illustrate. CRC Press, 2011.
- [12] A. Di Benedetto, "Funcionamiento de un Regulador de Velocidad."
- [13] UBA - Monografías, "Control de Centrales Hidroeléctricas." [Online]. Available: <http://www.monografias.com/trabajos102/controles-centrales-electricas/controles-centrales-electricas.shtml>. [Accessed: 29-Sep-2015].
- [14] Electric Power Research Institute - EPRI, "Hydro Life Extension Modernization Guides Volume 2 : Hydromechanical Equipment," 1999.
- [15] Electro Generadora del Austro - ELECAUSTRO S.A., "Análisis del Regulador Existente de la Central Saucay," 2015.

CAPITULO 6

EVALUACIÓN DE LA TURBINA HIDRÁULICA

6.1 INTRODUCCIÓN

En todo plan de modernización de una central es imprescindible realizar la evaluación del estado físico y desempeño de la turbina, ya que es el elemento principal para la transformación de energía potencial del agua en energía mecánica rotacional que es transferida al generador para su conversión en energía eléctrica. Por lo tanto, es necesario que este elemento sea lo más eficientemente posible para optimizar el recurso hídrico disponible, al mismo tiempo que se maximiza la cantidad de energía generada, obteniendo de este modo una mayor cantidad de rédito económico.

Cuando se opera una central hidroeléctrica, con el transcurso del tiempo, la turbina experimentará un decremento en su desempeño y confiabilidad. Esto se debe a varias razones como erosión, cavitación, fugas debido a fallas en los empaques, daños mecánicos, agrietamiento, oxidación y degradación en la calidad del agua. En consecuencia, la modernización de este elemento permite mejorar el desempeño y eficiencia, reducción de costos debido a mantenimiento y aumento en la seguridad de operación y disponibilidad de las unidades.

El avance tecnológico en el diseño y fabricación de turbinas no solo permite aumentar el desempeño de la misma, sino también disminuir los efectos de la cavitación gracias a mejoras en el diseño hidráulico y materiales utilizados.

6.2 TURBINAS HIDRÁULICAS PELTON

Las turbinas Pelton, son un tipo de turbinas de acción que generalmente se utilizan para saltos grandes de entre 100 a 1000 metros de altura con bajos caudales [1].



Figura 6.1: Turbina Pelton correspondiente al grupo de generación 1 de la central Saucay (Imagen tomada en el sitio).



Este tipo de turbinas presentan dos tipos de arreglos según la orientación del eje, por lo que pueden ser de eje horizontal con un máximo de cuatro inyectores y de eje vertical con máximo seis inyectores. Es importante mencionar que a mayor número de inyectores la eficiencia de la turbina aumenta al igual que los costos por instalación y la complejidad del mantenimiento [2].

El principio de funcionamiento de las turbinas Pelton es relativamente simple, este se basa en la inyección de un chorro de agua a presión sobre los álabes en forma de cuchara instalados en la periferia del rodete. Para controlar el torque generado por la turbina es necesario regular el caudal del chorro mediante un inyector provisto de una aguja de apertura y cierre.

La máxima potencia hidráulica que se puede obtener con un salto de agua H y un caudal Q se muestra en la ecuación (6-1).

$$P_{hid} = Q * \rho * g * H \quad (6-1)$$

Donde:

Q: Caudal.

ρ : Densidad del agua

g: Aceleración de la gravedad.

H: Altura neta (salto).

Aunque esta es la máxima potencia teórica que se puede obtener debido a las pérdidas de conducción en la turbina y generador, la potencia real de salida es menor.

6.2.1 Elementos básicos de una turbina Pelton

La confiabilidad y el desempeño de la turbina dependen de sus componentes que son:

6.2.1.1 Carcasa

La carcasa es una estructura metálica cuya función es cubrir los elementos internos de la turbina como inyectores, deflectores, rodete y otras partes mecánicas. Es importante que la forma de la carcasa sea diseñada de tal manera que el agua turbinada sea expulsada eficientemente lejos del rodete hacia la cámara de descarga [3].

6.2.1.2 Canguilones

Los canguilones o álabes tienen forma de doble cuchara con una arista media donde incide el chorro de agua. La forma de los canguilones debe ser tal que el chorro de agua incidente sea despedido en un ángulo cercano pero no igual a 180 grados para evitar un efecto de frenado en el álabe anterior. Las dimensiones de los canguilones dependen además del diámetro del chorro que incidirá en ellos [4].

6.2.1.3 Rodete

El rodete consiste en un disco circular metálico en cuya periferia se instalan los canguilones y está acoplado directamente al eje del generador. Este es el elemento más importante de la turbina ya que es el encargado de transformar la energía hidráulica en energía mecánica rotacional. El rodete debe ser diseñado para soportar todos los esfuerzos mecánicos durante la operación de la turbina [4].

El número de canguilones y diámetro del rodete dependen de la velocidad específica de rotación, también del salto y caudal nominal que utiliza la central [3].

6.2.1.4 Inyectores

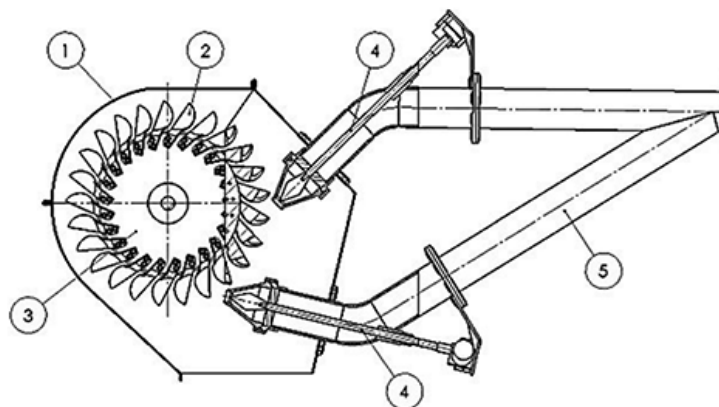
La función de los inyectores es regular el flujo de agua proveniente del distribuidor. Están conformados por una boquilla que dirige el flujo de agua en dirección tangencial al rodete. Para la regulación del caudal, existe una aguja de apertura y cierre controlada por un servomotor [1].

El número de inyectores instalados en la turbina, dependen de la potencia y condiciones del salto de agua [1].

En el caso de la central Saucay, cada turbina consta de dos inyectores.

6.2.1.5 Distribuidor

La función del distribuidor es proporcionar el caudal a cada inyector de manera equitativa para proveer un flujo de velocidad uniforme. El diseño del distribuidor debe ser uniforme para minimizar las pérdidas por fricción [2].



Donde:

1. Carcasa.
2. Canguilones.
3. Rodete.
4. Inyectores.
5. Distribuidor.

Figura 6.2: Diagrama de una turbina Pelton [5].



6.2.2 Estado del arte en las turbinas Pelton

Para plantear las posibles alternativas para la modernización de una turbina, es necesario analizar el estado del arte actual de las turbinas Pelton. En la última década se han logrado mejoras en aspectos como diseño, técnicas de modelamiento físico, materiales utilizados, técnicas de fabricación, técnicas de prueba de eficiencia, técnicas operacionales y de reparación.

Esto ha permitido mejorar y aumentar la capacidad entre 15 a 20 % y la eficiencia hasta un 10 % [6].

Uno de los aspectos más importantes a considerar en un plan de modernización es la eficiencia de la turbina. Para ello actualmente se usan métodos numéricos y técnicas computacionales para mejorar el diseño de la misma. La utilización de dinámicas de fluido computacionales (CFD), ha permitido estudiar detalladamente al flujo que incidirá en el rodete, lo que permite optimizar su diseño [7].

Los rodetes tipo Pelton muy antiguos generalmente eran fabricados en hierro fundido o bronce, siendo remplazados posteriormente por rodetes de acero al carbono fundido. Actualmente estos se fabrican de aleaciones con níquel o cobalto o basadas en acero inoxidable, esto ha permitido mejoras en la resistencia a la cavitación y corrosión.

La automatización y mejoras en los sistemas CNC (control numérico computarizado), han permitido una considerable mejora en la precisión de fabricación de los rodetes, obteniendo de este modo una mejora en la eficiencia y menos desbalance hidráulico debido a errores de fabricación.

Así mismo, existen mejoras en las técnicas de reparación como pulverización térmica de metales, que permite formar capas delgadas para ser aplicadas en la superficie del rodete y luego ser mecanizada, lo que permite mantener intacta la resistencia mecánica del mismo [1].

6.2.3 Rendimiento de la turbina Pelton a velocidad constante

La velocidad angular de una turbina Pelton es constante durante su funcionamiento, ya que está fijado por los requisitos del generador. Por lo tanto, es necesario analizar su comportamiento en estas condiciones, es decir en función del caudal que incide en los álabes del rodete.

El caudal de diseño de una turbina Pelton se lo elige para que coincida con el máximo rendimiento hidráulico de la misma (Q^*). Cuando el caudal de agua inyectado a la turbina es menor que el caudal de diseño, se producirán menos pérdidas en las tuberías e inyectores, por lo que aumenta la eficiencia de los mismos. Sin embargo, el rendimiento hidráulico de la turbina será menor que el de diseño ya que la velocidad del chorro incidente será menor.

Cuando se opera un caudal mayor que el de diseño, las pérdidas por rozamiento en las tuberías son mayores, lo que implica una disminución del rendimiento y la

velocidad del chorro. Por lo tanto, el rendimiento hidráulico de la turbina será menor que el de diseño aunque se puede considerar que la parte superior de la curva (Figura 6.3) se mantiene constante.

Esto es importante cuando la turbina se coloca en una parte de la red donde las variaciones de la carga son importantes. En la figura 6.3, se muestra la dependencia del rendimiento de la turbina con el caudal relativo [8].

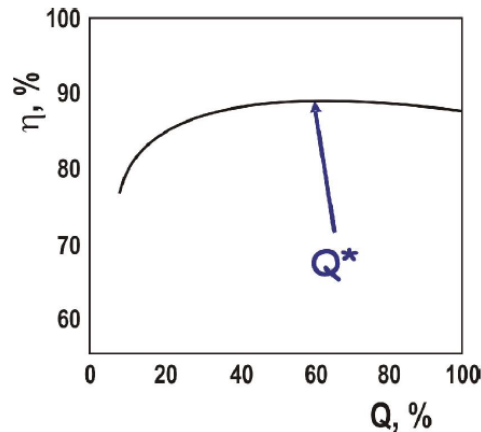


Figura 6.3: Dependencia del rendimiento de la turbina con el caudal relativo [8].

6.3 VALORACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LA TURBINA

La central hidroeléctrica Ing. Fernando Malo Cordero posee cuatro grupos de generación, en donde cada turbina es de tipo Pelton de eje horizontal y poseen dos inyectores cada una. Los grupos 1 y 2 poseen turbinas con servomotor externo, mientras que los servomotores de los grupos 3 y 4 son de instalación interna. La central es alimentada por dos tuberías de presión y cada una de ellas se divide en dos toberas que accionan a las turbinas de los grupos de generación como se observa en la figura 6.4.



Figura 6.4: Tuberías para alimentación de los grupos de generación (Imagen tomada en el sitio).

Los grupos 1 y 2 poseen turbinas provistas por el fabricante Bell en el año 1976 acopladas a generadores Parson Peebles, mientras que los grupos 3 y 4 poseen

turbinas del fabricante Bell acopladas a generadores BBC en el año 1979. Las turbinas de los grupos 1 y 2, fueron diseñadas para un caudal nominal de 1,2 [m³/s] a un salto neto de 420 metros para una velocidad nominal de 720 rpm. Del mismo modo, las turbinas de los grupos 3 y 4 se diseñaron para un salto neto de 426 metros con un caudal nominal de 2,18 [m³/s] para 600 rpm.

6.3.1 Datos técnicos de las turbinas de los grupos 1 y 2

Cada turbina está calculada para:

Caída neta	420 m
Caudal nominal	1200 l/seg
Potencia continua	4366 kW
Velocidad nominal	720 rpm
Velocidad de embalamiento	1245 rpm
Número de inyectores	2
Número de álabes	22
Caudal por inyector	600 l/seg
Diámetro del chorro	94,5 mm
Diámetro del rodete	1435 mm
Diámetro del distribuidor al ingreso del inyector	450 mm
Eficiencia teórica calculada	88.3 %

Tabla 6.1: Datos técnicos de las turbinas 1 y 2. (*Manual de turbinas Bell 1976, elaboración propia*).

La turbina está compuesta principalmente de:

Carcasa de la turbina bipartida, dos conductos de admisión con tubo de manga, un servomotor de agujas, el rodete, corredera de cuña, tuberías de mando y regulación.

Los reguladores instalados a la fecha, se encuentran a la izquierda del generador y están accionados directamente desde el eje mediante correas. Los dos deflectores son accionados por el servomotor montado en el regulador, mediante un sistema de varillaje. El servomotor maniobra las agujas (la superior en forma directa y la inferior a través de un varillaje de unión) mediante presión de aceite y un muelle de cerradura. La posición del deflector se transmite al émbolo de la válvula de mando desde el eje de regulación, mediante un vástago de resorte y una leva, de modo que este émbolo maniobra la aguja en la posición correcta.

La válvula de mando, el indicador de la posición de las agujas y el interruptor final están montados en un lado del servomotor. Los dos conductos de admisión se encuentran fuertemente apuntalados en la carcasa de la turbina incrustada en hormigón. [*Fuente: Manual de turbinas Bell, 1981*].

6.3.2 Datos técnicos de las turbinas de los grupos 3 y 4

Cada turbina está calculada para:

Caída neta	426 m
Caudal nominal	2180 l/seg
Potencia continua	8090 kW
Velocidad nominal	600 rpm
Velocidad de embalamiento	1020 rpm
Número de inyectores	2
Número de álabes	21
Caudal por inyector	1090 l/seg
Diámetro del chorro	126 mm
Diámetro del rodete	1440 mm
Diámetro del distribuidor al ingreso del inyector	380 mm
Eficiencia teórica calculada	88.8 %

Tabla 6.2: Datos técnicos de las turbinas 3 y 4. (*Manual de turbinas Bell 1976, elaboración propia*).

Cada turbina posee dos tuberías de entrada en forma U, rodete, circuito de mando, regulación y válvula esférica con su respectivo armario de control. Junto a la turbina del grupo se encuentra el regulador de velocidad y el servomotor del regulador que acciona mediante un varillaje, los desviadores de chorros, así como, las válvulas de mando de tobera. Los servomotores interiores dirigen las agujas por medio de la presión de aceite y muelles.

Cuando falta presión de aceite, el muelle cierra parcialmente la aguja hasta que la propia fuerza del agua la cierra totalmente. Acoplado al rodete se encuentra una bomba de aceite y el péndulo centrífugo cuya fuerza se transmite al regulador. Si existe un incremento en la velocidad de hasta el 118 % del número de revoluciones, se efectúa un cierre de emergencia hidráulico. [*Fuente: Manual de turbinas Bell, 1981*].

6.3.3 Historial de mantenimiento, reparaciones y fallas

Para la evaluación del desempeño de los equipos se debe realizar una revisión del historial de mantenimiento y reparaciones del mismo, pues esto permite verificar su estado y poder predecir su vida útil restante. Como parte de la revisión del historial de mantenimiento y reparaciones del equipo, se tomó información de los reportes anuales y mensuales de mantenimientos programados de los últimos seis años, reportes acerca de salidas no programadas en cada unidad, duraciones de las mismas y entrevistas al personal de mantenimiento de la central.

La empresa ELECAUSTRO S.A, cuenta con un plan anual de mantenimiento preventivo que involucra a todos los sistemas y equipos de la central, como se muestra en el anexo 2, en donde se incluyen actividades relacionadas al mantenimiento de la turbina. Las tareas de mantenimiento más comunes son:

- Medición de vibraciones.
- Medición de caudales y evaluación de eficiencia.



- Control de estado del aceite lubricante de los sistemas hidráulicos.
- Cambio de aceite de los cojinetes de la turbina.
- Inspección general de la turbina y partes internas.
- Reparación puntual de rodetes, deflectores y protector de turbinas.
- Mantenimiento y revisión del sistema de protección de sobrevelocidad
- Mantenimiento del sistema de válvulas principales de las unidades de generación.
- Cambio de sellos de las válvulas.

Debido a que la turbina es el elemento esencial para el funcionamiento de la central, estas tienen un mayor cuidado y mantenimiento para evitar salidas no programadas que puedan afectar la producción de energía. De esta manera se consigue que la confiabilidad sea alta.

Las turbinas correspondientes a las unidades de generación 1 y 2 no han presentado desperfectos en el período de tiempo analizado. Además, realizando entrevistas al personal de mantenimiento se conoce que en general las turbinas no han presentado fallas graves y su desgaste es normal debido a que el agua utilizada para la generación no contiene sedimentos, lo que evita un desgaste excesivo.

La turbina correspondiente al grupo 3, presentó una falla grave en el inyector inferior que la mantuvo fuera de servicio por 25.560 minutos. Además se presentaron fallas en el centrífugo de sobrevelocidad con un total de 122 minutos y una falla de presión equilibrada en la válvula esférica alrededor de 24 minutos.

En los últimos seis años analizados se obtiene por lo tanto un total de 25.706 minutos fuera de servicio por fallas relacionadas con la turbina, lo que indica que ha existido inactividad en el grupo alrededor de 17 días, que es un tiempo considerable en donde se produjeron pérdidas económicas debido a la no producción de energía. Además, en el año 2013 se cambió la turbina 3 debido a que se realizó un overhaul en el grupo de generación 3.

La turbina del grupo 4, presenta una menor cantidad de fallas y por un menor tiempo, las cuales fueron por una fuga en la tubería del "by pass" de la válvula esférica que duró 92 minutos y en otro momento por baja presión en los inyectores por 17 minutos, lo que da un total de inactividad del grupo de 109 minutos en los últimos seis años analizados.

Es importante indicar que como parte de los mantenimientos que se realizan a la turbina, estas son recubiertas con pintura para evitar su oxidación.

Aunque solo la turbina 3 ha presentado fallas considerables, se debe recalcar que debido a la antigüedad de las mismas, se ha producido el desgaste y deterioro de la misma. Por lo tanto, es necesario además hacer un análisis del desempeño actual de la turbina para poder analizar y plantear posibles actividades de mejora en la eficiencia.



6.4 INDICADORES DE CONDICIÓN DE LA TURBINA

Para el desarrollo de un plan de modernización, es necesario contar con información técnica que será de utilidad para la realización del proceso de identificación de los indicadores de condición del sistema, los cuales nos proporcionarán información necesaria para el desarrollo de cualquier proceso de modernización o extensión de vida útil de la turbina.

Los indicadores usados son de desempeño, antigüedad, confiabilidad y mantenimiento. Estos indicadores están basados en información existente que se tiene en la empresa y específicamente en la central.

6.4.1 Rendimiento como indicador

La turbina al ser uno de los elementos más importantes en el funcionamiento de una central hidroeléctrica debe estar en perfectas condiciones operativas. Para ello, se deben identificar factores que afectan su normal desempeño, tales como:

- Porosidad en los álabes y mal acabado de estos.
- Fricción en la estructura del rodete.
- Turbulencia en el flujo de agua que ingresa a la turbina debido a mal estado del inyector.
- Fricción y turbulencia en las superficies guías.
- Fricción en la carcasa.
- Cavitación excesiva en los álabes.

Es importante mencionar que con la operación continua y el paso del tiempo, la eficiencia de la turbina disminuye debido al estrés mecánico al que está sometida, por lo que es necesario aumentar el caudal para compensar las pérdidas de eficiencia [4].

Otro factor a tener en cuenta es la calidad del agua utilizada ya que la misma puede contener una gran cantidad de sedimentos que pueden desgastar los álabes de la turbina con el tiempo y dañar el acabado de la superficie de los mismos.

La afección más común que se presenta con la operación de una turbina es la cavitación que puede estar presente a lo largo de la vida útil de la turbina. La cavitación se produce por la vaporización localizada del líquido a causa de la reducción local de la presión por efectos dinámicos. Este fenómeno se caracteriza por la formación de burbujas de vapor en el interior del flujo o sobre superficies sólidas en contacto con él [9]. En las turbina Pelton, este efecto se presenta en la parte cóncava, en la arista de los álabes y en las partes laterales cercanas a la salida del rodete.

Para evaluar el desempeño de la turbina se realizó un análisis comparativo aproximado de las eficiencias actuales de las turbinas, donde se obtuvo la eficiencia aproximada de las cuatro turbinas de la central Saucay.

Se utilizaron datos de caudales y potencias generadas por cada unidad en los últimos meses, los mismos que se obtienen directamente del sistema SCADA y fueron proporcionados por la dirección de Producción de ELECAUSTRO S.A.

Para el cálculo se utilizó un método en el que se considera las pérdidas que existen en el proceso de conversión de energía mecánica a eléctrica. Por lo tanto, se debe considerar la eficiencia del alternador y pérdidas de conducción. Las pérdidas del alternador a potencia nominal se las obtuvieron de las curvas de los manuales como se observa en la figura 6.5. Mientras que las pérdidas en el distribuidor se obtuvieron de [1].

Es importante indicar que se considera una eficiencia del 95 % para el generador debido solo a pérdidas en el núcleo, ya que las pérdidas del cobre son despreciables debido a la baja resistencia de sus devanados. Adicionalmente, se consideraron pérdidas por conducción y desfogue de flujo de agua de 2 %.

Para los cálculos se tomó un conjunto de cien muestras dentro de un rango de $\pm 10\%$ del caudal nominal correspondientes a diferentes días. Los resultados obtenidos son aproximaciones y pueden contener errores debido a imprecisiones en los sensores y errores de cálculo del sistema SCADA.

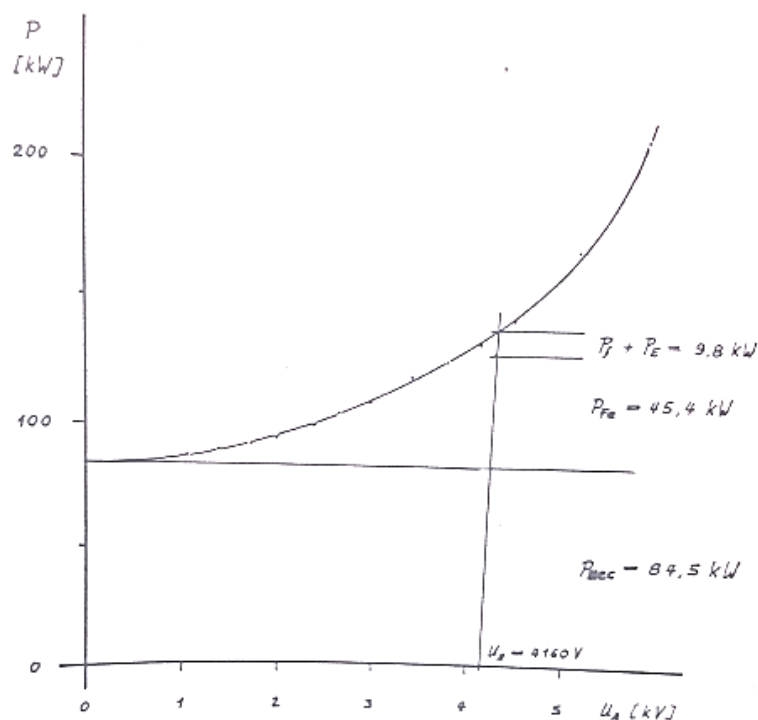


Figura 6.5: Curva de pérdidas del generador. (*Manuales del generador BELL*)

La fórmula utilizada es la siguiente:

$$\eta t(\%) = \frac{P_{EJE}}{\eta c * \rho * g * Q t * H n} * 100 \quad (6-2)$$



Donde:

- η_t = Eficiencia de la turbina en porcentaje (%).
- P_{EJE} =Potencia disponible en el eje, en kW.
- η_c = Reducción de eficiencia debido a pérdidas por conducción (0.98).
- ρ = densidad del agua en kg/m³
- g = aceleración de la gravedad (9.81 m/s²).
- Q_t = Caudal turbinado (m³/s).
- H_n = Salto neto (m).

Para obtener la potencia disponible en el eje se utiliza la siguiente fórmula:

$$P_{EJE} = \frac{P_{SALIDA}}{\eta_{GEN}} \quad (6-3)$$

Donde:

- P_{SALIDA} = Potencia de salida del generador, en kW.
- η_{GEN} = Eficiencia del generador (0.95)

Los resultados obtenidos son los siguientes:

	Eficiencia calculada
Turbina 1	82.07 %
Turbina 2	91.37 %
Turbina 3	90.69 %
Turbina 4	81.67 %

Tabla 6.3: Eficiencias calculadas para las turbinas (Elaboración propia).

En la tabla 6.3 se observan las eficiencias calculadas para cada turbina. Además, se realizaron cálculos de eficiencia con los caudales tomados directamente del sistema SCADA de la central. Es importante mencionar que los datos de caudal tomados del sistema SCADA son valores instantáneos mientras que los valores ingresados en los reportes de operación son el promedio de los caudales de operación horaria.

Teniendo en consideración este aspecto se realizaron los cálculos de eficiencia y se obtuvieron resultados similares con la aplicación de los dos conjuntos de datos. Sin embargo, las eficiencias calculadas para las turbinas 2 y 3 no son confiables debido a que su valor supera a la eficiencia de diseño de las maquinas por lo que es necesario realizar el cálculo de eficiencia mediante otros métodos basados en la realización de pruebas en el lugar que están fuera de los alcances del presente trabajo.



6.4.2 Antigüedad como indicador

Las turbinas Pelton dependiendo de los materiales con la que sea construida pueden tener una vida útil de 40 a 50 años. Sus años de operación además dependen de ciertos factores que afectan su integridad a lo largo de su funcionamiento, entre estos se encuentran los materiales de fabricación del rodete, la calidad de agua utilizada en relación a la cantidad de partículas suspendidas que esta tenga, el acabado superficial y resistencia contra la oxidación del rodete.

En el caso de la central Saucay, los mismos están pintados para evitar su oxidación.

Las turbinas originalmente instaladas en la central Saucay tienen a la fecha 39 años de funcionamiento en los grupos de generación 1 y 2 y 36 años en el grupo 4. La única turbina que fue remplazada ha sido la de la unidad de generación 3 en el año 2013 debido a un overhaul que se realizó en dicha fecha.

Es importante indicar que en la época de fabricación de las turbinas de la central Saucay los métodos de fabricación y materiales utilizados eran muy distintos a los actualmente utilizados, por lo que existe un gran potencial para la mejora de eficiencia con la implementación de turbinas modernas.

6.4.3 Confiabilidad como indicador

Según las horas fuera de servicio por fallas analizadas en la sección 6.3.3 estadísticamente se demuestra que la confiabilidad de las turbinas de la central Saucay es sumamente alta, ya que el mayor porcentaje de fallas se presenta en la turbina 3 con un porcentaje de 0,82 % de indisponibilidad en el periodo de tiempo analizado.

Generalmente la turbina es uno de los equipos que menos fallan en una central, ya que su vida útil es de al menos cuarenta años, por lo tanto la confiabilidad no es un indicador para demostrar la necesidad de modernización de la turbina.

6.4.4 Mantenimiento como indicador

Un plan de mantenimiento adecuado permite que las turbinas funcionen en óptimas condiciones, además de que se disminuye el riesgo de salidas no programadas debido a fallas graves. El mantenimiento nos proporciona información sobre las condiciones actuales de los equipos, por lo que este debe ser planificado y realizado adecuadamente.

En el caso de las turbinas, el mantenimiento preventivo es imprescindible ya que esto evita daños graves que afecten a la producción de la central. Algunas tareas de mantenimiento que se realizan dentro del plan se mencionaron anteriormente en la sección 6.3.3.

En la empresa ELECAUSTRO S.A, se realiza un mantenimiento anual general de las turbinas, en donde se revisa el estado de su superficie y se repara

cualquier agrietamiento o daño por cavitación. Además, se coloca un recubrimiento de pintura en la superficie de las mismas para evitar su deterioro.

6.5 ALTERNATIVAS PARA MODERNIZACIÓN DE LA TURBINA

La modernización de un solo equipo de la central, en especial de la turbina, es un proceso complejo pues un cambio en dicho elemento puede influir en el funcionamiento de otros elementos adicionales a este. Por lo tanto, los beneficios deseados pueden verse limitados por las características de los equipos.

Durante la etapa de evaluación de condición de la turbina se pudo identificar algunas actividades de modernización que se pueden realizar para aumentar la eficiencia de dicho equipo, la vida útil de la central y la producción de energía. Los planes de modernización que se plantearán tienen el objetivo de aumentar o restaurar la eficiencia actual de la central, además de optimizar el uso de recurso hídrico para el funcionamiento de las turbinas.

En la tabla 6.4, se muestran posibles oportunidades de modernización para el equipo hidromecánico de la central, en especial de la turbina para mejorar aspectos como capacidad, confiabilidad, sustentabilidad y flexibilidad de operación.

Áreas de oportunidad	Actividades para alcanzar oportunidades
1. Salida: (a) Incremento en la capacidad de la planta. (b) Incrementar energía de la planta.	Rodete nuevo/mejorado. Mejorar diseño hidráulico usando técnicas CFD. Suavizar superficies hidráulicas. Modificar tubo de descarga. Incrementar número de inyectores. Alargar inyectores. Optimizar distribuidor.
2. Confiabilidad: (a) condición del equipo (b) mejoras en la operación (c) mejoras en equipo crónico (d) incrementar confiabilidad	Modificaciones en tubo de descarga. Mejora a un regulador de velocidad digital. Agregar sistema de depresión de aguas bajas para aumento del flujo. Mejorar de válvulas, sistemas para reducir. pérdidas e incrementar confiabilidad. Reducir cavitación/erosión. Reducir vibración/pulsaciones de presión. Reparaciones de roturas.
3. Sostenibilidad: Reducir riesgos ambientales, mejorar satisfacción ambiental.	Usar servomotores eléctricos o de alta presión de aceite para reducir el volumen de aceite. Usar cojinetes lubricados con agua.
4. Flexibilidad: Mejorar flexibilidad de operación como un todo.	Implementación de regulador de velocidad digital. Agregar sistema de depresión de agua bajas para aumento de flujo.

Tabla 6.4: Áreas de oportunidad para mejora de equipos hidromecánicos [10].



Por lo tanto, mediante el análisis y valoración de los indicadores de condición de las turbinas instaladas en la central, se plantean tres actividades de modernización que pueden ser realizadas para mejorar el desempeño de las turbinas. A continuación se listan cada una de ellas:

- A) Restauración o reparación de las turbinas (refurbish).
- B) Reemplazo del rodete.
- C) Reemplazo total de la turbina.

6.5.1 ALTERNATIVA (A): Restauración o reparación de las turbinas (refurbish)

La primera alternativa planteada describe la modernización mínima necesaria que puede realizarse en una turbina y consiste en la reparación de todos los componentes críticos de la misma. Sin embargo, se debe valorar cada uno de los mismos para verificar los elementos que pueden ser excluidos de dicha reparación.

Las principales actividades que se realizan para una reparación mínima de la turbina incluyen trabajos en el rodete, eje, carcasa, tubo de descarga, servomotor, inyector y empaques.

En el caso del rodete de la central Saucay se pueden realizar un mecanizado de la superficie de los álabes para alisar la superficie o cualquier rugosidad causada por soldaduras y eliminar materiales contaminantes. Se debe inspeccionar y reparar cualquier grieta o efecto causado por cavitación, también se debe considerar un repintado de la superficie del rodete para evitar efectos de oxidación debido al material del que están construidas las turbinas de la central Saucay.

En el eje se debe inspeccionar la existencia de cualquier rotura o deformación del mismo para evitar vibraciones. En la central, el eje se encuentra en condiciones óptimas de funcionamiento por lo que no sería necesario considerarlo como elemento a reparar.

Para la carcasa y tubo de descarga, es necesario considerar un mecanizado de las deformaciones existentes en especial de su parte interna, reparar cualquier grieta o daño que pueda causar fugas o salpicaduras de agua y repintar para evitar la oxidación.

Los trabajos necesarios para el servomotor consisten en la inspección y reparación de partes mecánicas, pistones, engranajes y cojinetes internos del mismo. Debido a que este elemento se consideró dentro del plan de modernización del regulador de velocidad, en esta sección no será considerado.

En el caso de los inyectores se puede analizar el estado de la aguja para reparar cualquier daño existente o de ser posible realizar un cambio por una nueva. También se deben considerar posibles fugas debido a daños en empaques o grietas internas de las boquillas para evitar deformaciones en el chorro de agua incidente en los álabes. Otra causa de perturbaciones en el chorro de agua incidente en la turbina son las partículas suspendidas existentes en el agua, los mismos que erosionan la punta del inyector. La erosión severa de la aguja puede



reducir la eficiencia de la turbina hasta en un 5 %, por lo que es necesario realizar reparaciones o mantenimientos para evitar daños severos [10].

Finalmente, se puede inspeccionar el estado de los empaques de todos los elementos de la turbina mencionados anteriormente, que puedan ser susceptibles a fugas, y si es necesario cambiarlos.

6.5.1.1 Ventajas y desventajas

La mayor ventaja de esta alternativa es que requiere menor inversión, además de que el propio personal de mantenimiento tiene la experiencia necesaria para realizar los trabajos de reparación que mejorarán la eficiencia de los equipos sin la necesidad de recurrir a personal especializado, por lo que, no es necesario acudir al fabricante para hacer cualquier reparación. Por otro lado, no se necesita realizar adecuaciones en obras civiles ni modificar las estructuras que contienen al equipo.

El tiempo necesario para la realización de los trabajos por parte del personal de mantenimiento es mucho menor que el tiempo requerido para realizar un cambio total de la turbina o del rodete.

Otra ventaja es que existe disponibilidad de partes y repuestos (aguja, pernos, empaques, soldadura, pintura) para realizar cualquier trabajo de reparación necesario.

Sin embargo, se debe indicar que la realización de estos trabajos no garantiza restaurar la eficiencia original de la turbina, ya que la eficiencia general de los grupos de generación depende de varios elementos y no solo de la turbina, por lo que el mal desempeño de algún equipo puede limitar las mejoras esperadas.

Finalmente, los trabajos mencionados anteriormente requieren la planificación de paradas programadas, lo que implica disminución de la energía producida por la unidad de generación en mantenimiento.

6.5.2 ALTERNATIVA (B): Reemplazo del rodete

Como segunda alternativa para la modernización de la turbina se plantea el reemplazo del rodete. El motivo principal para la ejecución de esta alternativa se debe a que con el avance tecnológico se han mejorado las técnicas de diseño hidráulico de nuevas turbinas, así como los materiales utilizados, por lo que este puede ser reemplazado con un rodete de similares características para restaurar la eficiencia y salida original o por un nuevo rodete con un diseño hidráulico moderno que nos permitirá mejorar la eficiencia y salida originales de las máquinas actualmente instaladas.

Además debido a la utilización de nuevos materiales, la resistencia a la cavitación y oxidación de los rodetes aumenta notablemente, lo que provoca menor desgaste y aumento en su vida útil. Esto a su vez implica que el ritmo de disminución de eficiencia anual se reduce considerablemente.

Es necesario considerar que un aumento en la eficiencia de las turbinas significa optimizar el uso del agua empleada en su funcionamiento, lo que al mismo tiempo se traduce en un incremento en la generación de energía.

La mejora de eficiencia obtenida se debe en gran medida a los modernos sistemas de simulación computacional que se utilizan actualmente en la industria. El método de simulación más usado es el CFD (*Computational Fluid Dynamics*) que es un método de simulación numérica de flujos, además de un análisis de estrés del material por medio de algoritmos basados en cálculos por elementos finitos. La técnica CFD, permite estudiar en detalle la interacción entre el chorro de agua y los canguilones, pues, una mala calidad del chorro afecta notablemente a la eficiencia de la turbina [11].

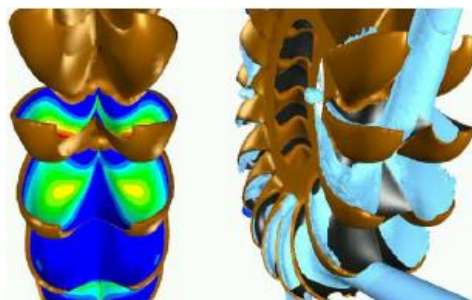


Figura 6.6: Ejemplo de utilización de software para diseño de turbinas Pelton [12].

Entre los nuevos materiales que son empleados está el acero inoxidable forjado, en lugar del acero fundido. Este tipo de material presenta mejores características mecánicas, una alta precisión en la fabricación del diseño mediante la utilización de máquinas CNC (*Control Numérico por Computadora*), lo que hace posible un mejor acabado en los canguilones que influyen directamente en la eficiencia de la turbina. Además, las mejores características de este material permiten la disminución de costos por mantenimiento debido a menor desgaste y menos probabilidad de agrietamiento y roturas. Se ha demostrado que estos rodetes han trabajado por más de ocho mil horas sin signos evidentes de cavitación [13].

Al realizar un cambio en el rodete, se obtiene un incremento de eficiencia en las turbinas lo que se traduce en un incremento en la producción de energía de la central que puede ser calculada considerando el porcentaje de aumento de energía por la producción actual.

6.5.2.1 Ventajas y desventajas

Como se mostró anteriormente, el cambio del rodete trae consigo ciertas ventajas tales como el incremento de eficiencia, menor desgaste de las turbinas debido a cavitación o erosión, lo que conlleva que su vida útil sea mayor. Para el mismo salto y caudal de diseño de las turbinas instaladas el incremento de eficiencia permite aumentar la producción de energía lo que implica mayor rédito económico para la empresa.



Por otra parte, los rodetes modernos utilizan materiales mucho más resistentes a la cavitación, erosión y oxidación, lo que disminuye la cantidad de mantenimientos programados y los costos que esto implica.

Sin embargo, existen problemas asociados con un cambio de rodete principalmente relacionado con los costos y tiempo de esta actividad ya que es necesario que el fabricante realice un diseño previo y pruebas en el rodete. Además se incluyen los costos y tiempo de instalación, envío, montaje, desmontaje y supervisión, lo que incrementa aun más el costo de esta alternativa.

Otro factor a considerar es que el cambio de rodete es un proceso complicado que necesita la inactividad de la unidad por un tiempo prolongado y equipos especiales para el montaje y desmontaje. Por último, se debe mencionar que el aumento de eficiencia teórica calculada puede verse limitada por el desempeño de otros equipos.

6.5.3 ALTERNATIVA (C): Reemplazo total de la turbina

Como última alternativa se plantea el cambio o adaptación de una nueva turbina cuyo objetivo generalmente es aumentar la eficiencia de operación o aumentar la potencia de salida.

Al realizar un cambio de turbinas se obtienen beneficios similares a los mencionados en la alternativa anterior tales como mayor resistencia a la cavitación, erosión y oxidación, prolongación de la vida útil de la central y adicionalmente se obtiene un aumento significativo en la potencia de salida.

Generalmente un aumento en la potencia de las turbinas conlleva un incremento en el flujo de agua de ingreso. Sin embargo, un aumento de potencia requiere modificaciones adicionales en otros elementos del sistema como por ejemplo en el servomotor, eje, obras civiles, válvulas, canales de conducción y generador.

Es posible reemplazar la turbina existente por otra de características similares y diseño moderno con la misma capacidad de flujo máximo existente pero con incremento en la eficiencia y potencia de salida. El incremento de flujo puede ser conveniente si no existen límites de cavitación que reduzcan la eficiencia. La selección del flujo óptimo depende de un estudio económico entre eficiencia y potencia. El incremento máximo de la turbina puede enfocarse de dos maneras [10]:

- La máxima capacidad de la turbina que puede instalarse está limitada por el desempeño de los equipos.
- La capacidad máxima de la turbina está limitada por el espacio existente en el lugar de instalación.

El desplazamiento del émbolo del servomotor puede limitar en gran medida el aumento de capacidad de la turbina ya que generalmente con un incremento en el flujo de agua hacia la turbina hace que el émbolo se desplace hasta un punto



máximo, por lo que, si se requiere un aumento de potencia es necesario aumentar el recorrido [10].

El eje de la turbina también puede limitar el incremento en su salida debido al diámetro mínimo y al máximo estrés permisible del material. La capacidad del eje puede incrementarse aumentando su diámetro si se utiliza el mismo material o manteniendo el mismo diámetro pero utilizando un material más fuerte. Un mayor diámetro generalmente requerirá de nuevos cojinetes y empaques [10].

Otra manera de incrementar la potencia de salida de una turbina es alargando los asientos de las agujas. Esta operación puede ser limitada por el punto de contacto entre la aguja y el asiento de las boquillas. Un nuevo incremento en el diámetro de las boquillas generalmente requiere un rediseño de las mismas.

Para estimar el potencial de mejora de una nueva turbina se debe realizar una comparación entre las dimensiones de la turbina existente y una turbina con diseño moderno similar con la misma velocidad rotacional. A continuación se muestra una lista de ecuaciones que permiten calcular las dimensiones de una nueva turbina:

Los datos necesarios para las fórmulas son:

- Salto (H)
- Potencia (P)
- Velocidad rotacional (n)
- Número de inyectores (i)

$$\text{Velocidad específica por inyector } (N_s) = \frac{n \left(\frac{P}{i}\right)^{0.5}}{H^{1.25}} \quad (6-4)$$

$$\text{Radio de velocidad } (\emptyset) = 0.5445 - 0.0039 N_s \quad (6-5)$$

$$\text{Diámetro de paso del rodete } (D_2) = \frac{84.5 \emptyset H^{0.5}}{n} \quad (6-6)$$

$$\text{Diámetro externo del rodete } (D_3) = D_2(1.028 + 0.0137 N_s) \quad (6-7)$$

$$\text{Diámetro del Chorro } (d) = \frac{\left(\frac{P}{i}\right)^{0.5}}{5.4 H^{0.75}} \quad (6-8)$$

$$\text{Diámetro de entrada de distribuidor } (A) = \left(\frac{P}{5.56 H + 2.43 H^{1.5}}\right)^{0.5} \quad (6-9)$$

$$\text{Ancho del pozo } (W) = 13 d \quad (6-10)$$

$$\text{Longitud del pozo desde el centro del eje aguas abajo } (F) = 1.7 D_2 \quad (6-11)$$

Las formulas se tomaron de [14].



6.5.3.1 Incremento de potencia

La máxima potencia que puede obtenerse de una turbina está limitada por la velocidad específica máxima que asegura una operación libre de cavitación. La velocidad específica límite (N_s) se calcula mediante la fórmula 6-12.

$$N_s = 26 - 0.0223 H + 3.37 * 10^{-5} H^2 - 2.03 * 10^{-8} H^3 \quad (6-12)$$

Es importante mencionar que (N_s) depende del salto disponible. En este caso se utiliza el salto de diseño.

6.5.3.2 Cálculo para las unidades 1 y 2

Los datos de entrada son:

- **H=** 420 m.
- **P=** 4366 kW.
- **n=** 720 rpm.
- **i=** 2

Las turbinas originales instaladas están diseñadas con una velocidad específica de 17,693. Así mismo, usando (6-12) se obtiene que el límite superior de la velocidad específica es igual a 21,074.

Tomando un margen de 3 % debido a la regulación de potencia se obtiene el límite de seguridad de la velocidad específica de 20,442 para asegurar una operación libre de cavitación.

Usando la ecuación 6-4, se obtiene que la máxima potencia que se puede obtener con el salto de diseño de las unidades 1 y 2 de la central Saucay es 5.828,5 kW, lo que significa que se puede obtener un aumento máximo de 33.5 % en la potencia de salida, lo que significa que existe un gran margen para aumentar la capacidad de salida.

Generalmente los rangos para aumento en la capacidad de modernización van de 5 a 30 %, por lo que en este caso se elige un rango de 12 % de incremento que permita el uso de los otros componentes como generador, regulador, entre otros, sin necesidad de una modificación o modernización drástica. Con este criterio se tiene una nueva potencia de salida de 4.890 kW disponibles en el eje de la turbina. Este valor se utilizará como base para calcular la nueva eficiencia. En la tabla 6.5, se muestran las dimensiones calculadas de la nueva turbina en relación a las dimensiones actuales.

Dimensiones calculadas			Dimensiones actuales
Velocidad específica por chorro	N_s	18,72	17,69
Radio de velocidad	\emptyset	0,471	0,475
Diámetro hasta al chorro	D2	1,134 m	1,17 m
Diámetro externo	D3	1,457 m	1,435 m
Diámetro del chorro	d	0,099 m	0,0945 m

Diámetro de entrada de distribuidor	A	0,459 m	0,45 m
Ancho de pozo	W	1,283 m	1,02 m
Longitud del pozo desde el centro del eje hasta el límite inferior del pozo.	F	1,928 m	2,194 m

Tabla 6.5: Dimensiones calculadas y actuales de las turbinas 1 y 2 (Elaboración propia).

Para calcular la eficiencia de la nueva turbina se debe realizar el siguiente proceso [10]:

1. Usando la velocidad específica de la nueva turbina y con la ayuda de la figura 6.7 se calcula la nueva eficiencia para las unidades de generación 1 y 2 es 90,5 %.

2. Si el diámetro del distribuidor de la turbina instalada (A_e) es menor que para la nueva turbina (A_i), se debe ajustar la eficiencia mediante la ecuación 6-13.

$$\Delta EFF_1 = \left[1 - \left(\frac{A_i}{A_e} \right)^5 \right] * 0.9 \% \quad (6-13)$$

Aplicando la ecuación 6-13 con los datos de la nueva turbina se obtiene un valor de corrección de eficiencia de -0.089 %.

3. Si el área del pozo de la turbina instalada (P_e) es menor que el de la nueva turbina (P_i), la eficiencia debe nuevamente ajustarse mediante la ecuación 6-14.

$$\Delta EFF_2 = \left[1 - \left(\frac{P_i}{P_e} \right)^2 \right] * 0.9 \% \quad (6-14)$$

Aplicando la ecuación 6-14 con los datos de la nueva turbina se obtiene un valor de corrección de eficiencia de -0.20 %.

4. Si la turbina tiene servomotores externos la eficiencia decae en $\Delta EFF_3 = -0.3$ %. En el caso de las unidades 1 y 2 los servomotores son externos por lo que este criterio debe ser aplicado.

5. Finalmente, la eficiencia total de la nueva turbina se calcula mediante la ecuación 6-15.

$$E_p = E_{p_i} + \Delta EFF_1 + \Delta EFF_2 + \Delta EFF_3 \quad (6-15)$$

Calculando mediante (6-15), se obtiene una eficiencia total de 89.91 % para las nuevas turbinas de las unidades 1 y 2.

Para el funcionamiento de la nueva turbina se requiere que se trabaje en un nuevo punto de operación de caudal distinto al de diseño que para las unidades 1 y 2 es de 1,3215 [m³/s] que se calculó usando la ecuación (6-16).

$$Qt = \frac{P_{EJE}}{\rho * g * \eta * Hn} \quad (6-16)$$

El caudal calculado representa un 10,12 % de aumento en relación al caudal nominal de diseño. Sin embargo, el caudal calculado puede reducirse notablemente si se mejora la eficiencia en otros elementos como tubería de presión, generador, excitatriz y equipos de servicios auxiliares mediante una modernización en dichos elementos como se menciona en los capítulos correspondientes a los mismos.

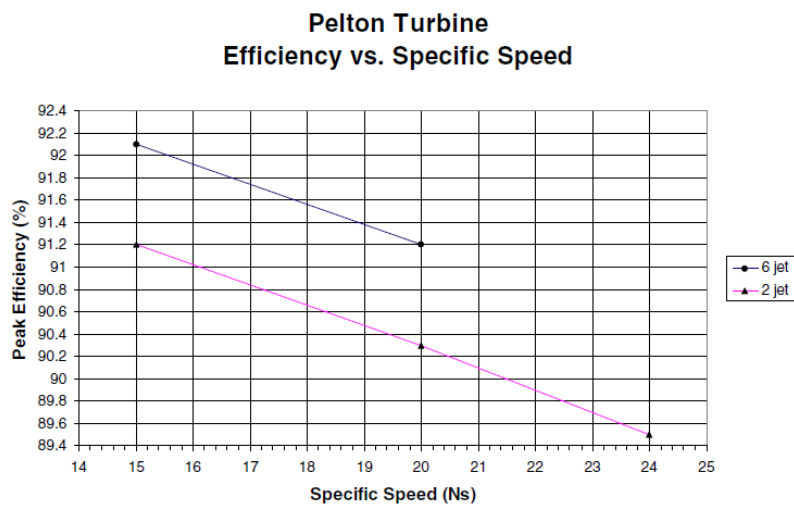


Figura 6.7: Eficiencia pico de turbinas Pelton [10].

6.5.3.3 Cálculo para las unidades 3 y 4

Los datos de entrada son:

- **H=** 426 m.
- **P=** 8090 kW.
- **n=** 600 rpm.
- **i=** 2

Las turbinas originales instaladas están diseñadas con una velocidad específica de 19,717. Así mismo, usando (6-12) se obtiene que el límite superior de la velocidad específica es igual a 21,05.

Tomando un margen de 3 % debido a la regulación de potencia se obtiene el límite de seguridad de la velocidad específica de 20,42 para asegurar una operación libre de cavitación.

Usando la ecuación (6-4), se obtiene que la máxima potencia que se puede obtener con el salto de diseño de las unidades 3 y 4 de la central Saucay es 8.672,8 kW, lo que significa que se puede obtener solamente un aumento



máximo del 7.2 % en la potencia de salida. Esto es una limitación al momento de incrementar la potencia de dichas unidades.

Una manera de incrementar el límite superior de (N_s), es aumentando el número de revoluciones a la que funciona las unidades pero esto implica un cambio de generador con menor número de polos para que se ajuste a una nueva velocidad y sea económicamente viable.

Para calcular las dimensiones de una nueva turbina se considera que el aumento de las unidades 3 y 4 solo sea hasta el límite de seguridad de la velocidad específica, es decir se utiliza un aumento en la potencia de salida del 7,2 %. En la tabla 6.6 se muestran las dimensiones calculadas de la nueva turbina en relación a las dimensiones actuales.

Dimensiones calculadas			Dimensiones actuales
Velocidad específica por chorro	N_s	20,415	19,717
Radio de velocidad	\emptyset	0,465	0,468
Diámetro hasta al chorro	D2	1,351 m	1,44 m
Diámetro externo	D3	1,767 m	1,805 m
Diámetro del chorro	d	0,130 m	0,126 m
Diámetro de entrada de distribuidor	A	0,604 m	0,55 m
Ancho de pozo	W	1,691 m	1,5 m
Longitud del pozo desde el centro del eje hasta el límite inferior del pozo.	F	2,297 m	2,120 m

Tabla 6.6: Dimensiones calculadas y actuales de las turbinas 3 y 4 (Elaboración propia).

Para calcular la eficiencia de la nueva turbina se debe realizar el siguiente proceso [10]:

1. Usando la velocidad específica de la nueva turbina y con la ayuda de la figura 6.7 se calcula la nueva eficiencia que para las unidades de generación 3 y 4 es de 90,2 %.
2. Si el diámetro del distribuidor de la turbina instalada (A_e) es menor que para la nueva turbina (A_i), se debe ajustar la eficiencia mediante la ecuación (6-13) que al aplicarla con los datos de la nueva turbina se obtiene un valor de corrección de eficiencia de -0.53 %.
3. Si el área del pozo de la turbina instalada (P_e) es menor que el de la nueva turbina (P_i), la eficiencia debe nuevamente ajustarse mediante la ecuación (6-14), donde se obtiene un valor de corrección de eficiencia de -0.44 %.
4. Si la turbina tiene servomotores externos la eficiencia decae en $\Delta EFF_3 = -0.3$ %. En el caso de las unidades 3 y 4 los servomotores son internos por lo que este criterio no se aplica.



5. Finalmente, la eficiencia total de la nueva turbina es de 89.2 % para las unidades 3 y 4.

Para el funcionamiento de la nueva turbina se requiere que se trabaje en un nuevo punto de operación de caudal distinto al de diseño que para las unidades 3 y 4 es de 2,326 [m³/s]. El caudal calculado representa un 6,7 % de aumento en relación al caudal nominal de diseño. Sin embargo, el caudal calculado puede reducirse notablemente si se mejora la eficiencia en otros elementos como tubería de presión, generador, excitatriz y equipos de servicios auxiliares mediante una modernización en dichos elementos como se menciona en los capítulos correspondientes a los mismos.

Finalmente para el cálculo de la potencia total aumentada a la salida de los generadores, se suma las potencias en los ejes de las turbinas modernizadas de cada grupo como se muestra en la ecuación 6-17 y se aplica la ecuación 6-18 para considerar la eficiencia de los generadores.

Los cálculos son los siguientes:

$$\sum P_{EJE} = 4890 + 4890 + 8673 + 8673 \quad (6-17)$$

$$\sum P_{EJE} = 27126 \text{ kW}$$

Multiplicando por la eficiencia de los generadores obtenemos:

$$P_T = \sum P_{EJE} * \eta_{GENERADOR} = 27126 * 0.96 \quad (6-18)$$

$$P_T = 26041 \text{ kW} = 26,041 \text{ MW}.$$

Por lo tanto, analizando los cálculos anteriores se obtiene un **aumento teórico de potencia a la salida del generador de 26 MW, es decir un aumento de 2 MW en total** con una eficiencia del generador de 96 %. El nuevo punto de operación del flujo es de 7,3 [m³/s], es decir un incremento del 8 % del caudal actual que como se mencionó anteriormente puede disminuirse aumentando la eficiencia de otros elementos mediante su modernización. Es necesario además realizar adecuaciones en elementos como los inyectores para ajustar el nuevo diámetro de chorro, el ángulo de incidencia del chorro en los canguilones ya que el diámetro del rodete se modifica y cambios en la carcasa para conseguir un desfogue más rápido debido a mayor caudal.

Para simular la eficiencia de las turbinas en varias condiciones de operación ya sea de una sola turbina o de varias funcionando en paralelo se utilizó el software libre *RETScreen 4* ®.

RETScreen es un software libre de gestión de energías limpias que permite realizar análisis de viabilidad de proyectos de eficiencia y rendimiento energético. Este software puede ser utilizado para evaluar la producción de energía, costos

de ciclo de vida, reducción de emisiones, aspectos financieros y evaluación de riesgos de varios tipos de tecnología. Además, este programa cuenta con el apoyo técnico de una gran red de expertos de la industria, gobierno y academia a nivel mundial [15].

La simulación realizada muestra el comportamiento de la eficiencia combinada de las turbinas de la central para diversas condiciones de flujo de agua respecto a su valor nominal. Dicha simulación fue realizada para las cuatro turbinas de la central Saucay en paralelo como se muestra en la figura 6.8.

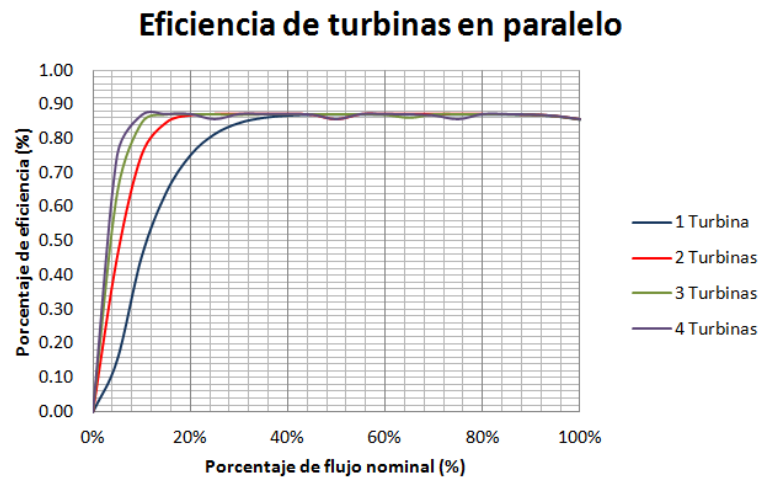


Figura 6.8: Eficiencia combinada de las cuatro turbinas de la central Saucay (Elaboración propia).

La gráfica muestra como al aumentar el número de turbinas en paralelo para valores de caudales inferiores al caudal nominal, se obtiene un aumento considerable de eficiencia. El programa utiliza para la simulación una eficiencia máxima teórica de 87,2 % y una eficiencia de diseño de 85,7 % con el caudal nominal de la central Saucay. Estos valores difieren de los valores de eficiencia reales debido a que son valores netamente teóricos utilizados por el software.

Además, existen valles en donde la eficiencia combinada de las máquinas es menor que la eficiencia máxima nominal por lo que este debe ser considerado al calcular la energía generada.

6.5.3.4 Ventajas y desventajas

El cambio de la turbina implica todas las ventajas nombradas en la alternativa correspondiente al cambio del rodete como mayor eficiencia, extensión de la vida útil de la central, mayor resistencia a erosión, cavitación y oxidación, además de optimización del recurso hídrico.

La principal ventaja de esta alternativa es que permite un aumento en la capacidad de salida de la turbina que se traduce en un aumento en la potencia de salida de la central lo que implica un mayor rédito económico debido al

incremento en la potencia generada. Además, es posible mantener al generador instalado solamente con la realización de algunas adecuaciones ya que las turbinas calculadas utilizan la misma velocidad de giro.

Sin embargo, realizar el cambio de la turbina implica una alta inversión económica pero se debe considerar que es posible re utilizar partes en buen estado de las turbinas instaladas como inyectores, válvulas, carcasa y desfogue de agua, lo que disminuye el costo final. El incremento en la capacidad de la turbina necesita algunas adecuaciones como aumento en el diámetro del distribuidor, modificaciones en algunas obras civiles, modernización del generador y equipos afines.

Otra desventaja es el tiempo prolongado de parada que se requiere para realizar las modificaciones en las turbinas de los grupos de generación para instalación y pruebas de los nuevos elementos.

En la tabla 6.7, se muestra un resumen de las alternativas de modernización planteadas basadas en la mejora de la turbina.

COMPONENTE	INCREMENTO DE CAPACIDAD Y COMPONENTES AFECTADOS		
	Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
Turbina	Reparaciones solamente	Reemplazo del rodete	Reemplazo de la turbina
Capacidad de mejora	0 - 5 %	5 - 30 %	20 - 50 %
Rejilla para toma de basura	No se afecta	Reparaciones o pequeñas mejoras	Nuevo
Canales	No se afecta	Reparaciones o pequeñas mejoras	Reparaciones importantes o nuevas
Tuberías	No se afecta	Reparaciones	Nuevo
Generador	No se afecta	Rebobinado	Nuevo
Transformador	No se afecta	Aire forzado	Nuevo
Líneas de transmisión	No se afecta	No se afecta	Conductores más gruesos

Tabla 6.7: Alternativas de modernización para la turbina [10].

6.6 COSTOS Y TIEMPO DE ESPERA

La modernización del rodete implica una serie de costos que dependen de diversos factores como la potencia de la turbina y tipo de rodete a utilizar.

En este caso, se realizará un análisis de los costos relacionados con un cambio de rodete para turbinas tipo Pelton que son utilizadas en los grupos de generación de la central hidroeléctrica Saucay. Los demás costos se calcularán porcentualmente en relación al costo del cambio de rodete.

6.6.1 Costos de Desarrollo del modelo y pruebas

Los costos relacionados con el remplazo del rodete varían según su tipo y características. En el caso de un rodete Pelton, los costos por diseño, construcción y prueba para un modelo de turbina similar es de aproximadamente \$ 500.000 a \$ 700.000 dependiendo de los tipos de pruebas que se realicen [10].

Para actualizaciones del rodete, algunos fabricantes recomiendan llevar a cabo una prueba de modelo en el rodete existente, así como del nuevo rodete para garantizar mejoras en su eficiencia. Sin embargo, la realización de estas pruebas implica un costo adicional que dependiendo las características del rodete puede oscilar en valores de entre 100.000 y 150.000 dólares. La empresa debe tener en cuenta los costos y beneficios de las pruebas que se realicen en el nuevo modelo para determinar si son rentables. Sin embargo, la inversión requerida para las pruebas a menudo no se justifica para unidades de menos de 50 MW de capacidad por lo que esta opción no será considerada para las turbinas de la central Saucay [10].

6.6.2 Diseño y fabricación de un nuevo rodete

Actualmente los fabricantes de turbinas tienen una amplia experiencia, capacidad técnica y modernos métodos para diseñar rodetes que son compatibles con turbinas antiguas sin la necesidad de realizar un nuevo diseño de rodete, lo que significa que se puede fabricar un nuevo rodete en base a las dimensiones de la turbina a modernizar. Para aproximar los costos de un nuevo rodete de la turbina en función de su diámetro se puede utilizar la figura 6.9.

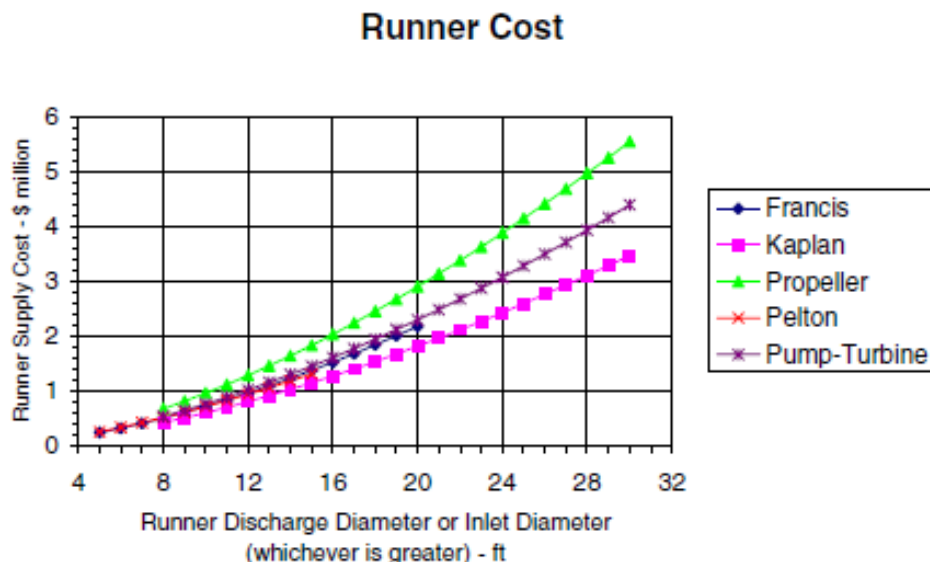


Figura 6.9: Curvas para aproximación de costos del rodete [10].

Se debe tener en cuenta que los datos sobre los costos de la figura son para un rodete en dólares del año 2000 y debe multiplicarse por un factor de conversión



de 1,3 para valores actuales. Para las turbinas 1 y 2 de la central Saucay, estas tienen aproximadamente 3 pies de diámetro, mientras que el diámetro de las turbinas de las unidades 3 y 4 son de aproximadamente 7 pies de diámetro. Analizando según el diámetro en la gráfica se obtiene un costo del rodete de 260.000 y 520.000 dólares respectivamente.

6.6.3 Costo de instalación

Los costos por instalación de un nuevo rodete dependen en gran medida de la empresa y las facilidades que esta brinde, ya que la supervisión de instalación suministrado por un fabricante de rodetes puede costar aproximadamente 1.000 dólares diarios [10].

Generalmente los costos totales de desmontaje e instalación de una nueva unidad deben ser incluidos como parte de la actualización del rodete. Para las unidades horizontales donde el rodete se puede quitar sin desmontar ninguna parte del generador, como en el caso de la central Saucay, los costos de instalación del rodete se pueden suponer como de 10 a 25 % del costo de suministro del rodete, dependiendo de la complejidad en la instalación [10].

Aplicando el criterio anteriormente mencionado con un 20 % por costos de instalación, se obtiene un precio de 50.000 dólares para las unidades 1 y 2 y 100.000 dólares para las unidades 3 y 4.

6.6.4 Costos finales de operación y pruebas

Los valores económicos relacionados con la puesta en marcha de la turbina modernizada o mejorada se relacionan con la verificación de garantías en el cumplimiento de pruebas de campo realizadas a la turbina una vez instalada.

Este tipo de pruebas usualmente requieren de la presencia de un supervisor a cargo del fabricante, ingenieros e instrumentación de prueba. Las pruebas son llevadas a cabo durante un período de aproximadamente dos semanas y requiere los siguientes costos mostrados en la tabla 6.8

Descripción	Costo por unidad
Garantía para verificación de potencia de salida	\$13.000
Prueba de índice	\$10.000 a \$20.000
Prueba de eficiencia para turbinas de grandes saltos	\$30.000 a \$60.000

Tabla 6.8: Costos de instalación [10].

6.6.5 Costos adicionales

Para una modernización del rodete en el que exista un aumento de la potencia, es necesario hacer adecuaciones a otras partes del sistema como inyectores,

distribuidor, tubería de descarga, obras civiles, entre otras. A continuación se muestra una tabla resumen de los costos relacionados con la modernización del rodete para las cuatro unidades de generación de la central Saucay.

ITEM		U 1-2	U 3-4	Total
Diseño y fabricación de rodete nuevo		\$ 520.000.00	\$ 1,040.000.00	\$ 1,560,000.00
Instalación	20 %			\$ 312,000.00
Supervisión	12 semanas			\$ 84,000.00
PRUEBAS				
Verificar potencia de salida			\$ 52,000.00	\$ 208,000.00
Prueba de índice			\$ 52,000.00	\$ 208,000.00
Prueba de eficiencia			\$ 156,000.00	\$ 624,000.00
Costos adicionales	20 %			\$ 312,000.00
TOTAL				\$ 2,684,000.00

Tabla 6.9: Resumen de costos para cambio de rodete [10].

6.6.6 Tiempo de espera

Dentro del plan de modernización es necesario considerar el tiempo necesario para el diseño e instalación de nuevos rodetes. Entre ellos se puede considerar el tiempo para la preparación de los documentos de licitación que en este caso para unidades fabricadas en serie sin requisitos especiales puede tomar aproximadamente un mes. Así mismo, el periodo de evaluación de los documentos puede tomar de dos a cuatro meses.

El tiempo para el diseño y envío de los nuevos rodetes depende generalmente de su peso y diámetro. En la tabla 6.10 se muestra aproximadamente los tiempos de espera para las etapas de prueba, diseño, fabricación e instalación para rodetes de entre uno a tres metros de diámetro [10].

Ítem	Rodete de 1 a 3 m de diámetro
Prueba del modelo	3 a 6 meses
Diseño y Fabricación	6 a 12 meses
Instalación	1.5 a 3 meses

Tabla 6.10: Tiempos de espera e instalación para extensión de vida útil de la turbina [10].



REFERENCIAS

- [1] Hydropower Advancement Project - HAP, "Pelton Turbine: Best Practice Catalog," 2012.
- [2] TERI, "The Energy Resources Institute: Electro-Mechanical Equipment – Selection, Best Practice and use of Checklists." 2010.
- [3] Mallitásig Panch and G. Oscar, "Modelación y Diseño Digital para Microcentrales de Generación Hidroeléctrica," Escuela Politécnica Nacional, 2008.
- [4] J. Leon and V. Riveros, "Diseño, Construcción y Operación de una Turbina Pelton para Generar Electricidad," Universidad Pontificia Bolivariana Seccional Bucaramanga, 2008.
- [5] A. Sergio, E. Chica, F. Obando, N. Sierra, L. Velasquez, and W. Enriquez, "Diseño, Simulación, Fabricación y Caracterización de una Turbina Tipo Pelton de 5 kW," Universidad de Antioquia, 2013.
- [6] B. Foster, "Hydro rehab: committing to the future," 1999.
- [7] Electric Power Research Institute - EPRI, "Hydro Life Extension Modernization Guides Volume 1 : Overall Process," 1999.
- [8] M. Pilar Gonzales Marcos, "Máquinas de Fluidos." Universidad del País Vasco, 2009.
- [9] A. V. Robles and B. Z. Parra, *Teoría de Máquinas Hidráulicas*. Universidad de Murcia, 1997.
- [10] Electric Power Research Institute - EPRI, "Hydro Life Extension Modernization Guides Volume 2 : Hydromechanical Equipment," 1999.
- [11] Andritz Hydro, "Reserch and Development." Andritz Hydro - Web Page, 2014.
- [12] Andritz Hydro, "Service and Rehabilitation - Considerations and Challenges of Modernisation Projects." Andritz Hydro - Web Page, 2010.
- [13] H. Cappatt, U. Bleiker, M. Mione, and G. Mazza, "Low-cost Revamping of the Rothenbrunnen Power Plant and the New Technology of 'Forged Pelton Runners'® as a Key Element," *Hydro 2001 Conf. Exhib. Riva del Garda*, vol. The intern, 2001.
- [14] A. Lugaresi, *Modern Trends in Selecting and Designing Pelton Turbines*. 1985.
- [15] RETScreen, "General Information - RETScreen." [Online]. Available: <http://www.etscreen.net/>.

CAPITULO 7

EVALUACIÓN DEL GENERADOR

7.1 CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE EL GENERADOR SÍNCRONO

Los generadores síncronos son máquinas rotativas que convierten energía mecánica de rotación presente en la turbina en energía eléctrica. Estos pueden funcionar de manera aislada como un sistema autónomo de generación o pueden estar conectadas a un gran sistema eléctrico. Las potencias que pueden construirse los generadores síncronos pueden ir desde varios kW hasta cientos de MW [1].

Un generador consta básicamente de dos partes:

- Una fija o estator, constituido por un paquete de chapas magnéticas que juntas forman un cilindro con ranuras longitudinales donde se colocan los conductores de manera que formen un conjunto de bobinas que transporten la corriente de la armadura a la red externa o carga.
- Una parte móvil o rotor que básicamente es un electroimán de corriente continua. El rotor gira impulsado mediante un primotor que puede ser un motor de combustión interna, turbina de vapor, gas, eólica o hidráulica, la cual gira a una velocidad constante. El rotor es alimentado de corriente continua mediante una excitatriz que puede ser con o sin escobillas de acuerdo a la tecnología usada.

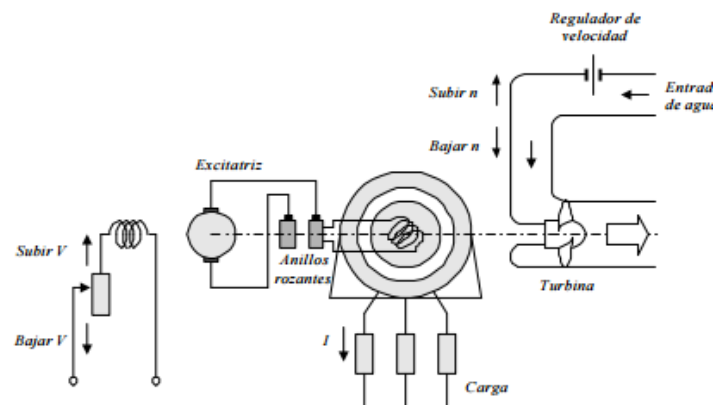


Figura 7.1: Funcionamiento de un generador síncrono en una red aislada [2].

En la figura 7.1 se muestra en esquema de funcionamiento de un generador síncrono conectado en forma aislada. Además se muestra donde se realiza el control de potencia y voltaje de salida del generador.

Un generador trabaja con el principio de inducción electromagnética donde existe un movimiento relativo entre los conductores de la armadura y el campo magnético producido por el rotor. Este movimiento relativo produce una fuerza electromotriz alterna en los conductores de la armadura produciendo una tensión alterna a la salida del generador. El voltaje inducido adquiere una forma sinusoidal debido al recorrido perimetral de los polos Norte-Sur (N-S) en el núcleo del estator [3].

Un generador síncrono comercial tiene generalmente la configuración mencionada anteriormente, con un sistema de campo rotativo y una armadura estacionaria, debido a que esta presenta ventajas frente a otras configuraciones, como por ejemplo una fácil construcción, ya que para máquinas síncronas grandes, el devanado de armadura es mucho más complejo que el devanado de campo, por lo que la construcción del devanado es más fácil de hacer en una estructura estacionaria. Además, permite manejar potencias mucho mayores con otros métodos de enfriamiento [4].

Un campo rotativo generalmente es mucho más liviano, por lo que puede girar a mayores velocidades. Así mismo, una mayor velocidad de giro puede generar a mayores voltajes, lo que permite disminuir el calibre de los conductores de la armadura

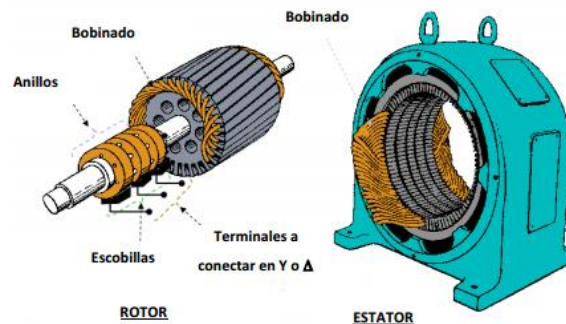


Figura 7.2: Partes contractivas generador síncrono [5].

Los generadores que se usan en centrales hidroeléctricas dependen del número de vueltas a las que giran los primotores y depende de la potencia disponible del salto y tipo de turbina. Un generador síncrono puede ser construido en dos tipos: a) polos salientes y b) de rotor cilíndrico. El tipo de generador depende del primotor usado para mover al generador síncrono.

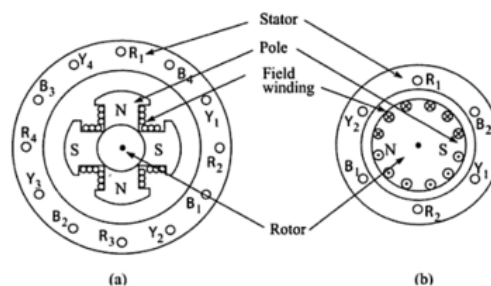


Figura 7.3: Tipos de rotores [4].

Los generadores de polos salientes se usan para primotores que giran a bajas velocidades como turbinas hidráulicas ya que para generar a 60 Hz con el rotor girando a velocidades bajas, el número de polos necesarios es alto, lo que es mucho más conveniente de construir en este tipo de generador.

En cambio en un generador del tipo no saliente al girar a mayor velocidad el número de polos es menor, lo cual es muy conveniente en este tipo de esquemas, ya que el diámetro es mucho menor.

Para velocidades de hasta 750 rpm el rotor generalmente es de polos salientes y para superiores a 750 rpm el rotor es de tipo cilíndrico [5].

7.1.1 Circuito equivalente del generador

En forma gráfica, el diagrama fasorial del generador determina la relación que existe entre la fuerza electromotriz (f.e.m) y la tensión en terminales del generador. Para el análisis se considera un generador síncrono con una tensión por fase V la misma que tiene una corriente de armadura con un desfase de ϕ grados. Entonces, para determinar la f.e.m. total se debe añadir a la tensión en terminales las caídas de tensión producidas por la resistencia y la reactancia de dispersión, de donde se obtiene la ecuación (7-1) [6].

$$E_r = V + RI + jX_d I \quad (7-1)$$

En donde:

E_r = Fuerza electromotriz resultante del generador.

V = Tensión en terminales del generador.

R = Resistencia.

X_d = Reactancia de dispersión.

I = Corriente de armadura.

El diagrama fasorial y circuito equivalente de un generador síncrono se muestran en la figura 7.4:

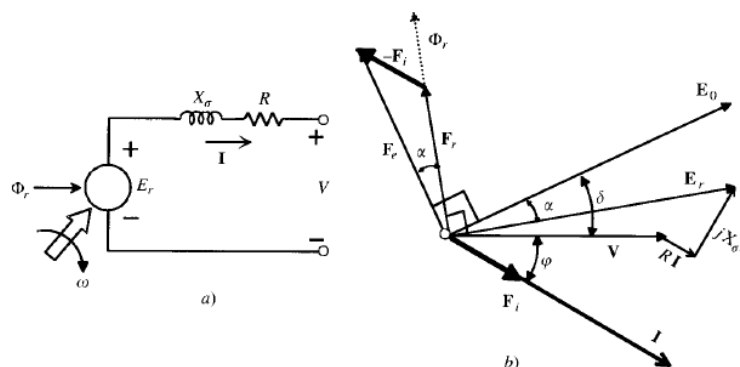


Figura 7.4: Circuito equivalente y diagrama fasorial de un generador síncrono [6].



Como se puede deducir de la ecuación (7-1), el voltaje interno generado o f.e.m (E_r), usualmente no es igual a la tensión de salida del generador debido a los siguientes factores [7]:

- Existe distorsión del campo magnético del entrehierro debido a la corriente que fluye en el estator, este efecto se llama *reacción del inducido*.
- La autoinductancia que existe en las bobinas de la armadura.
- La resistencia de las bobinas de la armadura.

La reacción del inducido se produce debido al voltaje que se induce en las bobinas estáticas cuando gira el rotor del generador. Entonces, si se conecta una carga en los terminales del generador, fluye una corriente que produce un campo magnético propio en la máquina. Por lo tanto, este campo magnético estático producido, distorsiona el campo magnético del rotor, alterando la tensión de fase resultante [7].

7.1.2 Potencia y par en los generadores síncronos

El generador es una máquina síncrona que se utiliza para convertir energía mecánica en energía eléctrica, donde la potencia mecánica proveniente de un primotor que puede ser un motor diesel, turbina de vapor o como en el caso de la central Saucay una turbina hidráulica. Sin importar el tipo de primotor que se utilice, éste debe girar prácticamente a una velocidad constante independientemente de la demanda de potencia, ya que si esto no ocurre la frecuencia del sistema presentará fallas [7].

Es importante mencionar que no toda la potencia mecánica que ingresa al generador se convierte en potencia eléctrica en los terminales de la máquina, ya que existen varios tipos de pérdidas en el proceso de transformación de energía mecánica a eléctrica. Estas pérdidas se pueden dividir de la siguiente forma [8]:

- **Pérdidas en el cobre de los devanados del rotor y estator:** Este tipo de pérdidas se producen debido a la resistencia a la corriente eléctrica del conductor que se refleja mediante calentamiento de los conductores del rotor y estator de la máquina.
- **Pérdidas en el núcleo:** Las pérdidas del núcleo del generador se deben principalmente a corrientes parásitas e histéresis de la máquina. Las pérdidas por histéresis se producen por las propiedades de los materiales que al ser expuestos a un campo magnético sufren un retraso para volver a sus propiedades originales. La curva de histéresis se muestra en la figura 7.5. Por otro lado, las corrientes parásitas o de Foucault se deben a las corrientes inducidas sobre el material ferro magnético como consecuencia de estar sometido a un campo magnético variable con el tiempo.

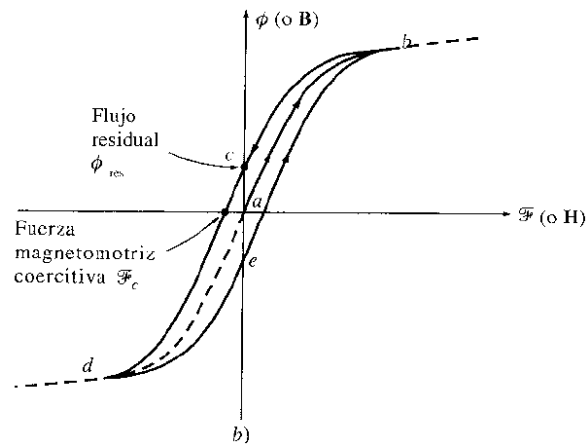


Figura 7.5: Curva de histéresis [7].

- **Pérdidas mecánicas:** Las pérdidas mecánicas se deben a la fricción de los rodamientos y debido al aire.
- **Pérdidas adicionales:** Este tipo de pérdidas son las que no pueden clasificarse en ninguna de las anteriores categorías mencionadas. Generalmente estas pérdidas se toman como el 1 % de la potencia de la máquina a plena carga [7].

7.1.3 Curva de capacidad del generador

La demanda de energía es variable y por lo tanto no se sabe con certeza los requerimientos de potencia activa y reactiva en los terminales del generador, por esta razón su punto de operación (P, Q) varía constantemente.

Por lo tanto, es muy importante conocer sus límites operativos para mantener su operación dentro de un rango que permita el funcionamiento de la máquina en forma segura. Estos límites son los que se muestran en la gráfica 7.6 y se describen a continuación:

- **Límite por corriente máxima del devanado de armadura:** Al mantenerse una tensión constante, la corriente varía directamente con la potencia aparente del generador y se relaciona con la cantidad máxima de corriente que este soporta en la armadura.
- **Límite por corriente máxima de campo:** Este límite está impuesto por la temperatura máxima de operación debido al calentamiento que ocurre en los devanados del rotor por el efecto Joule producido por la resistencia de los bobinados al paso de corriente. Por lo tanto, existe una corriente máxima para no sobrepasar dicho límite.
- **Límite por corriente mínima de campo:** Es importante también que la corriente de excitación del generador no sea muy pequeña, ya que se debe mantener el torque magnético para mantener su estabilidad.

- **Límite por calentamiento localizado en el núcleo de hierro del estator:** Este límite está relacionado con las corrientes parásitas que se inducen en el estator y generalmente se las reduce o mantiene dentro de un cierto límite permitido mediante la laminación del núcleo para disminuir la superficie total que atraviesa el flujo magnético.
- **Límite de estabilidad en estado estable:** Este límite está impuesto por el ángulo δ que cuando es cercano a 90 grados el generador puede perder sincronismo ya que pequeños incrementos de la carga pueden hacer que la potencia transferida disminuya. Entonces, para evitar que el generador trabaje en una zona inestable, se limita la cantidad de potencia transferida con un porcentaje de seguridad en relación a la potencia máxima correspondiente a cada valor de excitación.

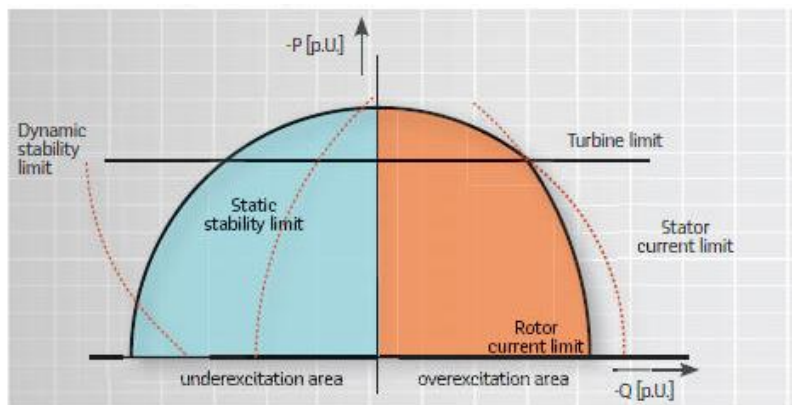


Figura 7.6: Curva de capacidad del generador [9].

7.2 AVANCES TECNOLOGICOS DE GENERADORES SÍNCRONOS

Como parte importante de la evaluación de estado actual del generador y además como información base para la formulación de las alternativas de modernización de este sistema, es necesario realizar una revisión de los avances en la tecnología referente a generadores síncronos, así como cojinetes y sistemas de enfriamiento.

Los avances en tecnología de generador son motivados por el requerimiento general para incrementar la potencia o capacidad de la planta con unidades de mayor eficiencia, reducir la frecuencia y la duración de las salidas, disminuir los costos de manteniendo, simplificar el proceso y mejorar la seguridad de los trabajadores.

Entre los avances en tecnología en los devanados del estator podemos indicar que: se ha mejorado la operación a mayor estrés térmico y eléctrico, existen mejoras en la conductividad térmica del sistema de aislación, mejoras en materiales, monitoreo en línea de control y temperatura, devanados que funcionan a mayor voltaje y monitoreo de emisiones de ozono. Estas mejoras han permitido que los materiales de aislamiento requieran menos espacio y, por lo tanto, es posible instalar más cobre en el mismo volumen, lo que resulta en un



aumento en la potencia de salida. Se han obtenido mejoras de entre 15 a 25 % mediante rebobinado usando una aislamiento más moderno [10].

El uso de materiales modernos resulta en una mejor transferencia de calor siendo un beneficio adicional a los ya indicados, pues permite trabajar a mayores temperaturas por lo tanto, con la posibilidad de aumentar la capacidad de salida.

Así mismo, se han desarrollado núcleos para estator con menores pérdidas magnéticas usando aceros al carbono con mejores características magnéticas, corte de láminas magnéticas mediante laser y una mejor consolidación de las mismas con nuevos aislamientos [10].

De la misma manera se ha desarrollado avances en el aislamiento de los devanados de campo, los cuales son mucho más delgados y permiten trabajar a mayores temperaturas. Así mismo se ha mejorado la habilidad para monitorear y transmitir información en línea de datos de operación sobre el devanado de campo.

Para generadores de gran potencia se han desarrollado métodos de enfriamiento mediante flujo modulado de agua al utilizar de válvulas de control para optimizar su uso [10].

De igual manera, si existe la necesidad de instalación de un generador nuevo, los diseños modernos están basados en el uso de técnicas computacionales de análisis de elementos finitos y diseño 3D en CAD, el cual permite obtener mejores eficiencias, mayor vida útil y comportamiento mecánico en coordinación con las características de la turbina para obtener la mayor eficiencia posible del sistema generador-turbina.

7.2.1 Cojinetes

Los cojinetes son elementos que forman parte de los rodamientos de los generadores y pueden ser de empuje o guías, según sea su función. Los cojinetes de empuje o de carga son los encargados de soportar todo el peso y esfuerzos de carga del generador, mientras que los cojinetes guía contienen los segmentos encargados de guiar correctamente al rotor [11].

Entonces, debido al trabajo al que estos elementos están sometidos se debe tener en cuenta ciertas características para su fabricación como el material del que están contruidos, el mismo que debe tener un coeficiente de rozamiento reducido. Además, debe ser un buen transmisor del calor para que no se produzca una acumulación excesiva de calor, dañando o perjudicando las uniones mecánicas. También, el material debe poseer una cierta dureza que ayude a soportar la carga que actúe sobre el mismo sin que este se deforme [11].

Dentro de los materiales más utilizados para la construcción de cojinetes y elementos rodantes se encuentran aleaciones de acero que deben tener alta resistencia a la fatiga y desgaste, además de cumplir con ciertas características térmicas [12].



Los materiales que se utilizan comúnmente son aceros con aleaciones de carbono, plomo y en algunos casos níquel. Es importante mencionar también que estos materiales deben ser sometidos a un tratamiento térmico especial para evitar que estos se deformen con ciertos valores de temperatura. Sin embargo, actualmente se utilizan materiales como teflón debido a sus características térmicas y mecánicas para la fabricación de cojinetes.

Un cojinete de teflón (PTFE) típico consiste en una capa superficial de teflón (PTFE) unida mecánicamente sobre un alambre de malla que a su vez está soldado a una base de acero [10].

En algunos casos, los cojinetes que poseen una superficie de teflón operan de manera segura sin la necesidad de sistemas de inyección de aceite a alta presión y esto se considera generalmente como un beneficio, pero puede haber algunas circunstancias en las que sería necesario disponer de una bomba de aceite. Es importante mencionar que algunos fabricantes proveen cojinetes con variaciones de teflón puro y realizan aleaciones con carbono o grafito

Las ventajas de los cojinetes de teflón sobre los de metal antifricción (metal blanco) son las siguientes:

- Aumento de la capacidad de carga de hasta 1.460 psi (10 MPa), que es típicamente tres veces mayor que la del metal antifricción.
- Eliminación de la inyección de aceite de alta presión
- Reducción de las pérdidas de potencia (típicamente 20-30%) debido a la reducción del tamaño del rodamiento
- Reducción de los costos generales debido a:
 - Piezas forjadas más pequeñas.
 - Porta cojinetes más pequeños.
 - Sistemas de lubricación más pequeños.
 - No es necesario inyección de aceite a alta presión.
 - Refrigeración menos compleja.
 - Mejora de la eficiencia del generador.
 - Reducción de las pérdidas de potencia.
- Alta capacidad de absorber los golpes lo que reduce la vibración de las piezas giratorias

7.3 ESTADO ACTUAL DEL GENERADOR

Los generadores antiguos, como los actualmente instalados en la central Saucay, tienen un gran potencial para mejorar su desempeño, ya que debido a las nuevas técnicas de diseño y fabricación, se puede mejorar la eficiencia de los devanados, además mejorar el aislamiento del equipo para que pueda operar a mayores temperaturas lo que implica una posibilidad de aumento en la potencia de salida.

7.3.1 Datos técnicos de los generadores 1 y 2

Los generadores de las unidades 1 y 2 son de eje horizontal de tipo polos salientes que poseen una excitatriz tipo “brushless”, dos cojinetes principales, tablero de bornes terminales, volante de inercia, protección de sobrevelocidad y están diseñados bajo los estándares BS2613:1970 [13].

El estator está construido sobre un soporte donde se intercalan laminaciones de 750 mm de largo con conductos de ventilación radial entre las placas de los extremos del núcleo. La base está soldada a las placas centrales para apoyar el estator en la bancada y se tienen orificios, pasadores y agujeros roscados para poder levantar a la máquina. El núcleo del estator tiene 135 ranuras que están enrolladas con una capa de dos vueltas de devanado asegurado a anillos de soporte. Por otro lado, el eje del generador está fabricado de acero forjado y consta de dos semi acoplamientos para instalar el volante de inercia y el rodete de la turbina.



Figura 7.7: Grupo de generación 2 (Imagen tomada en el sitio).

El rotor se encuentra entre dos cojinetes de tipo pedestal fabricados por *Vickers Limited*, *Michell Bearings*. En el extremo de la excitatriz, el rodamiento es de 300 mm de diámetro y en el extremo de la turbina, el rodamiento es de 350 mm de diámetro.

Para la lubricación de los cojinetes existe un sistema autónomo de circulación de aceite. El sistema consiste en un tanque de reserva de 60 galones imperiales de capacidad, bombas de aceite de corriente alterna (principal) y bombas de aceite de corriente continua (en espera), filtros, refrigerante de aceite enfriado por agua, controles, etc.

El rotor del generador está conformado de diez piezas polares donde cada polo está equipado con una envoltura de aislamiento y una bobina que consta de 42 $\frac{1}{2}$ vueltas.

El sistema de ventilación está conformado por un ventilador radial instalado en el eje que consta de 23 paletas soldadas entre placas, luego el aire pasa

radialmente hacia afuera a través de conductos de ventilación hasta la parte exterior del generador [13].

Los datos técnicos del equipo se muestran en la tabla 7.1:

DATOS TÉCNICOS DEL GENERADOR	
Potencia	5000 KVA
Cos phi	0.8
Tensión compuesta	4160 V \pm 5 %
Corriente nominal	694 A
Frecuencia	60 Hz
Revoluciones	720 rpm
Corriente de excitación a carga nominal	312 A
Tensión de excitación a carga nominal	54,1 V
Temperatura máxima admisible en el bobinado del estator	120 ° C
Temperatura máxima admisible en el bobinado del rotor	130 ° C
ROTOR	
No. de polos	10
Tipo de montaje	Cola de milano
BOBINAS DE LOS POLOS	
No. de espiras por polo	42,5
Aislamiento	Tipo F
VENTILADOR	
Cantidad	1
Tipo	Aspas radiales.
No. de aspas	23
COJINETES	
Tipo	Plano con película de aceite.
Diámetro	350 mm
Lubricación	Con anillo deslizante.
Refrigeración	Serpentín por agua.

Tabla 7.1: Datos técnicos de los generadores 1 y 2 [13].

7.3.2 Datos técnicos de los generadores 3 y 4

Los generadores de las unidades 3 y 4 son de eje horizontal de tipo polos salientes que poseen una excitatriz tipo bushless, dos cojinetes principales, tablero de bornes terminales, volante de inercia y protección de sobrevelocidad [14].

El núcleo del estator tiene 117 ranuras con aislamiento de laca con láminas de 0,5 mm de espesor. Los bobinados estáticos son del tipo barras "Roebel" de dos capas en conexión tipo estrella.

El rotor se encuentra entre dos cojinetes de metal blanco antifricción tipo plano con película de aceite. En el extremo de la excitatriz el rodamiento es de 280 mm de diámetro y en el extremo de la turbina el rodamiento es de 450 mm de

diámetro. Para la lubricación de los cojinetes existe un sistema autónomo de circulación de aceite mineral libre de ácidos.



Figura 7.8: Grupo de generación 4 (Imagen tomada en el sitio).

El rotor del generador está conformado de doce piezas polares donde cada polo está equipado con una envoltura de aislamiento y una bobina que consta de 47 vueltas.

El sistema de ventilación está conformado por un ventilador radial instalado en el eje que consta de 15 aspas soldadas entre placas, luego el aire pasa radialmente hacia el exterior a través de conductos de ventilación hasta la parte exterior del generador [14].

Los datos técnicos del equipo se muestran en la tabla 7.2:

DATOS TÉCNICOS DEL GENERADOR	
Potencia	10000 KVA
Cos phi	0.8
Tensión compuesta	4160 V \pm 5 %
Corriente nominal	1388 A
Frecuencia	60 Hz
Revoluciones	600 rpm
Corriente de excitación a carga nominal	420 A
Tensión de excitación a carga nominal	116 V
Temperatura máxima admisible en el bobinado del estator	120 ° C
Temperatura máxima admisible en el bobinado del rotor	130 ° C
ROTOR	
No. de polos	12
Tipo de montaje	Cola de milano
BOBINAS DE LOS POLOS	
No. de espiras por polo	47
Aislamiento	Tipo F

VENTILADOR	
Cantidad	1
Tipo	Aspas radiales.
No. de aspas	15
COJINETES	
Tipo	Plano con película de aceite.
Diámetro	450 mm
Lubricación	Con anillo deslizante.
Refrigeración	Serpentín por agua.

Tabla 7.2: Datos técnicos de los generadores 3 y 4 [14].

La información técnica presentada en la sección anterior es muy simple y no permite realizar un análisis más completo del estado actual de los generadores ya que la única información que se posee en manuales son los datos de placa y métodos de mantenimiento. Sin embargo, las condiciones de operación cambian según los requerimientos del sistema y desgaste de los equipos.

Por lo tanto, es necesario obtener información complementaria del estado actual de los generadores mediante la realización de pruebas estandarizadas en los equipos con personal especializado. Se debe considerar que realizar estas pruebas implica una inversión de capital pero por otro lado, se obtiene información valiosa que permite hacer un análisis más detallado sobre el estado de las máquinas y su vida útil restante. Las pruebas recomendadas a realizar en los generadores se basan en estándares internacionales para generadores síncronos. A continuación se mencionan algunas pruebas que podrían realizarse [10]:

- Medición de resistencia a corriente directa de los devanados estáticos y rotóricos según el estándar IEEE 115, 1983, cláusula 3.3 y estándar IEEE 188, 1978.
- Medida de la curva de saturación a circuito abierto, según el estándar IEEE 115, 1983, cláusula 4.2.4.
- Medida de la curva de saturación a cortocircuito, de acuerdo al estándar IEEE 115, 1983, cláusula 4.2.7.
- Medida de la curva de saturación a factor de potencia cero, según el estándar IEEE 115, 1983, cláusula 4.2.10.
- Medidas de corriente de campo a voltaje y corriente nominal para varios factores de potencia, según el estándar IEEE 115, 1983.
- Medidas del aumento de temperatura según el estándar IEEE 115, 1983, cláusula 6.2.1.
- Las respuestas con y sin carga de las turbinas, reguladores, sistemas de excitación y parámetros del generador, pueden ser establecidas mediante pruebas según el estándar IEEE 492, 1974.
- Prueba de descargas parciales según el estándar IEEE 1434, 2000.

En los manuales de los generadores 3 y 4, se dispone de curvas de saturación a circuito abierto, cortocircuito, factor de potencia cero y pruebas de aislamiento

que se realizaron en el momento de la instalación de las máquinas. Sin embargo, estas curvas no están disponibles para los generadores 1 y 2, por lo que es recomendable realizar las pruebas mencionadas en la sección anterior. En las figuras 7.9 y 7.10 se muestran las curvas mencionadas anteriormente para los generadores 3 y 4 respectivamente.

En donde:

1. Línea de entrehierro.
2. Curva de saturación de circuito abierto.
3. Curva de factor de potencia cero.
4. Curva de cortocircuito trifásico.

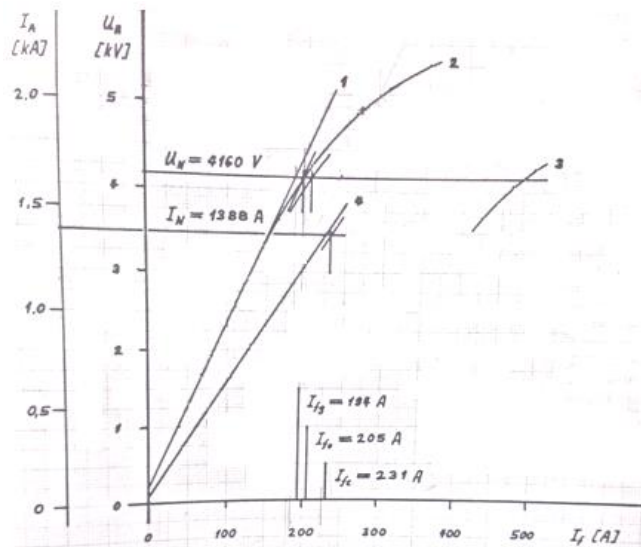


Figura 7.9: Curva de saturación del generador 3 [15].

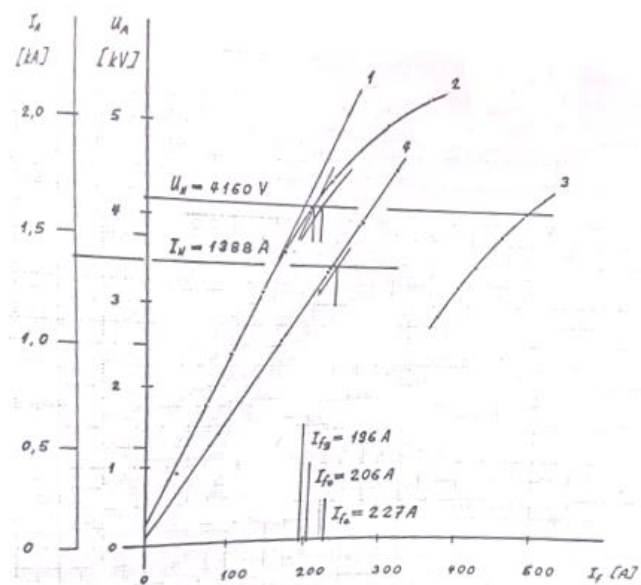


Figura 7.10: Curva de saturación del generador 4 [15].



7.3.3 Historial de mantenimiento, reparaciones y fallas

Para conocer las condiciones actuales del generador es importante conocer y analizar el historial de mantenimiento y reparaciones del mismo, pues esto nos permite verificar su estado actual y de este modo poder plantear las mejoras necesarias para su operación. Como en capítulos anteriores, para la revisión y análisis del historial de mantenimiento y reparaciones del equipo, se tomó información de los reportes anuales y mensuales de mantenimientos programados de los últimos seis años, reportes acerca de salidas no programadas en cada unidad, duraciones de las mismas y entrevistas al personal de mantenimiento.

El plan de mantenimiento preventivo anual realizado en la central Saucay (anexo 2) incluye actividades relacionadas al mantenimiento del generador, donde las tareas de mantenimiento más comunes son:

- Medición de vibraciones.
- Control de estado del aceite lubricante de los cojinetes.
- Mantenimiento mayor del generador, incluye limpieza, re-barnizado y pruebas.
- Revisión y mantenimiento del sistema de agua de refrigeración de los cojinetes.
- Cambio de aceite de los sistemas oleo-hidráulicos.
- Revisión de carbones de micro-motores.
- Mantenimiento y revisión del sistema de protección de sobrevelocidad.
- Análisis termográfico.

De acuerdo a la sección 2 del capítulo 3 correspondiente al estado actual de la central, se han presentado las siguientes fallas:

El generador 1 presentó fallas por baja presión en las bombas de lubricación de los cojinetes, lo que lo mantuvo inactivo por 89 minutos y una falla en el sistema de parada de emergencia por 19 minutos, de donde se obtiene un tiempo total de 108 minutos de actividad para este grupo de generación.

El grupo de generación 2 presentó desperfectos en la bomba de lubricación por 42 minutos y además presenta altas temperaturas en el estator que han provocado fallas en el periodo de tiempo analizado por 265 minutos. El tiempo de inactividad del generador 2 fue de 307 minutos.

Del mismo modo, en el grupo 3 han existido fallas por baja presión en el grupo oleo-hidráulico de lubricación de los cojinetes que lo mantuvo inactivo por un periodo de 2.920 minutos y así mismo, se presentan altas temperaturas en el estator que dejaron fuera de servicio al grupo por 6 minutos, obteniendo un tiempo de inactividad total de 2.926 minutos para este grupo de generación.

Finalmente, el grupo de generación 4 presenta fallas por falta de flujo de agua de refrigeración de los cojinetes, manteniéndolo fuera de servicio por 6 ocasiones con un tiempo de 159 minutos. Además, se presentaron fallas por baja presión



del grupo oleo-hidráulico un tiempo de 12 minutos, obteniendo un total de tiempo de inactividad de 171 minutos.

Es importante indicar que en el año 2013 se realizó un overhaul del grupo de generación 3 que incluyó una revisión y reparación de todos sus componentes. Sin embargo, debido a la edad de las máquinas se debe re estructurar el plan de mantenimiento que se realiza en los equipos de la central para realizar mantenimientos más a menudo para evitar deterioros importantes en las máquinas.

7.4 INDICADORES DE CONDICIÓN DEL GENERADOR

Los indicadores de desempeño, antigüedad, confiabilidad y mantenimiento tienen un rol esencial para la evaluación del potencial de modernización de las máquinas. Estos indicadores nos proporcionan información sobre fallas y deficiencias en la operación de los generadores que nos permite evaluar oportunidades de modernización y mejorar el desempeño de los mismos, dichos indicadores se basan en información existente en manuales, estadísticas de la empresa e información brindada por el personal de mantenimiento de la central Saucay.

7.4.1 Rendimiento como indicador

El estator es el componente principal que define la capacidad de salida que tiene el generador, por lo tanto, un mal funcionamiento del mismo puede restringir la capacidad de salida de la máquina.

Actualmente mediante inspecciones y preguntas al personal de mantenimiento se verificó que existen limitaciones en la potencia de salida del grupo de generación 2 debido a altas temperaturas en el estator provocadas por una deficiente circulación de aire natural en el equipo, ya que se encuentra entre los generadores 1 y 3, lo que dificulta la ventilación de este grupo y por lo tanto, se utiliza un ventilador externo para mantener la temperatura de los bobinados de este grupo dentro de un rango normal de funcionamiento.

Analizando los datos de vibraciones de los equipos, se demuestra que están dentro de un rango normal de operación y no existen problemas asociados con este fenómeno. Del mismo modo, como se demostró en la sección anterior no han existido salidas forzadas debido a fallas graves que provoquen una salida de operación repentina de los generadores.

Generalmente la temperatura de operación de los cojinetes es menor a los 60°C, lo que significa que está dentro del rango recomendado. Sin embargo, han existido fallas en el sistema de refrigeración por agua de las unidades 3 y 4 lo que se debe tener en cuenta para evitar daños más severos.

7.4.2 Antigüedad como indicador

Los generadores instalados en la central Saucay tienen más de treinta años de servicio en donde solo se han realizado mantenimientos preventivos de las unidades y no se han realizado cambios mayores a componentes como núcleo o devanados.

El estator de los generadores no presenta un deterioro considerable como roturas en el núcleo o sus laminaciones. Así mismo, el aislamiento de los devanados está en buenas condiciones a pesar de sus años de funcionamiento. Generalmente a lo largo de la vida útil de la máquina, puede existir un desgaste en las superficie externa de los polos del rotor que pueden afectar a los devanados del mismo pero en el caso de la unidades de generación de la central no se ha presentado esta anomalía.

Además, debido a varias fallas que se han presentado en las bombas de aceite para lubricación de los cojinetes han existido salidas no programadas del generador, por lo que un factor que puede afectar a las bombas de aceite puede ser la edad debido a la acumulación de suciedad y desgaste de los elementos.

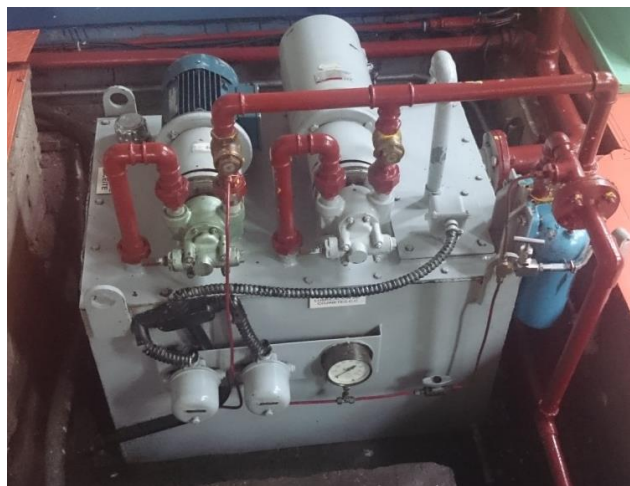


Figura 7.11: Bomba de lubricación de cojinetes (Imagen tomada en el sitio).

7.4.3 Confiabilidad como indicador

En general la confiabilidad de las unidades de generación y cojinetes es alta, ya que su operación ha sido normal, excepto por algunas ocasiones donde ha existido problemas de arranque de las máquinas debido a fallas en los reguladores de velocidad como se menciona en el capítulo 5.

Un problema que se presenta con frecuencia en el grupo de generación 2 es sobrecalentamiento de los devanados del estator, lo que no permite llevar al generador a carga nominal. Sin embargo, este aspecto no influye negativamente en la confiabilidad del grupo.

En el periodo de análisis no ha existido descargas entre los devanados a tierra que provoque fallas graves en el generador, debido a que este tipo de fallas son



muy poco comunes cuando ha existido un mantenimiento adecuado como es el caso de la central Saucay. Así mismo, no existe vibración excesiva en los generadores. Además se realizan mediciones mensuales para comprobar dichos niveles.

Las medidas del entrehierro de los generadores están dentro de los rangos normales de separación por lo que esto no es un factor que afecte la operación de los equipos. Del mismo modo, no han existido fallas en los cojinetes guía de los generadores, sin embargo, el sistema de lubricación de estos elementos es deficiente ya que en reiteradas ocasiones ha presentado bajas de presión lo que ha impedido una correcta operación de las máquinas.

7.4.4 Mantenimiento como indicador

El plan de mantenimiento anual existente para las unidades de generación, ha mantenido en buenas condiciones de operación a los generadores por lo que, en la mayoría de casos, solo se necesita mantenimientos preventivos que no implican mayor tiempo y costo.

En el periodo de tiempo analizado, no ha existido evidencia estadística de fallas en el estator o rotor que impliquen una reparación costosa. Además, debido a la tecnología sin escobillas del sistema de excitación de los generadores, no se han presentado problemas por polvo generado por el desgaste de las escobillas, por lo que no existe suciedad que pueda provocar descargas o fallas en el equipo, por lo tanto, el aislamiento de los devanados estáticos y rotóricos están en buenas condiciones.

En el año 2013 se realizó un overhaul del grupo de generación 3, donde se realizaron todos los mantenimientos preventivos y correctivos del generador para dejarlo en óptimas condiciones de funcionamiento y se demostró que no existen problemas en la máquina mencionada.

7.5 ALTERNATIVAS PARA MODERNIZACIÓN DEL GENERADOR

Usualmente, los generadores son máquinas muy confiables que no requieren de rehabilitación o reparaciones mayores hasta aproximadamente unos cuarenta años de operación, ya al final de su vida útil. Sin embargo, este criterio depende del diseño del generador, métodos de operación y en general del programa de mantenimiento del equipo, por lo que es posible que algunos equipos puedan requerir reparaciones mayores después de diez o veinte años de operación, mientras que otros pueden funcionar sin necesidad de mayores reparaciones por cincuenta años [10].

Por lo tanto, considerando la información brindada por los indicadores de condición, se deduce que la modernización que se realice al generador tiene el objetivo general de prolongar la vida útil existente del equipo en iguales condiciones de operación. Otra razón para realizar una modernización del generador es aumentar su capacidad para aprovechar un aumento en la potencia mecánica producida por una modernización en la turbina.



Las alternativas planteadas para la modernización del generador son las siguientes:

- A) Mejora del generador sin modificaciones.
- B) Rebobinado del estator.
- c) Reemplazo del núcleo del estator.
- D) Reemplazo total del generador.

7.5.1 ALTERNATIVA (A) Mejora del generador sin modificaciones.

El objetivo principal de esta alternativa es aumentar la capacidad de potencia de salida del generador sin realizar modificaciones considerables del mismo y al mismo tiempo prolongar la vida útil de los equipos.

En la época de instalación de la central Saucay las unidades de generación fueron diseñadas para un factor de potencia de 0,8 debido a las exigencias de la red eléctrica de aquella época. Sin embargo, debido a la expansión e integración de mas capacidad de generación, la cantidad de potencia reactiva que debe generar la central Saucay ha cambiado y, por lo tanto, en la actualidad funciona a un factor de potencia distinto al de diseño [10].

En la tabla 7.3, se muestran diferentes valores de factores de potencia correspondientes a cinco días aleatorios en el último año en donde la potencia generada es cercana a la nominal. Obteniendo un valor promedio del factor de potencia correspondiente a estos días, se demuestra que este parámetro en los cuatro grupos de generación varía dentro de un rango de 0,9 a 0,95.

	Factor de Potencia					Promedio
Grupo 1	0.94	0.94	0.90	0.90	0.89	0.91
Grupo 2	0.94	0.93	0.91	0.90	0.91	0.92
Grupo 3	0.95	0.94	0.93	0.94	0.92	0.94
Grupo 4	0.96	0.96	0.96	0.95	0.94	0.95

Tabla 7.3: Factor de potencia promedio de los grupos de generación (Elaboración propia).

Teóricamente, la variación del factor de potencia permite disminuir la corriente que circula por los devanados del estator ya que existe menos necesidad de potencia reactiva, por lo que esta variación de corriente puede ser aprovechada para aumentar la potencia activa del generador y obtener incrementos en la capacidad de generación entre valores del 10 - 20 % en relación a la potencia nominal de diseño original sin modificaciones del equipo existente.

Sin embargo, el aumento de potencia de salida del generador implica un aumento de temperatura en los devanados estáticos que pueden soportar como máximo hasta 80 ° C de forma continua para aislaciones clase F como las que poseen los generadores de la central Saucay [16].

Por lo tanto, considerando lo anteriormente mencionado se realizó un análisis de las temperaturas del estator de los cuatro generadores de la central tomando como información los valores sensados por los seis termistores instalados en los devanados del estator. Estos valores fueron extraídos de los reportes diarios de operación de la central Saucay de tres días en donde la potencia generada es cercana al valor nominal como se muestra en la tabla 7.4.

	Temperaturas (°C)						Promedio (°C)
	1	2	3	4	5	6	
Grupo 1	72.9	75.1	75.1	71.7	71.1	72.6	73.1
Grupo 2	79.5	82.3	79.7	79.4	78.8	76.8	79.4
Grupo 3	75.4	76.0	75.7	78.3	75.5	78.4	76.5
Grupo 4	68.3	69.3	69.4	70.9	65.2	70.8	69.0

Tabla 7.4: Temperaturas promedio del estator de los generadores de la central (Elaboración propia).

De las temperaturas promedio mostradas en la tabla 7.4 se concluye que cada máquina funciona a una temperatura distinta según su grado de ventilación y por lo tanto, se muestra que los generadores 1,2 y 3 tienen muy poca potencial para el incremento de capacidad de generación por aumento de temperatura en el estator ya que se encuentran cerca del límite máximo permitido en la temperatura para su clase de aislación.

En el caso del generador 4 se puede realizar un aumento de temperatura de hasta 10 ° C. Mediante la ecuación (7-2) se puede calcular un aumento de potencia teórico en relación a la nueva temperatura de los devanados del estator [10].

$$S_2 = (S_1) * \sqrt{\Delta t_2 / \Delta t_1} * \sqrt{A_{cu2} / A_{cu1}} \quad (7-2)$$

En donde:

S_2 = Salida de potencia del generador (aumentada).

S_1 = Salida de potencia existente del generador.

Δt_2 = Aumento de temperatura correspondiente a la capacidad S_2 .

Δt_1 = Temperatura medida a la salida existente S_1 .

A_{cu2} = Área del devanado de cobre del nuevo conductor.

A_{cu1} = Área del devanado de cobre del conductor existente.



Realizando los cálculos con un aumento de temperatura de 10°C y considerando que no existe cambio en el área de los devanados de cobre del estator, se obtiene un aumento de potencia del 7 %.

Sin embargo, aumentar la capacidad de salida para un solo generador no es una solución recomendable, ya que el aumento de potencia total de la central sería mínimo y además que una mayor temperatura de operación en el generador 4 provoca una mayor disipación de calor lo que puede afectar la ventilación de los otros generadores.

Aunque esta alternativa no cumple el objetivo de aumentar la capacidad de salida de los generadores, esta permite mediante un overhaul restaurar o alargar la vida útil de las máquinas. Las actividades que se pueden realizar para aumentar la vida útil de los generadores son [10]:

Para las partes externas del generador se puede realizar un limpiado y pintado de las superficies metálicas para evitar oxidación, revisar y reparar posibles fuentes de contaminación o erosión [10].

Para los accesorios del generador se debe limpiar el aceite o suciedad existente mediante solventes o arenado, reparar sellos o empaques de aceites en el eje o cojinetes, instalar una capa de revestimiento si es necesario en las capas metálicas y superficies de concreto.

En el caso del núcleo del estator, es necesario reparar cualquier defecto en las laminaciones del núcleo, restaurar la aislación entre las láminas. Si los devanados están en buen estado se debe limpiar y pintar las superficies del núcleo con la capa protectora aislante que impide el desgaste de la aislación entre láminas.

Para los devanados estáticos se debe limpiar extensivamente todas las espiras y reparar cualquier efecto causado por descargas, además pintar todas las partes expuestas de los devanados, anillos y la estructura del soporte del aislamiento mediante spray aislante.

El rotor necesita una limpieza en las partes expuestas de los polos sin uso excesivo de líquidos solventes que puedan afectar la aislación. Si los devanados están en malas condiciones debido a baja resistencia, lo aconsejable es reemplazarlos.

Finalmente, los cojinetes del generador deben ser mecanizados para mejorar su alineación, cambiar el aceite lubricante y reparar o reemplazar si es necesario el sistema de bombeo de aceite por un sistema moderno. Además, en la central Saucay han existido problemas en el sistema de enfriamiento de los cojinetes de las unidades 3 y 4, por lo tanto es necesario verificar dicho sistema para detectar posibles fugas de agua y de ser necesario, colocar sensores de nivel que ayuden a verificar el nivel de agua y estado en general del sistema. También se puede realizar pruebas de ultrasonido para verificar el estado de los recubrimientos de los cojinetes [10].



7.5.1.1 Ventajas y desventajas

Esta alternativa permite alargar la vida útil de las unidades de generación mediante un overhaul general de las mismas. Sin embargo, no cumple uno de los objetivos fundamentales que es aumentar la capacidad de salida de las máquinas. Por lo tanto, esta no es una alternativa recomendable si se realiza una modernización en la turbina que implica un aumento de potencia de la misma.

Sin embargo, si la modernización no contempla un cambio de potencia en la central, esta alternativa presenta una ventaja de ser la más económica de todas, pues, no hay modificaciones considerables en el equipo además de que se obtiene un incremento en la vida útil de las máquinas.

Actualmente las máquinas se encuentran en buen estado por lo que la gran mayoría de reparaciones necesarias no son complejas, lo que implica una menor inversión económica, además de que estas actividades son realizables por el mismo personal de mantenimiento.

Es importante mencionar que si se aumenta la temperatura de operación de las máquinas sobre el límite permitido para su clase de aislamiento, se corre el riesgo de disminuir la vida útil del sistema de aislamiento y como regla general se tiene que por cada diez grados de aumento en la temperatura de operación sobre el límite, se puede disminuir la vida útil restante del aislamiento a la mitad de tiempo [10].

7.5.2 ALTERNATIVA (B) Rebobinado del estator.

La siguiente alternativa de modernización que se presenta es realizar un rebobinado de los devanados del estator. Durante la vida útil de un generador las fallas debido a cortocircuitos en los devanados del estator son muy poco comunes, por lo que, generalmente estos devanados no son remplazados hasta que se presenta una falla grave. Sin embargo, si se tiene previsto una modernización que aumente la potencia de salida de la turbina, esta alternativa es una buena opción para poder aumentar la capacidad del generador y así adaptarse a las nuevas condiciones de operación [10].

El rebobinado del estator debería realizarse cuando sus devanados están en malas condiciones. Sin embargo, en el caso de la central Saucay en el período de tiempo analizado no se han presentado fallas en los devanados que ameriten su remplazo y por lo tanto, esta alternativa podría realizarse para la consecución de otros objetivos.

El rebobinado de los devanados estáticos se basa en el hecho de que los modernos sistemas de aislamiento son más delgados y pueden soportar mayor estrés eléctrico. Por lo tanto, es posible acomodar una mayor sección de cobre en el mismo espacio disponible de los devanados a ser remplazados, lo que permite un aumento en la potencia de salida del generador.

Según el estándar *ANSI C50.12, 1982*, el aumento de temperatura máximo permitido para la clase de aislamiento presente en las unidades de generación está limitado a 80°C . Según lo analizado en sección 7.5.1 (alternativa A), un aumento de temperatura no es posible debido a que la temperatura de operación de las máquinas se encuentra cercano al límite permitido.

Por lo tanto, para llevar a cabo esta alternativa, se deberá mejorar en gran medida los sistemas de enfriamiento de las cuatro unidades de generación para permitir un aumento de capacidad de salida.

Para mejorar el sistema de enfriamiento se pueden realizar actividades como incrementar el flujo y velocidad de aire de enfriamiento, así como, mejorar su distribución en las unidades. Se debe reducir la temperatura del aire de ingreso a los generadores mediante un aumento de tamaño en los ventiladores. Además, una mejor refrigeración puede ser alcanzada reduciendo la resistencia a la transferencia de calor entre los devanados y el aire de enfriamiento, lo cual se puede lograr mediante modernos sistemas de aislamiento que pueden reducir esta resistencia hasta en un 50 % [10], es decir, se mejora la transferencia de calor mediante la reducción en el espesor del aislamiento.

Por lo tanto, es posible hacer un cambio en los devanados del estator siempre y cuando exista una mejora en el sistema de enfriamiento de los generadores para permitir un aumento de potencia deseado. Además, el aumento en la sección del conductor ayuda a reducir las pérdidas, mientras que los sistemas modernos de aislamiento son más delgados y mejoran la disipación de calor [10]. En la figura 7.12, se muestra la relación existente entre el espesor del aislamiento y la transferencia de calor para sistemas de aislación antiguos y nuevos.

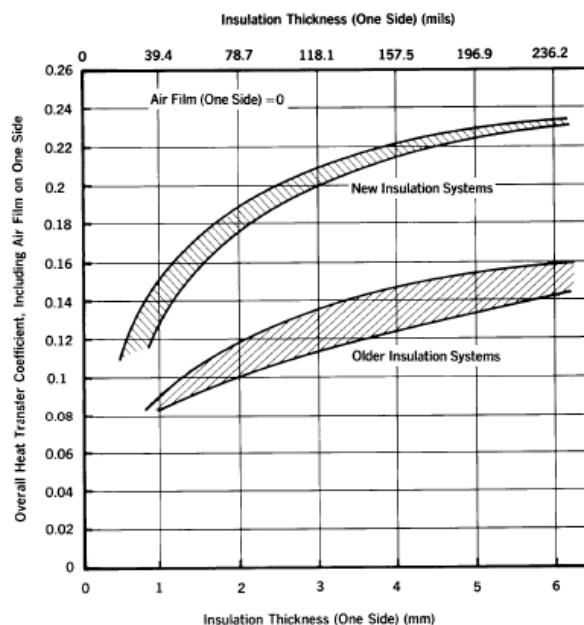


Figura 7.12: Relación entre espesor y disipación de calor en los sistemas de aislamiento [10].



Mediante la ecuación (7-2) se puede calcular el aumento de potencia estimado para un escenario donde existe una variación de temperatura de 70 a 80 grados y un aumento en la sección del conductor de 10 % [10].

$$\frac{S_2}{S_1} = \sqrt{80/70} * \sqrt{1,1/1} = 1,12$$

Por lo tanto, se demuestra que para variaciones de 10 ° C y un aumento en la sección de 10 %, se obtiene un aumento en la potencia de salida de 12 % que se utilizó como un valor referencia de aumento de potencia para la turbina en el capítulo 6.

7.5.2.1 Ventajas y desventajas

La presente alternativa es la más adecuada cuando se requiere aumentar la potencia de los generadores en una pequeña proporción respecto a la potencia nominal, lo cual es un escenario muy común en las modernizaciones de centrales hidroeléctricas. Al mismo tiempo, esta alternativa permite conservar gran parte del equipo ya instalado, lo que representa una ventaja económica en relación a un remplazo total del generador.

Otra ventaja de esta alternativa es que debido al incremento del factor de potencia con el que operan los generadores, el sistema de excitación está subutilizado, por lo que se puede aprovechar este margen de corriente de excitación para operar las máquinas a una potencia mayor sin la necesidad de cambiar el equipo instalado actualmente.

El aumento de la corriente de campo producida por el aumento de potencia debe estar limitado a la máxima temperatura de operación continua que pueden soportar los devanados del rotor según su clase de aislamiento que según los manuales permite una temperatura máxima de 90 ° C. Si el aumento de corriente no es posible debido a limitaciones de la excitatriz instalada, esta puede ser remplazada por un sistema de excitación estático como se describe en el capítulo 4.

Además, un cambio en los devanados del estator permite alargar la vida útil de los generadores y de la central en general sin ser necesario realizar obras complementarias de infraestructura.

Sin embargo, el cambio de los bobinados del estator es un proceso complejo que requiere que las máquinas sean desmontadas, por lo que, existirá un tiempo considerable sin producción de energía debido a la inactividad de los generadores y, por lo tanto, esto se verá reflejado en pérdidas económicas para la empresa.

Además, el rebobinado del estator es un trabajo que debe ser realizado por la empresa fabricante con personal altamente especializado en el tema para garantizar la operación posterior de las máquinas sin ningún inconveniente. Por



otro lado, se requiere contactar al fabricante para que ellos planifiquen y desarrollen actividades anteriores al rebobinado.

Como se mostró en la sección anterior, los límites de temperatura de operación actuales no permitirían el aumento de potencia requerida por lo que será imperativa una mejoría en el sistema de refrigeración de todas las unidades.

7.5.3 ALTERNATIVA (C) Reemplazo del núcleo del estator

Dentro de las actividades de modernización planteadas se presenta la opción de reemplazar el núcleo del estator con el objetivo de obtener un incremento en la potencia de salida del generador y al mismo tiempo prolongar la vida útil de las unidades de generación. Generalmente esta alternativa es aplicable cuando el núcleo del estator se encuentra en mal estado afectando a la operación e integridad de las máquinas o cuando es necesario un gran aumento en la potencia de salida. Es importante mencionar que para aprovechar completamente la capacidad de un núcleo moderno, es necesario realizar también un cambio de los devanados del estator.

Esta alternativa es la que provee la máxima mejora posible en el potencial de salida del generador instalado, solamente se puede proveer de una mayor capacidad con un cambio completo por un nuevo generador. Sin embargo, esta alternativa generalmente requiere de un mejor sistema de enfriamiento, nuevos polos de campo y un nuevo sistema de excitación para proveer de una mayor corriente de campo que será necesaria para el aumento de potencia generada.

Usualmente, el rediseño de máquinas con nuevos núcleos y devanados estatóricos puede mejorar la salida del generador entre 15 % al 50 %, debido a que los núcleos de acero modernos tienen menos de la mitad de pérdidas que núcleos antiguos, y por lo tanto para el mismo entrehierro se utiliza menos material en el núcleo y es posible aumentar el tamaño de las ranuras debido a una mejora en las características de saturación del nuevo núcleo. Además, el aumento en el tamaño de las ranuras permite que mayor cantidad de cobre sea instalado en el mismo espacio disponible [10].

Aunque el potencial para aumentar la capacidad de los generadores es alto, se mostrará que esta alternativa no es económicamente conveniente debido a que los beneficios obtenidos con el aumento de potencia no se justifican en relación a la inversión requerida como se analiza en el capítulo correspondiente a la evaluación económica. Por lo tanto, no se profundizará en el análisis de esta alternativa.

7.5.4 ALTERNATIVA (D) Reemplazo total del generador

Considerando los resultados del análisis de los indicadores de condición y evaluación de los generadores se concluye que un cambio total de los generadores no es una opción económicamente rentable para la empresa ya que estos se encuentran en buen estado y su vida útil restante se puede prolongar mediante mantenimientos o reparaciones como se planteó en la alternativa (A).



El remplazo total del generador implica un cambio de todo el sistema estator-rotor por otro equipo que encaje en la misma carcasa o instalar generadores completamente nuevos e inclusive con una nueva configuración para la distribución de la potencia entre las unidades.

La instalación de un nuevo generador se lo debe realizar cuando los instalados actualmente se encuentran en muy mal estado y presentan constantes fallas que afectan a la producción de energía y por lo tanto a la economía de la empresa.

Por otro lado, la instalación de nuevos generadores también se justifica cuando la turbina ha sido modernizada y se requiere un alto incremento en la potencia del generador que no se puede alcanzar con las opciones planteadas en las alternativas (B) y (C).

Debido a los altos factores de capacidad de diseño de los generadores modernos se puede obtener un incremento de capacidad de más del 50 % en el mismo espacio disponible. Sin embargo, la instalación de nuevos generadores requerirá adecuaciones en las estructuras de soporte y obras civiles, así como modificaciones en los equipos auxiliares como excitatriz, transformadores de potencia, líneas de transmisión y tuberías de presión [10]. En el capítulo correspondiente al análisis económico se analiza la no conveniencia de esta alternativa y por lo tanto no se profundiza en el análisis para esta opción.

7.6 COSTOS Y TIEMPO DE ESPERA

Los costos y beneficios del plan de modernización del generador son factores importantes en cualquier decisión referente al futuro de la planta, por lo que es necesario analizarlos de una manera adecuada según las alternativas planteadas anteriormente.

Los precios y tiempos de espera que se mencionan a continuación son referenciales basados en bibliografía existente relacionada al tema y, por lo tanto, son aproximaciones a los costos reales. Cada central y cada unidad son diferentes, por lo que estos precios pueden variar dependiendo del diseño original del generador, extensión de las mejoras, localización de la planta respecto a los servicios del fabricante, carga de trabajo del contratista y del trabajo de campo requerido.

Es importante mencionar que antes de proceder con cualquier actividad en el generador es necesario especificar y planificar las actividades requeridas, además se debe realizar primero un proceso de licitación y luego la recepción de ofertas de los fabricantes.

7.6.1 Costo de un nuevo generador

Los precios que se presentan a continuación, están basados en porcentajes respecto a la instalación de un nuevo generador de capacidad equivalente a los actualmente instalados.

Los costos de un nuevo generador se obtuvieron de la referencia [17]. Los precios de los generadores se obtuvieron de la figura 7.13 que dependen de una relación entre la potencia aparente (A) y la velocidad rotacional (n) de las máquinas.

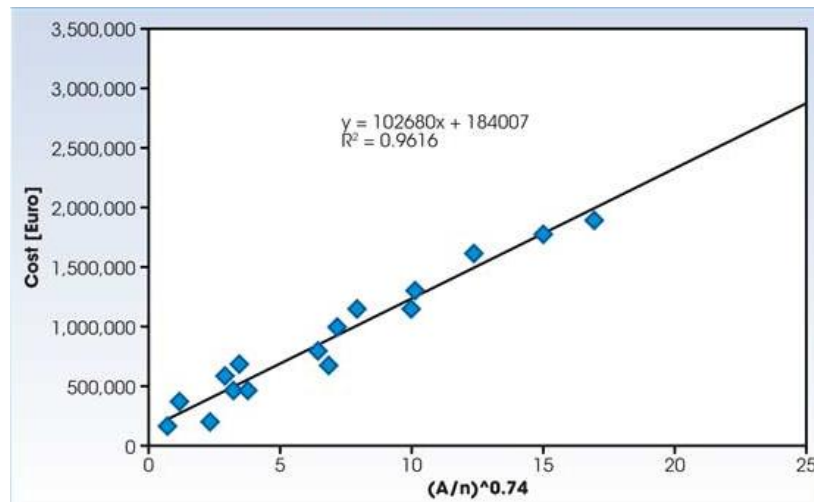


Figura 7.13: Estimación de costos de los generadores [17].

Los precios presentados en la gráfica 7.13 están dados en euros y corresponden al año 2012 por lo que es necesario convertirlos a dólares del año 2015 mediante un factor que considera la inflación para de este modo encontrar su valor equivalente al presente año [18].

Para realizar la aproximación del costo del generador, es necesario calcular el valor de la abscisa de la figura 7.13 para los dos generadores existentes como se calcula a continuación:

- **Grupos de generación 1 y 2**

$$\left(\frac{A}{n}\right)^{0.74} = \left(\frac{5000}{720}\right)^{0.74} = 4.20$$

- **Grupos de generación 3 y 4**

$$\left(\frac{A}{n}\right)^{0.74} = \left(\frac{10000}{600}\right)^{0.74} = 8.02$$

Con los valores anteriormente calculados, se aproximan gráficamente los precios y estos se los convierte a dólares del año 2015 de donde se obtiene un costo de \$ 772.720 para los generadores de 5 MVA y \$ 1'258.400 para las unidades de 10 MVA.

7.6.2 Costos de un nuevo sistema de enfriamiento

Los costos de un sistema de enfriamiento de un generador son difíciles de establecer debido a las numerosas alternativas disponibles. Sin embargo, se puede estimar que la reparación completa puede ser de hasta el 25 % de un nuevo sistema de refrigeración de un generador moderno [10].

Así mismo, se puede mejorar las características del sistema de enfriamiento actual hasta en un 30 % de capacidad con un precio que puede llegar a ser de hasta el 50 % de un nuevo sistema. El costo del sistema de refrigeración para generadores de 10 a 20 MW puede ir desde 80.000 hasta 100.000 dólares [10].

La figura 7.14 presenta los costos de un nuevo sistema de enfriamiento con precios en dólares del 2001 por lo que es necesario considerar un factor de conversión para dólares del 2015, además se debe considerar que cuando existen más de dos unidades como en la central Saucay se debe multiplicar los precios por un factor de 0.75.

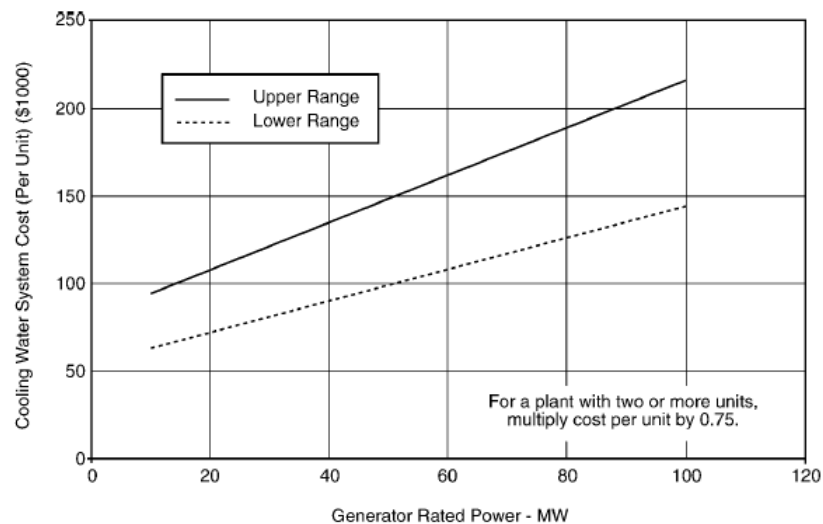


Figura 7.14: Costos de un sistema de enfriamiento [10].

El precio aproximado de mejorar la capacidad del sistema de enfriamiento de las cuatro unidades es de 225.000 dólares, donde se incluyen ya los factores de conversión de moneda y factor de descuento cuando hay más de dos máquinas.

7.6.3 Costos de rebobinado del estator

El costo del rebobinado de los devanados del estator se considera utilizando la gráfica 7.15 la cual muestra un porcentaje de precio de rebobinado respecto al nuevo generador. La gráfica utiliza como abscisa un valor de [MVA / polo] del generador existente [19].

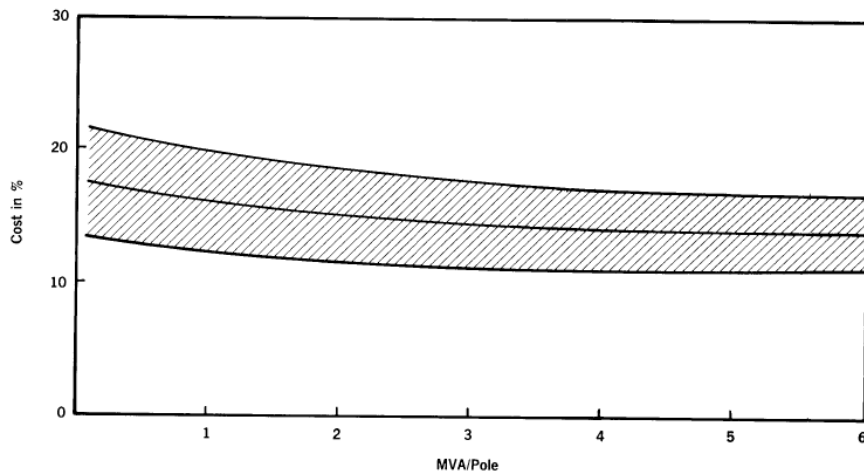


Figura 7.15: Costos del rebobinado del estator en relación al precio de un nuevo generador [19].

Para las cuatro unidades, el costo aproximado es de 20 % de un nuevo generador, es decir para las unidades 1 y 2 el precio del rebobinado por cada unidad es de \$ 160.726, mientras que para las unidades 3 y 4 el costo del rebobinado es de aproximadamente \$ 261.747.

7.6.4 Costos de rebobinado del estator y cambio de núcleo

De manera similar a la sección anterior, utilizando la gráfica 7.16 y mediante un porcentaje relacionado con el costo de un nuevo generador, se obtienen los precios para el rebobinado del estator y cambio de núcleo de los generadores de la central [19].

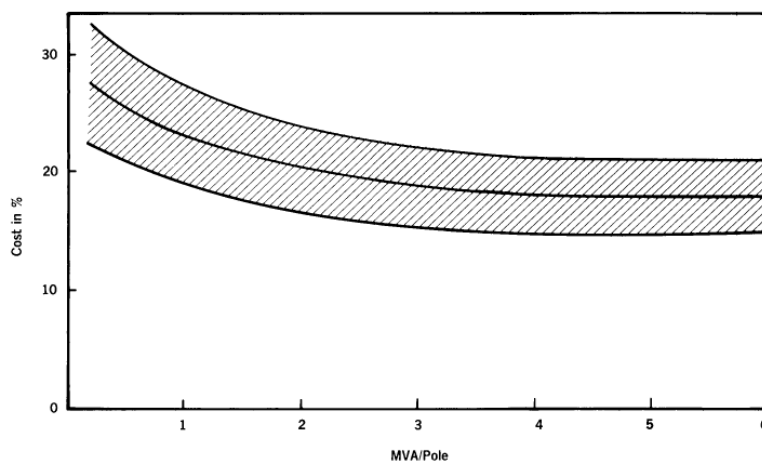


Figura 7.16: Costos del rebobinado del estator y cambio de núcleo en relación al precio de un nuevo generador [19].

Utilizando una relación entre potencia aparente y número de polos se obtiene un porcentaje de precio del generador de alrededor de 30 % para las cuatro unidades de generación. Por lo tanto, el precio equivalente para cada unidad es de \$ 241.089 correspondiente a las unidades de 5 MVA de potencia. Por otro lado, el costo para las unidades de 10 MVA es de \$ 392.621.

7.6.5 Resumen de costos

En la tabla 7.5 se muestra un resumen de los precios de las actividades anteriormente mencionadas en valores unitarios y en conjunto. Además, se presentan costos adicionales correspondientes a los estudios de factibilidad y aprobación como un 10 % del costo total del generador [10].

		5 MVA	10 MVA	Precio total (4 unidades)
ACTIVIDAD	Nuevo generador	\$ 772,720	\$ 1,258,400	\$ 4,062,240
	Costo rebobinado (20 %)	\$ 160,726	\$ 261,747	\$ 844,946
	Costo rebobinado y cambio de núcleo (30 %)	\$ 241,089	\$ 392,621	\$ 1,267,419
	Mejora sistema de ventilación	\$ 51,750	\$ 51,750	\$ 207,000
	Factibilidad y aprobación	\$ 77,272	\$ 125,840	\$ 406,224

Tabla 7.5: Resumen de costos totales de actividades de modernización del generador [Elaboración propia].

7.6.6 Tiempo de espera

Los tiempos que a continuación se listan corresponden al rebobinado del estator. Se consideran también tiempos correspondientes a la instalación de un nuevo generador como referencia.

En la tabla 5.6, se muestran los tiempos de espera típicos para la entrega e instalación de un nuevo generador, tomando como punto de partida el tiempo desde que el fabricante recibe el pedido.

	Tiempo
Tiempo de entrega de partes embebidas	4 meses
Tiempo de entrega de partes restantes	9 meses
Tiempo de instalación	12 meses

Tabla 7.6: Tiempos de entrega típicos de un nuevo generador [10].

De la misma manera, los tiempos necesarios para el envío de los bobinados son de entre cuatro a dieciséis meses. Así mismo, la instalación de los nuevos devanados se puede calcular mediante la ecuación (7-3) [10].

$$\text{Tiempo de instalación} = \frac{N \cdot P}{C_S \cdot C_H \cdot C_N} \text{ [Horas]} \quad (7-3)$$



Donde:

N= Número de ranuras.

P= Persona-hora por ranura (20-25 horas)

C_S= Número de personas en la instalación (4-6 personas)

C_H= Número de horas de trabajo (6-8 horas)

C_N= Número de cuadrillas (1 turno)

De la ecuación (7-3) se calcula para las unidades 1 y 2 un total de aproximadamente 6 días de instalación debido a que se debe reemplazar los devanados de 135 ranuras, mientras que para las unidades 3 y 4 tomaría alrededor de 5 días reemplazando los devanados en 117 ranuras.



REFERENCIAS

- [1] R. Navarro, *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*. 2007.
- [2] V. Barranco, F. Ramón, and J. I. Caballos, "Modelo Dinámico del Generador Síncrono Trifásico Mediante Ecosimpro."
- [3] M.V.Bakshi and U.A.Bakshi, *Electrical Machines III*. 2009.
- [4] Bhattacharya, *Electrical Machinees 3E*. Tata McGraw-Hill Education, 1986.
- [5] I. Fernandez and A. Robles, "Centrales de Generación de Energía Eléctrica," 2012.
- [6] J. F. Mora, *Máquinas Eléctricas*, Sexta. McGraw-Hill Interamericana de España S.L, 2008.
- [7] S. J. Chapman, *Máquinas Eléctricas*, Tercera. McGraw-Hill, 2000.
- [8] J. Cuevas, "Protecciones en Generadores Síncronos," Universidad Veracruzana, 2011.
- [9] T. Schierz, "Pac World Magazine - Generator Protection." OMICRON electronics Deutschland GmbH, Germany, 2013.
- [10] Electric Power Research Institute - EPRI, "Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 3: Electromechanical Equipment," EPRI, 1999.
- [11] I. Suescún, "Regulación de Velocidad," Centrales Hidroeléctricas, 2005.
- [12] D. Romero, "Criterios para la Selección y Aplicación de Cojinetes de Bolas," Universidad Veracruzana, 2003.
- [13] Parson Peebles, "Manual de Operación y Mantenimiento del Generador Síncrono de 5MVA." 1976.
- [14] Brown Boveri - BBC, "Instrucciones de Servicio de Generador Sincrono de 10 MVA - Saucay fase II." Baden-Suiza, 1978.
- [15] Brown Boveri - BBC, "Test Report from Saucay 2 - machines 1&2," Baden-Suiza, 1978.
- [16] IEEE Std PC50.12/D10, "Approved IEEE Draft Standard for Salient-Pole 50 and 60 Hz Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 Mva and Above Revision of ANSI C50.12-1982." IEEE Standars, 2004.
- [17] F. Podio, G. Cavagnolo, and E. M. Cipriano, "Simplified Method for Estimating the Cost of Plant Equipment," 2012.
- [18] B. of L. Stadistics, "Inflation Rates - 100 Years Historical Chart," *Macrotrends*, 2010. .
- [19] Electric Power Research Institute - EPRI, "Hydropower Plant Modernization Guide Volume 1: Hydroplant Modernization," 1989.



CAPÍTULO 8

EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS AUXILIARES

8.1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas auxiliares de una central hidroeléctrica, son todos aquellos equipos que son esenciales para el funcionamiento de la central. Entre las principales funciones que cumplen se encuentra: refrigeración, lubricación, sistema de agua lluvia y drenajes, equipos anti incendios, equipos de aire comprimido, servicios de agua potable y alcantarillado. Además, entre estos también se incluyen los servicios auxiliares eléctricos y mecánicos adicionales a todos los mencionados anteriormente [1].

Todos estos equipos o sistemas son diseñados para que cumplan funciones complementarias o adicionales para el funcionamiento de otros elementos como el generador o turbina, por lo que los mismos están en directa relación con el índice de confiabilidad de la central.

Los servicios auxiliares pueden clasificarse según su grado de seguridad y fiabilidad, pudiendo ser divididos en:

- **Servicios auxiliares esenciales** a todos aquellos equipos que deben estar siempre disponibles, y que al presentarse algún fallo o activación del sistema de protecciones permitan una desconexión segura de la central. Todos estos servicios son esenciales para el funcionamiento de la planta, sin los cuales se podría producir una operación errática, reducción de potencia o eficiencia o riesgos de colapso. Algunos servicios esenciales son: bomba del regulador de velocidad, bomba de alimentación de aceite y bombas de los sistemas de enfriamiento [2].
- **Servicios auxiliares no esenciales** son aquellos que permiten una pérdida de alimentación en un periodo más largo, sin que esto implique la salida de la central [2].

Como una gran parte de los servicios auxiliares consumen energía eléctrica para su funcionamiento, se debe tomar medidas pertinentes para evitar que no exista falta de energía para al menos los servicios esenciales. Por lo tanto, muchas centrales usan esquemas redundantes para evitar la salida de la central por pérdida de alimentación de dichos sistemas.

Estos servicios generalmente pueden clasificarse en sistemas auxiliares mecánicos y sistemas auxiliares eléctricos.

8.1.1 Servicios auxiliares mecánicos

Sistema de aire comprimido. Generalmente existe un sistema de aire comprimido en las centrales hidroeléctricas cuando se requiere un sistema de frenado de los generadores, para la maniobra de los interruptores de la maquina



si son de este tipo o para operaciones de mantenimiento. El aire comprimido para alimentar dicho sistema se almacena en tanques que permitan tomarlo cuando sea necesario. Para grandes centrales hidroeléctricas pueda que exista un gran conjunto de compresores instalados en un cuarto de máquinas auxiliares para generar el aire comprimido [3]. Dicho sistema debe ser confiable, flexible y seguro para su uso.

El sistema de freno se compone de sistemas semi independientes que permitan alimentar de aire a dicho sistema, así como para el uso general en reparaciones o manteniendo [4].

Sistemas de enfriamiento: Los sistemas de enfriamiento son equipos esenciales para el funcionamiento de la central. Se aplican para la refrigeración de los devanados del estator del generador, los cojinetes, transformadores o cualquier equipo que pueda presentar sobrecalentamiento con la operación normal. En muchos casos la refrigeración se hace por medio de circulación abierta de aire, pero en diseños más modernos y compactos se prefiere la refrigeración por medio de aire que circule dentro de un circuito cerrado mediante intercambiadores de calor suministrados con agua [3].

Los requerimientos del sistema de enfriamiento por agua dependen de las características del generador, cojinetes o transformador, además de ser dependientes de la temperatura de agua para suministro.

Generalmente las fuentes de agua para suministro son tomadas de la carcasa espiral para centrales de hasta 75 metros, o mediante bombas se toma el agua del pozo de desfogue de las turbinas para centrales con saltos mayores de 76 metros. Otras fuentes de obtención de agua poco comunes pueden ser del nivel superior de agua de la represa o inclusive del sistema de agua potable o de tratamiento [4].

Sistemas de lubricación: Los sistemas de lubricación generalmente dependen del tipo de instalación de los generadores, esto es si son de eje horizontal o vertical, también depende del tipo de enfriamiento de los mismos. Generalmente los sistemas de lubricación se aplican principalmente a los sistemas de cojinetes, en los cuales se debe disminuir la fricción para evitar pérdidas de energía muy grandes, dicha fricción puede provocar aumentos de temperatura muy grandes que deben ser controlados mediante un sistema de enfriamiento. Estos sistemas necesitan bombas de aceite que generalmente pueden ser accionadas por motores eléctricos de AC o mediante bombas acopladas a la carcasa de la máquina y movidas por el propio eje de la misma [3].

Sistema de aire acondicionado: el sistema de calefacción, ventilación y aire acondicionado (CVAC), es muy similar a los sistemas utilizados en plantas industriales, excepto para cuando existan grandes cargas térmicas. Así, para centrales eléctricas debe existir una buena infraestructura que permita mantenerse ventilada durante todo el tiempo y en condiciones más críticas.

Pueden existir espacios en la casa de máquinas que posean calefacción y refrigeración para mantener temperaturas mínimas y máximas, como por

ejemplo en los cuartos de servidores y equipos de control en donde se debe mantener una temperatura máxima permitida para evitar el recalentamiento de los dispositivos. El aire acondicionado se utiliza también para la comodidad del personal de operación.

Sistema de drenaje y desagüe: para la operación de la central donde exista personal que trabaje en el lugar es necesario disponer de un servicio de tratamiento de aguas residuales y desechos. Si existe un sistema sanitario adyacente a la central perteneciente al municipio correspondiente, dicho sistema de la central se deberá conectar al mismo [3]. En casos donde la central está muy alejada de un sistema sanitario, se debe instalar una planta de tratamiento validada y las descargas de aguas deberán tratarse antes de verterlas en la red, aunque generalmente en las centrales hidroeléctricas los agentes más contaminantes del agua son grasas y aceites.

Sistema de protección contra fuego: el sistema de protección anti incendios incluye un sistema automático para plantas muy grandes o encerradas en lugares pequeños y también sistemas manuales para supresión de fuego. Se debe verificar el estado de los conductos de agua, sistema de control contra humo y sistemas de ventilación así como todas las alarmas correspondientes.

Sistema de grúa: el sistema de grúa y carriles se usan para la construcción y montaje de las unidades de generación cuando es necesario llevar piezas desde su lugar de almacenamiento hacia su operación. Así mismo, el sistema de grúa permite elevar y transportar la carga durante operaciones de mantenimiento o reparación de equipos instalados. El diseño de puentes grúas deben permitir operar una variedad de cargas con un amplio rango de velocidades de levantamiento y desplazamiento. Este debe ser diseñado para transportar la pieza compacta de mayor tonelaje que generalmente es el rotor del estator [3].

Pueden existir algunas partes de la casa de máquinas que están fuera del alcance de la grúa, esto se lo hace para reducir costos, optimizar su diseño, además de restringir su extensión [4].

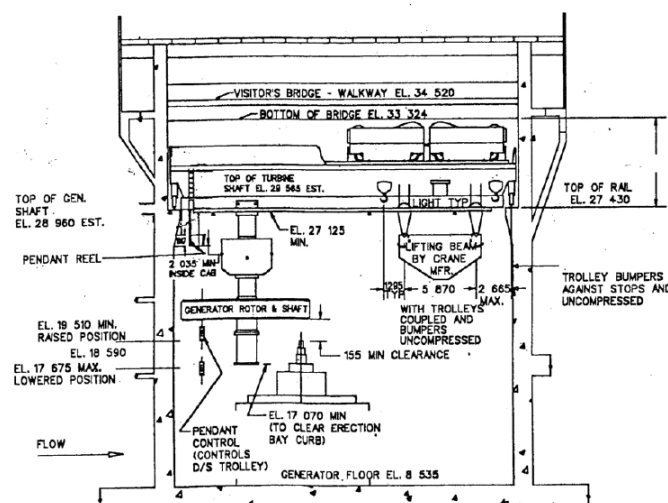


Figura 8.1 Distancias típicas en un sistema de grúa [4].



8.1.2 Sistemas auxiliares eléctricos

Los sistemas auxiliares eléctricos son esenciales para el correcto funcionamiento de una central por lo que estos deben tener una especial consideración en las etapas de diseño de la planta, ya que dichos sistemas inciden directamente en la confiabilidad y flexibilidad de operación de la central.

La clasificación de los sistemas auxiliares eléctricos puede realizarse según sea el tipo de corriente que utilicen, es decir sistemas de corriente alterna y directa. Es importante mencionar que para cualquiera de los dos tipos de sistemas se deben calcular corrientes de cortocircuito para dimensionar correctamente los equipos que utilizará el mismo [5].

La selección de los sistemas auxiliares eléctricos que se utilizarán en una central se fundamenta generalmente en tres aspectos [5]:

- La implementación del sistema debe ser técnicamente razonable.
- La implementación del sistema debe ser adecuado en el aspecto económico.
- El sistema eléctrico a implementarse debe tener una alta confiabilidad debido a su importancia en el funcionamiento de la central.

Básicamente, los sistemas auxiliares y dispositivos eléctricos que se utilizan en una central son:

- Sistemas de corriente alterna.
- Sistemas de corriente directa.
- Elementos de medición, control y protección.

8.1.2.1 Sistemas auxiliares de corriente alterna

Los servicios auxiliares de corriente alterna están relacionados con la alimentación de las cargas de baja tensión de la central o predios cercanos. La instalación eléctrica de baja tensión correspondiente a los servicios auxiliares de la central se alimenta desde un tablero general que está conectado a la barra principal mediante un interruptor automático de comando.

La clasificación de estos sistemas se la realiza según el grado de confiabilidad requerido para la alimentación. Cuando es necesaria una disponibilidad permanente del sistema sin ningún tipo de interrupción se considera un grupo esencial, mientras que por el contrario un grupo es no esencial cuando existe un rango permitido para interrupciones [6].

Dentro de los grupos esenciales se encuentran los sistemas auxiliares de unidad que son fundamentales en el arranque, funcionamiento y parada de las máquinas. Además, están los sistemas auxiliares de la subestación que son necesarios para la operación de la misma. Generalmente, estos sistemas son alimentados través de un transformador de servicios auxiliares [3].

Finalmente, están los sistemas de control de información y procesamiento de señales, cuya alimentación se recomienda realizarla mediante dispositivos almacenadores de energía o UPS (Uninterruptible Power Supply), ya que las señales son susceptibles a las perturbaciones transitorias a veces presentes en la alimentación normal de corriente alterna mediante un transformador [6].

8.1.2.1.1 Transformador de tensión para servicios auxiliares

Este tipo de transformador combina las funciones de los transformadores de potencia y distribución. Por lo general para los servicios auxiliares se utilizan transformadores de corriente alterna con niveles de media tensión en el primario desde la barra principal y en el secundario el nivel de tensión se reduce a 480, 440, 380, 220, 208, 127 o 110 voltios. En la figura 8.2 se muestra una configuración típica para la alimentación de cargas mediante dos transformadores reductores con un interruptor de transferencia en la barra de baja tensión [3].

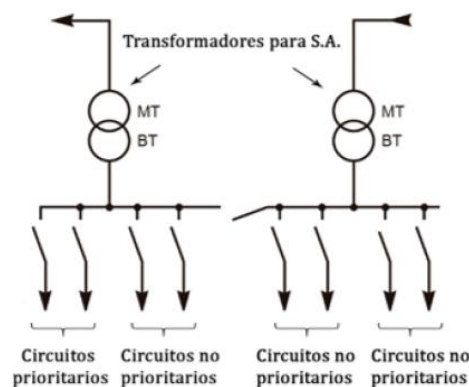


Figura 8.2: Ejemplo de conexión de transformadores para servicios auxiliares [7].

El transformador permite suministrar energía en baja tensión a todas las cargas conectadas en las barras de la central. Por lo tanto, es importante conocer la potencia de todas las cargas y además aplicar un correcto factor de demanda que puede variar según el criterio de diseño de la central pero generalmente se suele utilizar factores de demanda de 0.7. Sin embargo, algunos autores recomiendan emplear valores de 0.4 o 0.5 o aplicar en el diseño distintos factores de demanda según sea la continuidad de operación de las cargas [5].

Es importante mencionar que por lo general la mayoría de centrales hidroeléctricas en operación poseen transformadores de servicios auxiliares que representan aproximadamente un 0.2 % de la capacidad total de la planta y, según sea la potencia de las cargas, se pueden elegir uno o dos transformadores [6].

Sin embargo, para estimar de manera más precisa la potencia nominal necesaria del transformador se debe seguir el siguiente procedimiento [3]:

- Calcular el consumo de todos los equipos conectados al tablero de servicios auxiliares.

- Estimar el factor de demanda en función de las condiciones normales del sistema. (Con valores de 0.4 a 0.7 según sea el criterio de diseño).
- Aplicar un factor de seguridad adecuado para prever futuras cargas.

En cuanto a la conexión del transformador de servicios auxiliares, se tiene que la configuración más utilizada es la de barra simple, en donde el transformador se conecta a las barras propias de la central sin alimentación redundante como se observa en el esquema de la figura 8.3.

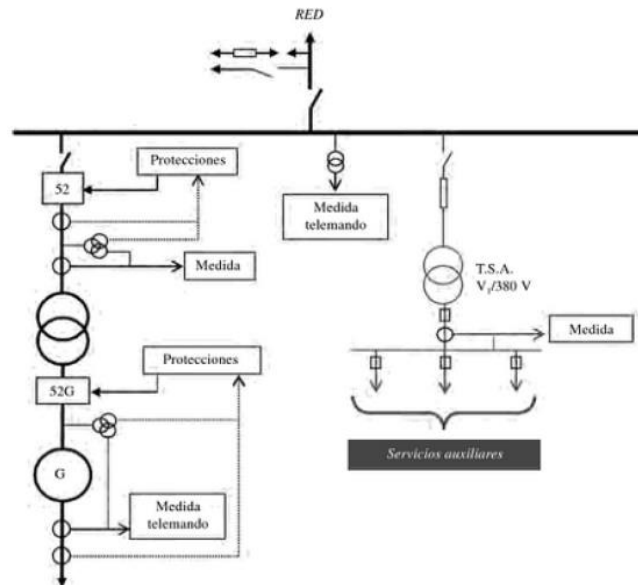


Figura 8.3: Esquema de conexión de barra simple para un transformador de servicios auxiliares [8].

Sin embargo, este tipo de conexión presenta la desventaja de que si el transformador sufre alguna avería o cuando se realiza mantenimiento, no existe otra fuente de alimentación para los servicios auxiliares y por lo tanto, los mismos quedarán sin suministro de energía [3].

Para ello, existen otros tipos de alimentación con redundancia, por ejemplo como la empleada en la central Saucay que utiliza dos transformadores para la alimentación de los servicios auxiliares.

En este tipo de configuración lo que normalmente se hace es separar las cargas en esenciales y normales. En caso de falla simultánea de los transformadores de servicios auxiliares, entraría en funcionamiento el banco de baterías de emergencia para alimentar las cargas esenciales.

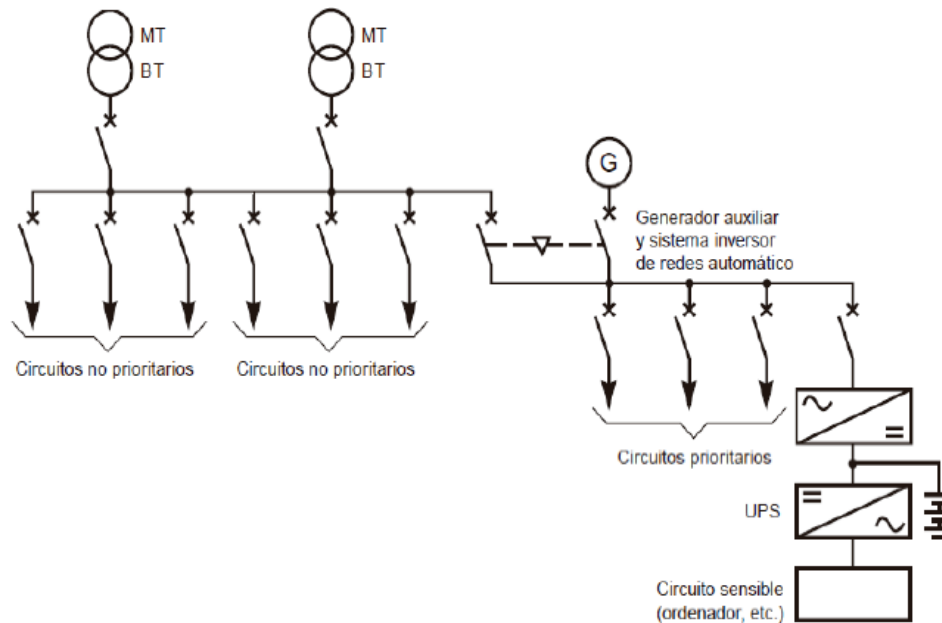


Figura 8.4: Esquema de conexión de doble transformador de servicios auxiliares con banco y cargador de baterías [7].

En la figura 8.4 se observa la configuración con doble transformador con barra partida, banco de baterías y grupo electrógeno. En el caso de la central Saucay, se utiliza un esquema de conexión similar pero sin el grupo electrógeno auxiliar para los circuitos prioritarios.

8.1.2.2 Sistemas auxiliares de corriente continúa

Los sistemas auxiliares de corriente continua son imprescindibles para el funcionamiento de una central, ya que estos constituyen una fuente de alimentación segura para los sistemas de protección, sistemas de medición y control, supervisión, señalización, emergencia, sistemas de información y sistemas de mando a distancia de las instalaciones eléctricas de media tensión [3].

Una fuente de alimentación segura significa que la misma no es susceptible a disturbios o perturbaciones transitorias como en el caso de los transformadores de tensión. En este caso, se utilizan bancos de baterías asociados con un cargador alimentado con corriente alterna que es destinado exclusivamente para este fin. Generalmente, los tipos de baterías que se utilizan son ácidas o alcalinas para uso estacionario.

Es importante mencionar que para la elección de cualquier tipo de batería se debe tener en cuenta las características y regímenes de consumo de corriente continua, considerando siempre un sistema lo más simple y económicamente posible [6].

El cargador de baterías debe tener la suficiente capacidad de abastecer toda la carga de corriente continua de la casa de máquinas. El cargador abastecerá a toda la carga en corriente continua y mantendrá las baterías en condiciones de

carga óptimas. Todas las fuentes de corriente directa deben poseer una alarma visual como mínimo en el frente del equipo para indicar si el mismo se encuentra en condiciones operativas [5]. El régimen de flotación del banco de baterías debe ser capaz de mantener la tensión en bornes de la batería con variaciones menores a $\pm 1 \%$ para oscilaciones de tensión de corriente alterna del cargador de hasta 10% [6].

Generalmente, las tensiones nominales normalizadas de corriente continua empleadas son de 12, 24, 48 y 110 voltios. Estas tensiones nominales se utilizan como referencia para definir el número de elementos alimentados por el banco de baterías y la tensión de flotación del cargador. Usualmente se recomienda la utilización de tensiones superiores a los 48 voltios [6].

El banco de baterías debe dimensionarse para una autonomía mínima de 10 horas sin que el mismo presente alteraciones en su nivel de tensión, lo que significa que en caso de producirse una falla en el cargador de baterías, la carga podrá ser abastecida durante 10 horas [5].

Una consideración importante es el local donde se instalan los bancos de baterías y la elección del mismo depende del tipo de batería empleada. En el caso de las baterías del tipo alcalino o ácido, pueden colocarse en un lugar destinado a otros usos siempre que el sitio tenga una ventilación adecuada.

Por otro lado, si las baterías contienen materiales o gases corrosivos e inflamables en grandes cantidades, se debe emplear un lugar exclusivo para las mismas, aislado de vibraciones, vapores, gases y con buena ventilación [5].

Al igual que en el caso de los sistemas auxiliares de corriente alterna, se debe utilizar un esquema de instalación que permita subdividir los circuitos de cargas prioritarias según las necesidades, para evitar que una falla deje sin alimentación a todo el sistema. En el caso de la central Saucay, para los servicios auxiliares de corriente continua, se posee un circuito que consta de un banco de baterías y un cargador como se representa en la figura 8.5. Este sistema tiene un bajo costo de implementación pero también presenta una baja confiabilidad en el caso de presentarse una falla ya que no posee un respaldo para el suministro de energía [3].

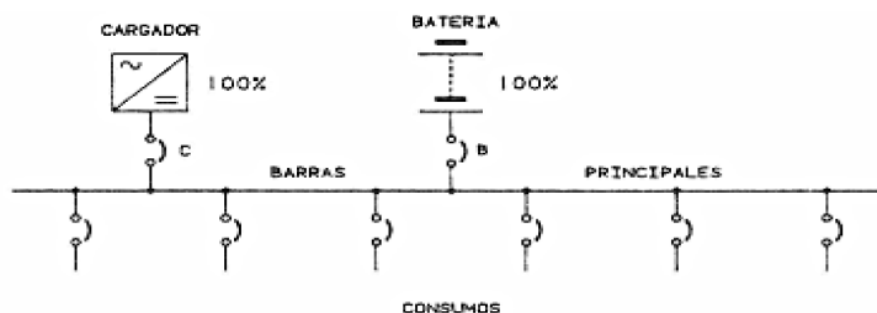


Figura 8.5: Sistema con un banco de baterías y un cargador [9].

En la mayoría de centrales hidroeléctricas, es imposible abastecer el nivel de tensión necesario para alimentar a todos los equipos auxiliares de corriente continua con una o dos baterías, por lo que se emplean bancos de baterías que constan de varias baterías conectadas en serie. En la figura 8.6, se muestran algunas formas de conexión empleadas en un banco de baterías.

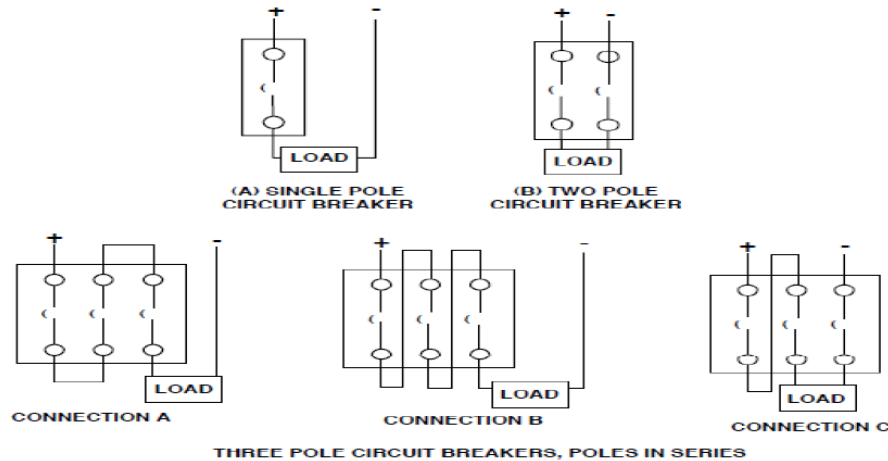


Figura 8.6: Configuraciones de conexión de un banco de baterías [10].

8.1.3 Elementos de medición, control y protección

Los elementos de medición y control en una central hidroeléctrica están asociados principalmente con las secuencias de arranque y parada de las unidades de generación, además del control de generación de potencia activa y reactiva. Para el control de generación de una planta hidroeléctrica se incluyen circuitos lógicos de control, equipos de protección, instrumentación, dispositivos indicadores en los tableros de control, entre otros. Todos estos dispositivos anteriormente mencionados son de mucha utilidad para los operadores, ya que los mismos facilitan el control y supervisión de los equipos principales y auxiliares de la central.

Es importante considerar que los sistemas de control y medición son fundamentales en cualquier central, por lo tanto el diseño de los mismos debe considerar todas las funciones de control posibles de la central, además de considerar el monitoreo de parámetros importantes para el correcto funcionamiento de las máquinas mediante la instalación de dispositivos de medición [4].

En cuanto a los elementos de protección, es importante mencionar que los mismos han tenido un cambio significativo a lo largo del tiempo. Inicialmente se utilizaban relés de protección electromecánicos que con el avance tecnológico y el desarrollo de los microprocesadores quedaron en desuso y fueron remplazados por dispositivos de protección multifunción digitales. Este proceso de cambio de los dispositivos de protección fue también realizado en la central Saucay, proporcionando beneficios adicionales de protección y control que este tipo de dispositivos permiten en relación a sus homólogos electromecánicos.



8.1.3.1 Sistemas de control y medición

Los sistemas de control y medición de una central están directamente relacionados, ya que para el control de los grupos de generación y otros equipos, es necesario monitorear y verificar que ciertos parámetros de funcionamiento como corrientes, tensiones, potencia generada, temperatura, caudal, entre otros, se encuentren dentro de ciertos límites permitidos.

Para ello, es necesario contar con instrumentación adecuada que nos permita la medición y monitoreo de parámetros eléctricos y mecánicos de funcionamiento para prevenir cualquier daño y tomar las medidas de mantenimiento adecuadas en caso de presentarse alguna variable fuera de rango de operación.

En cuanto al control de las unidades de generación, existen varios métodos que se clasifican en control manual, semi automático y automático [4].

El control manual, se realiza con la ayuda de un operador para verificar que los parámetros de inicio de la secuencia de operación sean correctos e iniciar manualmente la sincronización, arranque y parada de los generadores mediante elementos mecánicos o pulsantes instalados para esta función en los tableros de control [4].

Por otro lado, el control semiautomático solo necesita de un operador para el arranque manual de la máquina y luego los dispositivos de control se encargan de las secuencias de sincronización y operación de las unidades de generación. Del mismo modo, para la parada de las máquinas se necesita de una orden de apagado manual realizada por un operador de manera remota [4].

El último método de control es el automático, en el cual se realiza de forma automática todo el proceso de sincronización, carga y operación hasta una cantidad de potencia determinada con una orden de inicio. Sin embargo, luego se pueden realizar operaciones remotas para control de excitación, control de carga o secuencia de parada en caso de ser necesario. Generalmente, el control de la operación se inicia desde el tablero de control pero la sincronización y la carga se realiza desde la sala de control central. El arranque de la unidad de generación puede realizarse mediante un interruptor de control maestro que permite la apertura de la válvula de entrada principal e inicia el funcionamiento de sistemas auxiliares de la unidad. En el segundo paso, se inicia el arranque de la turbina y es llevada hasta la velocidad sin carga y el disyuntor de campo se cierra. En la tercera etapa, se lleva a cabo la puesta en paralelo de las unidades para finalmente llevar a las máquinas al valor de carga establecido [4].

8.1.3.1.1 Equipo a ser controlado

En una central hidroeléctrica básicamente se realiza control sobre los dispositivos de generación como turbina, regulador de velocidad, sistemas de lubricación e interruptores. Además, se ejerce control sobre dispositivos auxiliares pero fundamentales para el funcionamiento de los grupos de generación como válvulas de entrada, válvulas de admisión y en ciertos casos en donde existe represa, las compuertas del aliviadero.

El control del regulador de velocidad es fundamental para la generación de una planta hidroeléctrica, ya que el mismo es el encargado de regular la admisión de flujo de agua para el funcionamiento de las turbinas. Adicionalmente, el sistema de lubricación cumple un papel fundamental en la operación de la turbina, ya que este sistema establece una película lubricante en los cojinetes durante el arranque y a lo largo de la operación del equipo.

El control de tensión y excitación de los generadores es fundamental, ya que deben cumplirse ciertos parámetros según regulaciones establecidas y la demanda de potencia requerida.

8.1.3.1.2 Tableros de control

Para el control de una central, generalmente se agrupan todos los parámetros que intervienen en el funcionamiento, protección y producción de energía en un cuarto de control en donde existen tableros destinados al control y monitoreo de los parámetros de funcionamiento de los equipos.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, es recomendable agrupar y disponer de paneles de control para el sistema hidráulico, un panel destinado al monitoreo y accionamiento de los grupos de generación, un panel de protecciones eléctricas y un panel para los equipos de la subestación eléctrica.

En la figura 8.7, se muestra un esquema de distribución adecuado para la sala de control de una central hidroeléctrica. Es de extrema importancia que todos los tableros de control dispongan de pulsantes que permitan comprobar el funcionamiento de las luces indicadoras. Así mismo, se debe disponer de circuitos de comprobación para los interruptores [6].

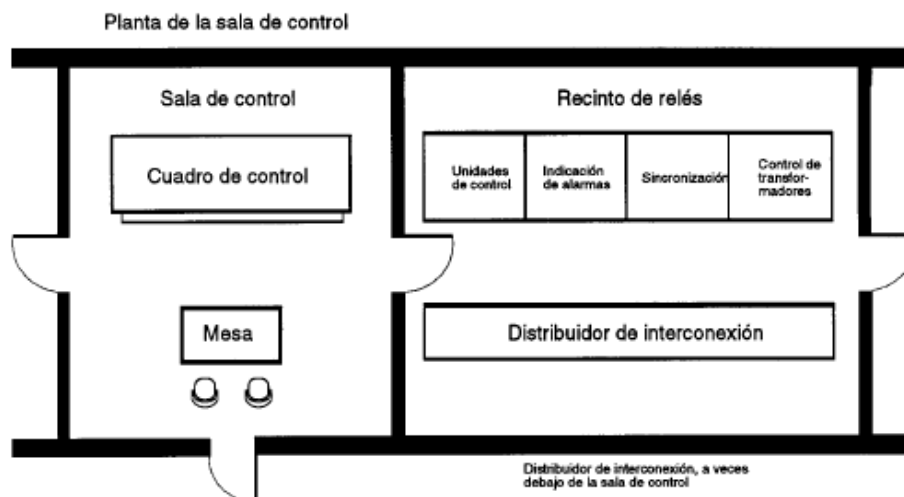


Figura 8.7: Distribución de elementos adecuada para una sala de control de una central hidroeléctrica [6].

Es recomendable que en cada tablero de control exista un esquema de la parte eléctrica que represente los elementos por los que el sistema está conformado, además de una serie de dispositivos de monitoreo y alarmas que ayudan al



control de los equipos. En el caso de las estaciones que poseen control local, existen tableros de distribución pequeños situados junto a los equipos que estos comandan, como por ejemplo en el caso de la central Saucay se utiliza este control para las válvulas de admisión de los grupos de generación.

8.1.3.1.3 Sistemas de control centralizado

Los controles centralizados se dividen básicamente en dos tipos de sistemas [6]:

- Sistema de control directo.
- Sistema de control indirecto.

En el caso de los sistemas de control directo, las tensiones de control y operación son las mismas y por lo general este tipo de control se utiliza para instalaciones pequeñas. En el caso de instalaciones grandes, se emplea control por relés.

Indistintamente del sistema de control utilizado, es muy importante contar con un sistema de supervisión y alarmas adecuadas que produzcan señales fácilmente identificables que indiquen a los operadores los cambios que se produzcan en el sistema. En el caso de que los cambios sean normales, el operador puede monitorear que las variables se encuentren dentro de un rango establecido de operación, pero en el caso de una anomalía debido a una falla, el sistema de alarmas debe indicar al operador este inconveniente para una rápida actuación [6].

8.1.3.1.4 Sistemas de control mediante computador

En la actualidad, la mayoría de centrales eléctricas disponen de sistemas automatizados de control mediante computadores, lo que representa una gran ventaja en relación a los sistemas mecánicos accionados manualmente.

Los sistemas computarizados permiten un accionamiento y control más preciso de los equipos debido a la propia complejidad que representa el control de generación y su cambio constante. Además, la rápida actuación de los sistemas computarizados ante cualquier eventualidad o falla que se presente en el sistema previene que se ocasionen daños severos en los equipos de la central. Finalmente, el manejo computarizado de una central permite mediante el sistema SCADA, llevar estadísticas y datos de funcionamiento y fallas ocurridas en la central para diseñar planes de mantenimiento adecuados y mejorar la producción de la central.

La utilización de computadores y sistemas SCADA en una central ayudan en gran medida al control en tiempo real y adquisición de datos a lo largo de todo el proceso de producción de energía. Además, de que dichos datos estén disponibles para cuando los operadores lo requieran sin necesidad de intervenir en el proceso de producción de energía [6].

8.1.3.2 Sistemas de protección

Durante la vida útil de operación continua de una central eléctrica, se pueden presentar fallas en el sistema de potencia: unidades de generación, transformadores de potencia, subestación o líneas de transmisión. Estas fallas afectan la confiabilidad de la energía producida, además de que si no son detectadas y aisladas de la red pueden causar daños graves a equipos cercanos a la falla.

Estas situaciones de operación anormal pueden incluir perturbaciones como cortocircuitos (fallas), sobretensiones/subtensiones, desequilibrios de corrientes/tensiones, variación de frecuencia del sistema, armónicos, aumentos de temperaturas y pueden estar causados por fenómenos atmosféricos, maniobras, fallos de aislamiento, equipo electrónico defectuoso o cambios en la red eléctrica cercana [11].

Por tal motivo para proteger al sistema de estas perturbaciones, se diseñan sistemas de protección que permitan interrumpir corrientes nominales y de falla. Así el sistema debe reconocer condiciones de operación anormales y operar de manera segura para remover la mínima porción de red fallada y mantener el sistema de potencia estable.

Un sistema de protección consta de un relé o grupos de relés que evalúan una serie de parámetros eléctricos de la instalación o equipo mediante transductores (TC's y TP's) y determinan si existe una operación anormal del mismo para enviar una señal de disparo al equipo de maniobra (interruptores) para aislar la zona fallada. Un gran factor en la efectividad de operación de las protecciones de una central es la capacidad de comunicación que poseen los relés de protección.

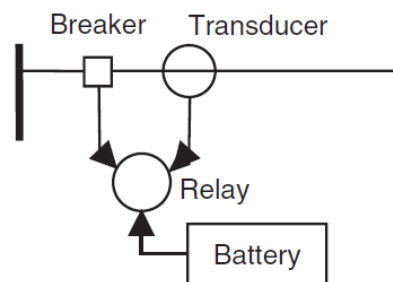


Figura 8.8 elementos de un sistema de protección [12].

En la figura 8.8 se representa los elementos más importantes en un sistema de protección, estos son transductores, relés, baterías e interruptores. Los transductores son los encargados de transformar las magnitudes eléctricas para adecuarlas a las necesidades del relé, el cual es el elemento lógico encargado de enviar las señales de apertura y cierre a los interruptores. El interruptor es el elemento de potencia encargado de realizar las maniobras y finalmente este sistema está alimentado mediante un sistema de corriente continua que proviene del conjunto de baterías de la central.

El objetivo fundamental de un sistema de protección es despejar una falla que se presente, dejando sin energía la menor sección posible de la red y debe hacerlo de manera rápida para evitar daños a equipos o causar inestabilidad. Por lo dicho anteriormente este sistema debe cumplir cinco requisitos básicos [13].

- **Confiabilidad:** la protección debe asegurar que actuara de manera correcta.
- **Selectividad:** debe existir la máxima continuidad de servicio con la menor desconexión de red posible.
- **Velocidad de operación:** las duraciones de las fallas deben ser las mínimas.
- **Simplicidad:** la mínima cantidad equipo de protección y auxiliares necesarios para alcanzar los mismos objetivos de protección.
- **Economía:** la máxima protección al mínimo costo.

La aplicación de relés en el sistema de potencia se basa en el concepto de dividir la red en zonas de protección que puedan ser protegidas por equipos específicos para dichas zonas. Pueden existir seis zonas de protección: generador/transformador, transformador, barras, líneas de trasmisión/distribución, equipo de carga (motores, cargas estáticas) y finalmente bancos de capacitores. Dichas zonas se muestran en la figura 8.9.

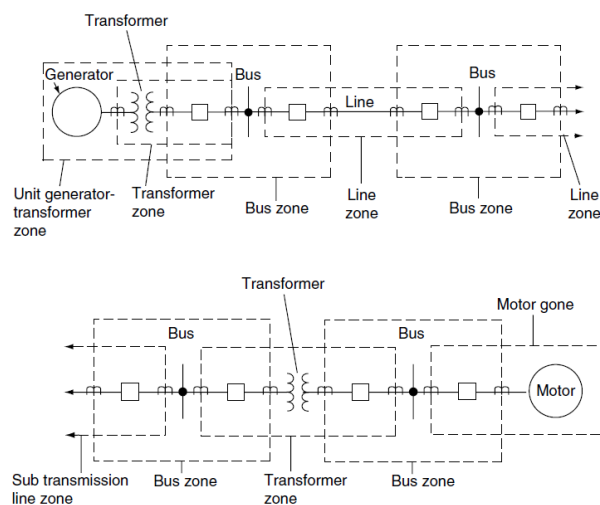


Figura 8.9: típicas zonas de protección primaria [13].

De la división de la red por zonas se genera el concepto de protección primaria y remota.

La protección primaria es aquella que se diseña para que opere a la mayor velocidad y coordinada con las características del sistema para remover la menor cantidad posible de equipo en servicio. En cambio, la protección remota es aquella que generalmente funciona a un tiempo más lento que la protección primaria y es independiente de ella, además remueve una mayor parte del sistema para cubrir los posibles fallos de la protección primaria. Esta puede ser instalada localmente en la misma subestación o remotamente.



El gran avance que han tenido los sistemas de protección se debe principalmente al desarrollo de los relés electrónicos digitales como reemplazo de los relés electromecánicos antiguos, los cuales actualmente pueden contener un sinnúmero de funciones de protección en un equipo muy compacto. Además, pueden cumplir otras funciones adicionales de control y medición. Así, la aparición de relés digitales está basada en tecnología de microprocesadores y aprovechan el desarrollo de la tecnología de comunicación por fibra óptica.

Actualmente los elementos de un sistema de protección son nombrados mediante números y no por sus nombres o funciones. Generalmente es de práctica común que los equipos se identifiquen mediante el estándar ANSI/IEEE que asigna un número según la función o elemento que se trate. Además a estos números les acompaña letras como sufijo para agregar información adicional de aplicación, uso o cualidades.

En la tabla 8.1 se enlista las funciones de protección que puede tener un relé digital moderno junto con su numeración respectiva según ANSI/IEEE.

ANSI/IEEE	Descripción
87G	Protección diferencial del generador.
87TP	Protección diferencial del bloque.
87N TP	Protección de falla a tierra restringida de transformador.
64 G	Protección de falla a tierra del estator 100 %.
64 R	Protección de falla a tierra del rotor.
64 B	Protección de falla a tierra de barras.
63 B	Relé Bulchholz de transformador.
21 TP	Protección de distancia (respaldo).
51 V	Protección de sobreintensidad restringida por tensión (respaldo).
32	Protección direccional de potencia.
40	Protección contra pérdida de excitación.
46	Protección contra secuencia inversa de corrientes.
47	Protección contra secuencia inversa de tensiones.
49	Protección de sobrecarga térmica del generador.
50/51	Protección de sobreintensidad de fase.
50N	Protección de sobreintensidad de neutro.
27	Protección de mínima tensión.
59	Protección de sobretensión de fase.
60	Protección de supervisión de transformadores de tensión.
78	Protección contra pérdida de sincronismo.
24	Protección de sobreexcitación.
67	Protección direccional de sobreintensidad.
81	Protección de frecuencia.
86	Relé de disparo.
50/27	Protección contra energización accidental.
52	Interruptor.
50BF	Protección de fallo de interruptor.

Tabla 8.1 Numeración de funciones de protección según ANSI/IEEE [14].



8.2 AVANCES TECNOLÓGICOS DE LOS SISTEMAS AUXILIARES

8.2.1 Sistemas mecánicos auxiliares

Los avances en la tecnología de sistemas mecánicos se han dado principalmente para reducir el impacto ambiental de la planta, para incrementar la salida y eficiencia de la misma debido a modernización de otros equipos o para reducir costos de operación y mantenimiento del sistema. Muchos de los avances que se presentan a continuación han sido impulsados por el desarrollo basado en computadora.

Las nuevas tecnologías en sistemas de lubricación incluyen los usos de almohadillas de cojinetes hechas de teflón, además de la inclusión de aceite lubricante cuyos efectos en el medioambiente cuando son desechados son menores.

Para cualquier tipo de sistema que utiliza motores eléctricos como sistemas de compresores, bombas o motores en general, se ha logrado un aumento de eficiencia y disminución de tamaño para las mismas prestaciones. Así mismo se ha mejorado los sistemas de control por medio de PLC que proveen una mejor flexibilidad.

Para sistemas de enfriamiento de cojinetes y reguladores de velocidad se ha mejorado en gran medida la eficiencia de las bombas de aceite y agua así como los sistemas de intercambio de calor con materiales de mejor conducción térmica.

Los avances en sistemas CVAC han mejorado mediante control digital directo el cual ofrece posibilidades como control más preciso, auto calibración, monitoreo fuera de sitio y arreglo de problemas.

8.2.2 Sistema de alimentación AC

El sistema de alimentación AC es muy importante para la operación de la central por lo que ha habido avances tecnológicos para mejorar su eficiencia, flexibilidad y prestaciones. Entre la nueva tecnología incluye monitoreo del equipo a través de instalación de sensores de voltaje, corriente y temperatura, además de mejora en los sistemas de protección, maniobra, indicación y control de forma remota.

Si es necesario regular el voltaje que llega a las cargas de AC, se puede añadir un regulador de tensión para disminuir el rango de oscilación del voltaje secundario entre periodos de baja y alta demanda [1].

Para la protección de equipos vitales como los transformadores de servicios auxiliares, se puede colocar resistencias de tierra para disminuir las corrientes de falla a tierra que suelen ser las más comunes. Además se puede incluir la instalación de pararrayos de nueva tecnología como reemplazo de antiguos.

De la misma manera se han presentado avances como el uso de transformadores secos para reemplazo de transformadores en aceite para alimentación de



servicios auxiliares en AC, el uso de transformadores secos disminuye el riesgo de incendio y ambientales que trae consigo el uso de aceite dieléctrico [1].

Si es necesario la instalación de grupos de electrógenos de emergencia para alimentar servicios auxiliares, se puede optar por la instalación de generadores que permitan un control de inyección electrónica por medio de PLC [4].

8.2.3 Sistema de alimentación DC

Los avances tecnológicos en los sistemas de corriente continua están relacionados principalmente con las baterías y sus dispositivos de carga que ahora incluyen elementos de protección selectiva para los circuitos de control del cargador. En general, con el tiempo se han mejorado aspectos de seguridad, confiabilidad y operación de los sistemas de corriente continua.

Actualmente, se poseen cargadores de baterías que poseen diodos de bloqueo para evitar descargas de las baterías por posibles cortocircuitos internos. Además, se ha mejorado mucho en los elementos de protección contra cargas de corriente continua excesiva que puedan dañar la batería. Se utilizan también fusibles para evitar daños graves del sistema en caso de cortocircuito y se han implementado también sistemas de alarmas para cuando la tensión del banco de baterías es insuficiente [1].

En el caso de las baterías, se han desarrollado avances relacionados principalmente con la capacidad de carga, prolongación de su vida útil y reducción de materiales contaminantes de la misma. Las baterías modernas requieren menos mantenimiento ya que utilizan celdas individuales que reducen la necesidad y tiempo para el monitoreo y seguimiento del estado de la misma.

Las baterías de níquel y cadmio son las más comúnmente utilizadas. Sin embargo, estas pierden su capacidad de carga y su vida útil se reduce con cada recarga. Además, el nivel de tensión de las mismas tiende a reducir abruptamente después de un período de tiempo de utilización. Por ello, en la actualidad se prefiere la utilización de baterías de litio que consiguen un almacenamiento de energía muy superior y una vida útil más prolongada. Sin embargo, estas baterías se han desarrollado mucho pero mantienen un elevado costo [15].

Existen también actualmente baterías libres de mantenimiento que utilizan tecnología plomo-calcio-plata que poseen una potencia de arranque superior que las baterías comúnmente utilizadas. Esto se debe a que estas baterías han sido desarrolladas con placas más finas y fuertes que permiten su instalación en mayor número y se eliminan cámaras para los sedimentos producidos en las baterías. Además, este tipo de batería solo presenta reducción en su valor de tensión nominal cuando ya se acerca al final de su vida útil que es aproximadamente 3 veces mayor que la de las baterías convencionales [15].



8.2.4 Sistemas de control y medición

Los sistemas de control modernos emplean la lógica del ordenador. El tablero de control de unidad (UCB) es cableada a todos los equipos para ser controlados y se utiliza para el control local. La UCB está conectada a la sala de control o también como control central fuera del sitio por multiplexación.

Inicialmente en los años 80, el control de las unidades de generación de las centrales hidroeléctricas se lo realizaba mediante un tablero para el control de cada unidad. Inicialmente, se colocaba en los tableros de mando, tarjetas de control que accionaban un sistema basado en lógica de relés y accionamientos mecánicos para realizar el inicio manual y parada de los generadores, además de otras operaciones de control. Todos los transductores necesarios para operar las unidades se programaban en función de la tarjeta de control de la unidad. Además, en aquella época la adquisición de datos se lo realizaba manualmente con la ayuda de un operador.

En la actualidad, los sistemas modernos permiten un control mucho más preciso y rentable de las unidades generadoras, además de la posibilidad de adquisición de datos automatizada mediante sistema SCADA con la inclusión de los dispositivos lógicos programable (PLC) para la operación y control de los equipos de las centrales eléctricas. Además, estos dispositivos permiten el control computarizado mediante sistemas con pantallas de visualización de gráficos que permiten realizar las actividades de operación y control de manera más eficiente y amigable para los operadores. Otra ventaja de los sistemas SCADA es la adquisición de datos para su almacenamiento y fácil visualización cuando sea necesario [4].

Los sistemas controlados mediante PLC son menos costosos mientras que al mismo tiempo proporcionan una mayor funcionalidad, ya que los mismos son capaces de soportar y manejar una amplia gama de dispositivos y redes de datos como Ethernet, profibus, device net, etc [16].

Se debe considerar que antes la comunicación entre PLC's era difícil si los mismos no eran del mismo proveedor o fabricante. Sin embargo, en la actualidad el protocolo de comunicación IEC 61850 permite la integración y estandarización internacional para la conexión y comunicación de equipos a partir de dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) para efectuar diversas labores de control, supervisión, protección y automatización de procesos [17].

La mayoría de centrales hidroeléctricas en la actualidad utilizan sistemas de control combinados. Es decir, se utiliza el control computarizado mediante PLC y control SCADA, pero se dispone también de aparatos de mando manuales que permiten a los operadores la realización de acciones de emergencia manuales para casos eventuales como fallas en el sistema [17].

El funcionamiento y puesta en marcha de las unidades generadoras en forma automática, se lo realiza mediante señales de entrada de dispositivos electrónicos que controlan el accionamiento de los equipos principales como la turbina o el generador y otros sistemas adicionales como el regulador de



velocidad, tensión y sistema de excitación. Las señales de entrada se obtienen de los interruptores de control y la combinación correcta de señales de presión, posición, temperatura, caudal y otras, proporcionarán la señal de salida necesaria para el accionamiento o parada de los generadores.

Además, los sistemas modernos disponen de señales de alerta que impiden el arranque de la unidad si existe alguna anomalía o si el generador está en funcionamiento, se proporciona una alarma que indica que existe alguna falla en el sistema. Para múltiples unidades, cada una puede estar equipada con tableros de control situados cerca de cada una de ellas y con un panel de control centralizado ubicado en la sala de control. En las unidades modernas, el tablero de control es diseñado para cumplir las siguientes funciones [17]:

- Recepción de información y monitoreo.
- Control de arranque y parada de las unidades de generación.
- Visualización de alarmas para condiciones anormales de funcionamiento.
- Muestreo de señales de medición e instrumentación.
- Accionamientos para la sincronización y conexión manual de los generadores al sistema.
- Control de potencia.
- Paradas de emergencia.

El tablero de control de las unidades se comunica con cada equipo asociado mediante conductores rígidos.

Por otro lado, la información para la adquisición de datos y control se puede proporcionar mediante cuatro tipos de señales diferentes [17]:

- Entradas analógicas para la transmisión de señales variables de temperatura, presión, caudal, vibración, entre otros.
- Entradas digitales (normalmente se conectan con interruptores) para proporcionar el estado o los valores digitalizados de las cantidades variables a los equipos asociados.
- Salidas digitales para enviar señales de orden al interior y exterior del PLC asociado al control del equipo.
- Salidas analógicas para transmisión de señales variables del PLC de control a equipos tales como reguladores de velocidad y tensión.

8.2.5 Sistemas de protección

La tecnología de los sistemas de protección ha cambiado significativamente durante la última década. Los primeros sistemas de protección eran del tipo electromecánico mediante tecnología de discos de inducción donde cada función de protección era formada por un solo relé, por lo que, para proveer de un sistema de protecciones a una central era necesario instalar numerosos relés en un solo tablero. Esta tecnología tenía la desventaja de ocupar mucho espacio y muchas veces el conexionado era muy complejo, además de que con el tiempo las características o ajustes del relé podía desviarse ligeramente de los originales [4].

En la década de 1980 a 1990 fueron introducidos los relés estáticos de estado sólido, los cuales dejaron atrás el sistema de disco de inducción por un sistema basado en electrónica analógica. Los sistemas de estado sólido ocupaban un espacio mucho más pequeño que los relés electromecánicos, además aumentaban la fiabilidad del sistema dado que no contiene piezas móviles. De la misma manera proporcionaban funciones más avanzadas y menores requisitos en cuanto a fuente de alimentación y disipación de calor [18].

Finalmente en la última década, gracias al desarrollo de sistemas computarizados, se introdujeron modelos de protección formado por relés de tipo digital. Estos tipos de relés están basados en tecnología de microprocesador donde en su interior se pueden programar todas las funciones de protección requeridas, por lo que solo es necesario un solo relé para la protección total de los equipos. Esta tecnología permite obtener muchas más ventajas que los sistemas electrónicos tales como [16]:

- Ocupan mucho menor espacio.
- El conexionado es más simple.
- Auto diagnóstico de estado para alarmar sobre fallas internas del relé.
- Múltiples funciones de protección en un solo relé.
- Auto calibración por software.
- Ajustes programables.
- Inclusión de funciones de comunicación entre relés o para adición al sistema SCADA.
- Almacenamiento de datos.
- Carga baja para los TC y TP.

Aunque los relés microprocesados presentan muchas ventajas también presentan desventajas, como por ejemplo, a diferencia de los relés electromecánicos que usaban la corriente o tensión de los propios TC's y TP's para operar, los relés digitales requieren una fuente de poder externa como un banco de baterías.

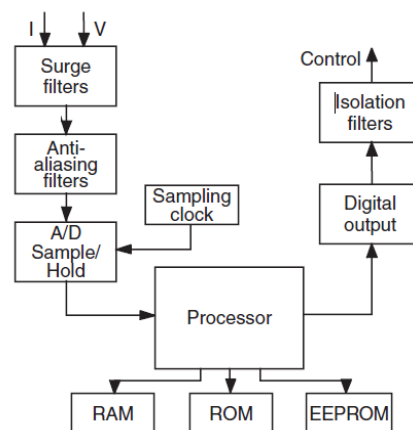


Figura 8.10 Diagrama de bloques de un relé digital [12].

8.3 VALORACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LOS SISTEMAS AUXILIARES

Debido a la gran cantidad de sistemas auxiliares que se encuentran en una central hidroeléctrica, desde esta sección en adelante solamente se analizarán aquellos sistemas que pueden afectar la eficiencia o disponibilidad de los grupos de generación. Específicamente en la central Saucay, se analizarán los sistemas de lubricación de cojinetes, válvulas de ingreso a la turbina, sistema de baterías y cargador, transformadores de servicios auxiliares y sistemas de protección y control.

8.3.1 Sistema de lubricación de los cojinetes

El sistema de lubricación de los cojinetes de las unidades de generación utiliza bombas para la circulación de aceite lubricante a través de los dos cojinetes de cada unidad. Las bombas de aceite se accionan mediante motores eléctricos de corriente alterna y corriente continua cuyas características se muestran en la tabla 8.2.

BOMBAS DE CIRCULACIÓN DE ACEITE LUBRICANTE DE COJINETES		
Motor de corriente alterna		
Fabricante	GEC Machines	
Potencia nominal	0.75	kW
Tensión nominal	208	V
Corriente nominal	3.8	A
Velocidad	1130	rpm
Tipo	Motor de inducción con conexión estrella	
Motor de corriente continua		
Fabricante	GEC Machines	
Potencia nominal	0.75	kW
Tensión nominal	110	V
Corriente nominal	9	A

Tabla 8.2 Datos técnicos de bombas de lubricación de los cojinetes de las unidades de generación (Elaboración propia)

El motor principal para mover a la bomba de aceite es el de corriente alterna mientras que el motor de corriente continua está inactivo y entrará en funcionamiento cuando el motor AC no funcione.

El sistema está provisto por una fuente de aceite lubricante que tiene una capacidad de 60 galones imperiales para la lubricación de los cojinetes de las unidades 1 y 2. En la figura 8.11 se muestra el sistema de bombas de aceite de estas unidades.



Figura 8.11: Bombas de lubricación unidades de generación 1 y 2 (Imagen tomada en el sitio)

El sistema de lubricación de las unidades 3 y 4 se ubica bajo el piso de la casa de máquinas de Saucay junto a cada generador, donde se encuentra una bomba que permite la circulación de aceite de alrededor de 10 litros por minuto para los cojinetes del generador y otra de 30 litros por minuto para los cojinetes de la turbina.

El aceite lubricante circula directamente desde las bombas hacia los cojinetes mediante un conjunto de tuberías metálicas como se observa en la figura 8.12.



Figura 8.12: Sistema de tuberías de lubricación de los cojinetes de las unidades 3 y 4 (Imagen tomada en el sitio)

8.3.2 Válvulas de ingreso a la turbina

El suministro de agua que ingresa a las turbinas a través de las tuberías de presión está controlado mediante válvulas esféricas para cada unidad. Para las unidades 1 y 2, el control de las válvulas se lo realiza mediante un sistema hidráulico donde las bombas de aceite son de 4 kW, alimentadas mediante corriente alterna a 208 V, y consumen una corriente de 15.8 A cada una.

Las válvulas tienen un torque de cierre manual de 50 mkp (meter kilopond) y un torque de apertura manual de 40 mkp. En la figura 8.13 se muestra la válvula de ingreso de la unidad 1 de la central Saucay.



Figura 8.13: Válvula de ingreso de la turbina 1 (Imagen tomada en el sitio)

Para las unidades 3 y 4 se cuentan con válvulas esféricas instaladas dentro de un pozo junto a las unidades de generación. Estas son unidades de control hidráulico que no constan de control manual a diferencia de las unidades 1 y 2.

En la figura 8.14 se observa la válvula esférica de ingreso correspondiente a la unidad de generación 3.



Figura 8.14: Válvula esférica de ingreso de la turbina 3 (Imagen tomada en el sitio)

8.3.3 Transformadores de servicios auxiliares

El suministro de energía para todos los sistemas auxiliares de la central proviene de dos transformadores trifásicos conectados directamente a la salida de los generadores. Estos disminuyen el nivel de tensión de 4.16 kV a 208 V.

Estos transformadores alimentan a los diferentes servicios auxiliares en corriente alterna incluyendo al cargador de baterías el cual transforma tensión alterna en

continua que se emplea para la alimentación del banco de baterías y otros servicios en corriente continua.



Figura 8.15: Transformadores de servicios auxiliares (Imagen tomada en el sitio)

La configuración de la conexión de los transformadores se realizó para que se abastezca de energía separadamente dependiendo de las unidades en funcionamiento. Como se muestra en el diagrama unifilar de conexión de los transformadores de servicios auxiliares (anexo 3), el transformador 1 está conectado a la barra de 4.16 kV de las unidades de generación 1 y 2, mientras que el transformador 2 está conectado a la salida de los generadores 3 y 4 de manera independiente, por lo que existe un interruptor de transferencia que conectará el transformador correspondiente según la unidad que se encuentre en funcionamiento.

En la tabla 8.3, se muestran las características técnicas de los transformadores de servicios auxiliares:

Transformadores de servicios auxiliares		
Capacidad	100	kVA
Tensión lado de alta	4160	V
Tensión lado de baja	208	V
Corriente lado de alta	13,87	A
Corriente lado de baja	277,6	A
Frecuencia	60	Hz
Fases	3	
% tensión de impedancia	4.44	%
Tipo de conexión	Dy11	
Año de fabricación	1975	
Elev. de temp. de devanado	65	°C
Elev. de temp. de líquido aislante	55	°C
Tipo de enfriamiento	ONAN	
Fabricante	Parson Peebles	

Tabla 8.3: Datos técnicos de los transformadores de servicios auxiliares (Elaboración propia)

8.3.4 Banco de baterías y cargador

El sistema de alimentación a corriente continua de la central Saucay está constituida por un banco de baterías las cuales se abastecen de energía mediante un cargador conectado a la salida de los transformadores de servicios auxiliares. Se debe tomar en consideración que existió un cambio de banco de baterías en el año 2009, donde se modificó la configuración original y el tipo de baterías utilizadas.

El banco de baterías consta de un arreglo de 55 baterías de 2 V conectadas en serie lo que da un total de 110 V de corriente directa, como se muestra en el esquema del anexo 4.

Las baterías son del tipo plomo ácido con tecnología de gel la cual permite una reducción importante en el mantenimiento pues no necesita adición de agua. Además, este tipo de baterías utilizan menos espacio que las baterías de plomo ácido convencionales y poseen un alto desempeño para altas corrientes de descarga [19].

El cargador de baterías consiste en un equipo rectificador de silicio el cual alimenta al banco de baterías y de la misma forma a todos los sistemas de corriente continua esenciales para el funcionamiento de la central como por ejemplo el arranque de los generadores, luces de emergencia, sistemas de control y protección, reguladores y excitación.

En la tabla 8.4 se muestra los datos técnicos de los elementos que componen el sistema de corriente continua de la central.

BATERÍAS		
Fabricante	Lorica	
Capacidad nominal	250 Ah	Ah
Tensión nominal	2 V	V
Tiempo de duración	10 h	h
Temperatura de operación	25	°C
Año de fabricación	2008	
Año de instalación	2009	
CARGADOR DE BATERÍAS		
Fabricante	The Furukawa battery Co.Ltda	
Tipo	CRLA 150 - 20 SI 1 (Rectificador de silicio)	
Lado AC	220	V
	21	A
Lado DC	80 - 150	V
	4 - 20	A
	119.9 - 126.5	V
	0 - 20	A
Año de fabricación	1980	

Tabla 8.4: Datos técnicos del sistema de corriente continua (Elaboración propia)



8.3.5 Sistemas de protección y control

Actualmente, el sistema de protecciones de la central Saucay cuenta con dispositivos de protección digitales o IED's, los cuales remplazaron a los relés electromecánicos utilizados originalmente hasta el año 2011. Los IED's se instalaron conjuntamente con un sistema de control SCADA que fue implementado por TELVENT.

La protección de cada generador la realiza un relé digital del fabricante ABB modelo REG 670, mientras que la protección de los tres transformadores de potencia se realiza mediante un relé digital ABB RET 670.

El IED REG 670, provee protección y monitoreo para generadores con excelente desempeño, flexibilidad y adaptabilidad. Este dispositivo consta de 24 entradas analógicas para la integración de protección principal y de respaldo en una sola unidad por lo que permite reducir el conexionado y espacio disponible para la instalación del IED [20].

Por otro lado, el relé digital RET 670, provee protección pre configurada y permite una configuración según sea las necesidades del usuario para cualquier tipo de transformador o aplicación con reactores shunt. Este equipo está diseñado para operar en un amplio rango de frecuencia que puede ocurrir durante disturbios y arranques o paradas del generador [21].

La instalación de estos equipos nos permite utilizar una amplia gama de protocolos de comunicación que son esenciales para el funcionamiento de un sistema SCADA. Además, estos equipos consumen muy poca potencia por lo que no representan una carga significativa en especial para los TC's.

Las funciones programadas actualmente para la protección de los generadores son las siguientes:

- Protección diferencial del generador (87G).
- Protección de campo (40).
- Protección de corriente para inversión o equilibrio de fases (46).
- Protección direccional de potencia (32).
- Protección de sobrecorriente (50 / 51).
- Protección térmica (49).
- Protección de frecuencia. (81).
- Protección de máxima tensión (59).
- Protección de protección contra fallas del disyuntor (50BF).
- Relé de sobre voltaje residual (59 NG).
- Interruptor para interconexión de barras. (24).
- Protección de mínima tensión instantánea. (50/27).

Del mismo modo, se implementaron protecciones para los transformadores de potencia los cuales sirven a la vez para la protección de la línea de transmisión de la central. La protección de las líneas que conectan a las subestaciones 04 y 07 las realiza los IED's de los transformadores de las unidades 3 y 4 respectivamente. Las funciones programadas son:



- Protección diferencial del transformador (87T).
- Protección de sobrecorriente (50 / 51).
- Protección de sobrecorriente de secuencia cero. (50 / 51N).
- Protección de sobrecorriente de la línea de transmisión (50 / 51SE).
- Protección de sobrecorriente de secuencia cero de la línea de transmisión (50 / 51 NSE).

En el anexo 5, se incluye un diagrama unifilar de las protecciones de la central Saucay.

Como parte de la instalación del sistema SCADA, se instalaron un conjunto de sensores adicionales a los originalmente instalados. Estos sensores permiten mejorar el monitoreo de las condiciones de operación de las unidades.

A continuación se mencionan algunos sensores instalados en la central:

- Sensor de velocidad en el eje.
- Flujómetros en las tuberías de agua de los cojinetes.
- Sensor de vibraciones en la turbina y generador.
- Sensor de presión de aceite en el regulador de velocidad.
- Presión del regulador de velocidad.
- Presión en los inyectores.
- Caudalímetro en el ingreso de agua a las turbinas.
- Sensores de temperatura en los cojinetes de turbina y generador.
- Sensores de temperatura en el devanado del estator (6 sensores).

8.4 HISTORIAL DE MANTENIMIENTO, REPARACIONES Y FALLAS

Aunque los sistemas auxiliares de la central hidroeléctrica son solo un pequeño conjunto en comparación de toda la planta, su correcta operación es indispensable para la generación de energía, pues un fallo en algún sistema auxiliar esencial puede dejar fuera de actividad a todo un grupo o a la central en general. Por lo tanto, es necesario que dichos sistemas reciban un correcto mantenimiento para mantener su vida útil.

La empresa ELECAUSTRO S.A, cuenta con un plan anual de mantenimiento preventivo que involucra a todos los sistemas y equipos de la central, como se muestra en el anexo 2, donde se incluyen actividades relacionadas al mantenimiento de los sistemas de auxiliares. Las tareas de mantenimiento más comunes son:

- Revisión de los sistemas de iluminación de la central
- Mantenimientos del puente grúa
- Pruebas de resistencia de la malla de tierra
- Revisión de los sistemas de corriente continua
- Limpieza, manteniendo y revisión de los tablero de control y protección.
- Limpieza de fosas de cables



Considerando los sistemas auxiliares relacionados con el funcionamiento del grupo de generación 1, se tiene, en el periodo de tiempo de seis años analizado, principalmente fallas internas que han provocado la activación de los relés de protecciones. Se tienen activaciones de los sistemas de protección por sobrecarga con un tiempo total de 37 minutos, dos fallas por sobrecorriente ocurrida durante 13 minutos cada una y una falla en las protecciones no especificada por 17 minutos. Además, se tiene una salida de operación del grupo 1 por una falla por baja presión de aceite en el sistema de lubricación de los cojinetes por 89 minutos. En total de los seis años analizados se tiene un tiempo total de 169 minutos, lo que significa que no existe mayores inconvenientes en los sistemas auxiliares de este grupo.

En el caso del grupo 2, se tiene de manera similar fallas por sobrecorriente. Sin embargo, no son de gravedad ya que solo se presenta durante seis minutos en el periodo analizado y también existió una falla en la bomba del sistema auxiliar de lubricación por 42 minutos, obteniendo un total de tiempo de salida del grupo 2 de 48 minutos en los seis años.

En general las fallas en los sistemas auxiliares de la unidad 3 no han sido muy comunes. Entre estas se encuentra una falla es el sensor de presión que mantuvo inactiva la máquina por 24 minutos, así mismo, han ocurrido salidas de la unidad 3 por actuación del sistema de protecciones como, por ejemplo, una actuación del relé 59 debido a una sobretensión que existió en el sistema, lo que dejó fuera de servicio a la unidad por 22 minutos. Así mismo ocurrió una actuación de relé de protección que no fue especificada y que duró aproximadamente 627 minutos. Como se observa las salidas por fallas en sistemas auxiliares han sido poco comunes y su duración en el periodo de análisis fue de 943 minutos.

En los seis años de análisis se muestra que en la unidad 4 han existido fallas en el sistema de alimentación de corriente continua de la central que la mantuvo inactiva por 44 minutos, así mismo, ha existido fallas en el sensor de flujo de los cojinetes de la turbina 4, lo que mantuvieron fuera de operación por seis minutos.

Así mismo, han existido disparos de los sistemas de protección por existir baja tensión en los sistemas auxiliares que duró aproximadamente 21 minutos, también existió un disparo del relé de protección 35 el cual es un dispositivo para accionamiento de las escobillas que duró 11 minutos. Finalmente existió un salida de aproximadamente 29 minutos debido a disparo de los breaker en los PLC. De manera general las salidas por fallas en sistemas auxiliares duró un total de 111 minutos, lo que indica que dichas fallas no son muy frecuentes.

En general no han existido fallas graves en los sistemas auxiliares de la central Saucay que impliquen grandes pérdidas económicas para la empresa por falta de generación de energía y esto se debe a la alta confiabilidad y buen mantenimiento de los mismos.

8.5 INDICADORES DE CONDICIÓN DE LOS SISTEMAS AUXILIARES

En esta sección se analizará la condición actual de los sistemas auxiliares mencionados anteriormente y se evaluará los indicadores básicos como rendimiento, confiabilidad, mantenimiento y antigüedad de dichos sistemas, además de otros indicadores que dependen del sistema analizado.

8.5.1 Sistema de lubricación de cojinetes

En general el sistema de lubricación de cojinetes no ha presentado fallas considerables como operación a alta temperatura que es crítica para el funcionamiento del generador. Del mismo modo, no han existido problemas por vibraciones y tampoco se presentan fugas de aceite en los conductos del sistema de lubricación.

Sin embargo, se debe recalcar que hay problemas de enfriamiento en los cojinetes de las unidades 3 y 4 debido a falta de agua para refrigeración.

En general, el sistema de lubricación de cojinetes tiene más de 30 años de operación y no ha existido modificaciones en el mismo, por lo que la edad es un factor a considerar para una posible modernización para la optimización de recursos.

8.5.2 Válvula de ingreso a la turbina

Debido a que las válvulas utilizadas en la central Saucay son del tipo esféricas, estas requieren menos mantenimiento que las válvulas del tipo mariposa y además, son mucho más confiables [22].

Sin embargo, debido al tiempo de operación y al esfuerzo al que están sometidas las válvulas, existen pequeñas fugas de agua en las uniones de estos elementos. De la misma manera, existen fugas de aceite en el sistema hidráulico de las válvulas, en especial en la válvula esférica de la unidad 3 en donde se coloca un recipiente que recoge el aceite que se fuga con la operación de la máquina (Figura 8.16), por lo que este debe ser repuesto regularmente.

En resumen, el mecanismo de operación de las válvulas está en condiciones aceptables y cumple con los tiempos de cierre y apertura. Además, no existen problemas graves debido a corrosión.



Figura 8.16: Recipiente para recoger fugas de aceite de la válvula esférica de la unidad 3. (Imagen tomada en el sitio)

8.5.3 Transformador de servicios auxiliares y sistema de alimentación AC

Los transformadores de servicios auxiliares instalados en la central tienen un tiempo de operación mayor a 35 años pero en este período no han presentado fallas graves y solo ha sido necesario realizar mantenimientos de rutina debido a que son transformadores de distribución apantallados los mismos que poseen una alta confiabilidad.

Además, se debe indicar que la regulación de tensión obtenida a la salida del transformador está dentro del rango del $\pm 5\%$ y tiene la capacidad suficiente para alimentar a los servicios auxiliares en AC y también a los servicios de DC mediante el rectificador.

Es importante mencionar que los transformadores de servicios auxiliares están instalados en el patio de la subestación de la central (Figura 8.15), lo que representa una ventaja para un fácil mantenimiento o reparación en caso de presentarse alguna falla, por lo que el espacio físico no representa un inconveniente y además puede permitir un aumento de capacidad en los transformadores si es necesario.

8.5.4 Banco de baterías y cargador (Sistema de alimentación DC)

El banco de baterías instalado en la central fue cambiado en el año 2009, modificando la distribución de las baterías instaladas inicialmente para adaptar las nuevas baterías al voltaje necesario y condiciones de operación de la central. Esto produjo una reducción de espacio y mantenimiento debido a que tecnología empleada es moderna. Además, este cambio sirvió para la alimentación del sistema SCADA y protecciones que se realizó en el año siguiente. En la figura 8.17, se muestra el banco de baterías instalado actualmente en la central hidroeléctrica Saucay.



Figura 8.17: Banco de baterías de la central Saucay. (Imagen tomada en el sitio)

Por otro lado, el cargador de baterías no se ha cambiado y se mantiene el instalado inicialmente en la central, por lo que este dispositivo tiene un tiempo de operación mayor a 35 años lo que podría ser un factor a considerar para reemplazar este equipo por uno moderno de mejores prestaciones.

Sin embargo, el equipo no ha presentado fallas graves y su operación es normal, además los mantenimientos que se realizan son preventivos. El tablero correspondiente al cargador de baterías para alimentación de corriente directa se muestra en la figura 8.18.



Figura 8.18: Cargador de baterías para alimentación de corriente continua. (Imagen tomada en el sitio)

8.5.5 Sistema de protección y control

El sistema de protecciones instalado actualmente en la central es de tipo digital con relés del fabricante ABB y fue instalado en el año 2011 conjuntamente con el sistema SCADA. Estos relés remplazaron a los relés electromecánicos instalados originalmente lo que fue ventajoso ya que se redujo espacio físico y se optimizó el cableado del sistema de protecciones además de las ventajas funcionales que representa un relé digital en comparación a un electromecánico.

Por lo tanto, el sistema de protecciones no ha presentado fallas en los años de servicio, por lo que se destaca su alta confiabilidad. En la figura 8.19 se muestran a la izquierda los antiguos tableros de protección electromecánica actualmente fuera de servicio y en la figura de la derecha los nuevos relés digitales de protección.



Figura 8.19: Tableros con relés electromecánicos (izquierda) y nuevos tablero de protección digital (derecha) (Imagen tomada en el sitio).

El sistema de control de la central en su mayor parte es comandado por equipos digitales que fueron instalados con el sistema SCADA. Sin embargo, existen todavía tableros de control electromecánicos instalados inicialmente que aún inciden en el funcionamiento del sistema de control lo que representa complicaciones al momento de realizar mantenimientos o reparaciones.

Además, el conjunto de sensores necesarios para la medición también presenta una combinación entre sensores modernos y antiguos lo que puede presentar problemas de calibración o comunicación con el sistema SCADA.

Esta combinación entre dispositivos electromecánicos y digitales hace que el sistema de control en general sea propenso a fallas, ya que, algunos circuitos dependen entre sí.

Como se muestra en la figura 8.20, los tableros originales encargados del control de la unidades 1 y 2 todavía están instalados pero fuera de servicio, así mismo se muestra el contraste entre sistemas de control analógico y digital que utilizan HMI para tareas de supervisión y control.



Figura 8.20: Tableros de control antiguos (izquierda) y modernos (derecha) (Imagen tomada en el sitio).

8.6 ALTERNATIVAS DE MODERNIZACIÓN

En la sección anterior se verificó el estado de los equipos auxiliares esenciales de la central que nos permite tener una visión global de las alternativas de modernización de cada sistema.

En general la modernización de los servicios auxiliares se enfoca primordialmente en el aumento de la confiabilidad de dichos equipos y al mismo tiempo de toda la central, además permite disminuir los costos de mantenimiento, así como, aumentar la eficiencia general de los servicios auxiliares que permite disminuir la energía por autoconsumo.

Debido a que cada central tiene su propio diseño, las alternativas de modernización planteadas no se pueden generalizar y por lo tanto se las debe proponer según sea las condiciones de los sistemas. Una mejora en los servicios auxiliares puede presentar ventajas tales como la disminución del consumo de



energía, mejora de servicios de supervisión y control, flexibilidad operacional y principalmente automatización de dichos servicios.

Las alternativas planteadas se dividirán para cada sistema mencionado en los apartados anteriores y se lo realizará de manera independiente debido a que los sistemas son mucho más simples si se los analiza separadamente.

8.6.1 Sistema de lubricación de cojinetes

El principal motivo para realizar una modernización del sistema de lubricación de los cojinetes de las unidades de generación es su antigüedad. Al modernizar este sistema, se permite una mejora en el desempeño de los cojinetes y un aumento en la confiabilidad de los mismos. Así mismo, permite reducir el impacto ambiental y mejorar la eficiencia del equipo.

Una de las actividades que se puede realizar para mejorar el sistema de lubricación es un cambio en todas las tuberías, válvulas y cualquier componente del sistema que permita reducir o eliminar cualquier fuga de aceite lubricante que pueda existir. Esto permite reducir el impacto ambiental debido a filtraciones de aceite y disminuir el mantenimiento necesario del equipo. Si existen contaminantes en el aceite se puede agregar un sistema de filtración en línea. Un equipo de filtración permite extender la vida útil de los cojinetes debido al desgaste por impurezas.

Además, un cambio en el sistema de bombeo permite mejorar la eficiencia, reducir el consumo de energía de los equipos y optimizar el espacio utilizado por los mismos, adicionalmente una mejora en el tanque de contención de aceite permitirá reducir los mantenimientos debido a fugas de aceite. También es recomendable el uso de nuevos lubricantes que son amigables con el medio ambiente y que muchos de ellos contienen aditivos que mejoran el desempeño de los cojinetes reduciendo la fricción y por lo tanto la temperatura de operación. En general todos estos cambios permiten alargar la vida útil del sistema de lubricación y al mismo tiempo de los cojinetes [1].

Finalmente, se debe mencionar que la operación actual de los cojinetes no presenta problemas por exceso de temperatura en el funcionamiento por lo que no es necesario un cambio en el sistema de refrigeración.

8.6.2 Válvulas de ingreso a las turbinas

Actualmente las válvulas esféricas de ingreso a las turbinas están funcionando correctamente. Sin embargo, existen fugas de agua y en el grupo 3 una fuga de aceite en el sistema hidráulico pero su incidencia es despreciable y no afecta al normal funcionamiento de los equipos.

Debido a la complejidad e inversión que requeriría un cambio total de las válvulas, esta no sería una opción viable pues como se mencionó anteriormente no es factible además de que su funcionamiento es correcto. Por otro lado, los problemas de fugas de aceite y agua se pueden corregir con mantenimiento preventivo mediante un cambio de empaques o colocación de sellantes en las



uniones en donde existen fugas. No obstante, el mantenimiento de las válvulas esféricas es un proceso complejo que requiere un tiempo de parada considerable en el grupo de generación en mantenimiento, además de los costos que implica el desmontaje y montaje de las válvulas para su mantenimiento [23].

8.6.3 Transformador de servicios auxiliares y alimentación AC

El motivo principal para el cambio o modificación del sistema de alimentación AC de la central es cuando se requiere un aumento del índice de confiabilidad en la alimentación de los servicios auxiliares, mediante una variación o mejora en el barraje o sistema de transferencia.

Actualmente, la central cuenta con auto alimentación para los servicios auxiliares mediante dos transformadores de 100 KVA. El primer transformador está conectado a la barra de 4.16 kV entre las unidades de generación 1 y 2, mientras que el segundo transformador está conectado independientemente a la salida de los generadores 3 y 4 a un nivel de tensión de 4.16 kV.

El método de transferencia actual depende del grupo de generación que se esté utilizando, es decir si las unidades 1 o 2 están en funcionamiento, el interruptor I_1 se cierra para que el transformador auxiliar T_1 alimente al circuito de corriente alterna. Por otro lado, si los generadores 3 o 4 están en funcionamiento, los interruptores I_3 o I_4 respectivamente, se cierran para que el transformador auxiliar T_2 se conecte a la barra AC de servicios auxiliares y alimente a las cargas. En el anexo 3, se muestra el diagrama unifilar de la conexión de los transformadores de servicios auxiliares.

Este esquema de transferencia fue adoptado debido a que la central Saucay fue construida por etapas y no adopta un tipo de conexión común en donde los transformadores de servicios auxiliares estén conectados a una barra general para toda la central. Sin embargo, el tipo de conexión de los servicios auxiliares es confiable ya que no han existido fallas graves que se relacionen con este esquema. Por lo tanto, la actividad más recomendable a realizar es mantener el esquema de transferencia actual debido a que la central no necesita un alto grado de confiabilidad, además de que es posible optimizar el consumo de las cargas para aumentar la eficiencia del sistema [1].

Por otra parte, si durante la operación posterior de la central es necesario aumentar el índice de confiabilidad del sistema de alimentación AC de los servicios auxiliares debido principalmente a una modernización, se pueden adoptar otras medidas como por ejemplo el uso de una fuente externa de alimentación a media tensión proveniente de otra central cercana, en este caso la central Saymirin. Otra opción es la instalación de un grupo electrógeno de emergencia a diesel que tome la carga de los servicios auxiliares cuando los transformadores no puedan prestar servicio.

8.6.4 Banco de baterías y cargador (Sistema de alimentación DC)

El banco de baterías es esencial en el funcionamiento de una central hidroeléctrica ya que brinda la corriente necesaria para el arranque y parada de



las unidades de generación, por lo que este debe operar de manera segura y confiable. Además se le debe dedicar un nivel alto de mantenimiento.

Actualmente, el banco de baterías se encuentra en óptimas condiciones de funcionamiento ya que las baterías fueron remplazadas en el año 2009 por otras de última tecnología libres de mantenimiento. Por otra parte, el cargador de baterías tiene un tiempo de funcionamiento de 37 años, por lo que es necesario pensar en su remplazo por un equipo de mejor tecnología que brinde mejores prestaciones y utilice menos espacio.

El cambio del cargador de baterías permite renovar la vida útil de dicho sistema además de que puede brindar mayores funcionalidades como monitoreo y comunicación con el sistema SCADA, lo que implica una ventaja al momento de detectar fallas o realizar mantenimientos preventivos.

En el caso de que sea necesario un aumento en la capacidad del banco de baterías debido a un aumento de potencia de los generadores o por un cambio de un sistema de excitación estática en donde se necesita una mayor cantidad de corriente continua proveniente de las baterías para el arranque de los generadores, se puede instalar adicionalmente un conjunto de baterías en paralelo a las actuales para aumentar la capacidad de corriente. Así mismo, es necesario aumentar la capacidad del sistema de carga de baterías para adaptarse a esta nueva condición de operación [1].

8.6.5 Sistemas de protección y control

Actualmente existe un conjunto de relés digitales instalados en la central que se encargan de la protección de los elementos esenciales de la misma. Este sistema de protección fue instalado en el año 2010 junto con el sistema SCADA.

El sistema de protecciones está comandado por dos tipos de relés, REG 670 para protección del grupo generador y RET 670 para protección de transformadores y líneas de transmisión. Se debe mencionar que el sistema ha brindado protección correctamente en los últimos años sin ningún tipo de falla en los mismos. Por tal motivo, la modernización del sistema de protecciones es innecesaria ya que los relés digitales actualmente instalados son de última tecnología y están adaptados al sistema SCADA.

Sin embargo, como se mencionó en la sección 8.3.5, existen un conjunto de protecciones activas que se encuentran en funcionamiento pero no están actualizadas según las condiciones de la red de 69 kV de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A, por lo que actualmente se realiza un estudio de coordinación de protecciones en donde se considera las variaciones que ha sufrido la red en los últimos años.

En cuanto al sistema de control, se debe mencionar que fue actualizado en el año 2010 utilizando lógica digital mediante PLC's modernos del fabricante Telvent que se encarga de los sistemas de monitoreo y control de la central.

Este sistema está instalado en paralelo a un sistema de control anterior basado en lógica electromecánica y existen problemas para el mantenimiento e



identificación de fallas ya que estos dos sistemas poseen algunos circuitos lógicos dependientes entre ellos. Por lo tanto, como actividad de modernización de este sistema se recomienda retirar los tableros antiguos e independizar al sistema de control digital.

Esta actividad requiere un tiempo de parada de la central para realizar las reconexiones y retiro de los tableros instalados en el cuarto de control. Cabe recalcar que esta actividad está ya en proceso y actualmente se toman datos y se realiza el diseño de las nuevas conexiones.

Finalmente, como proceso complementario a la modernización del sistema de control y protección, se puede mejorar el sistema de monitoreo utilizando sensores digitales más precisos o calibrar nuevamente los sensores instalados. Esto se debe a que existe un gran conjunto de sensores analógicos que con su tiempo de operación pierden precisión. Además del cambio de sensores se puede agregar nuevos dispositivos para el monitoreo de nuevas variables en especial en el sistema de excitación en donde no se cuenta con un registro de medidas de corriente, tensión y temperatura de los devanados del rotor que pueden ser útiles para verificar el estado actual de la carga en el generador y, si es posible, realizar un incremento de potencia sin modificación del generador [16].

8.7 COSTOS Y TIEMPOS DE ESPERA

Debido a que los sistemas auxiliares son mucho más simples y de menor potencia o capacidad que sistemas más grandes como generador o turbina, la inversión requerida para su modernización es menor. Sin embargo, debido a la gran variedad de alternativas, los costos presentes en la información técnica no son precisos así como los tiempos de espera, por lo que se proporcionaran valores referenciales para propósitos de estudio acorde a los precios actuales del mercado.

Como primera opción mencionada en la sección anterior se tiene que un cambio en las tuberías, bombas y motores del sistema de circulación de aceite lubricante de los cojinetes, puede tener un valor entre 10.000 a 30.000 dólares y los tiempos de envío y espera pueden ser de alrededor de dos meses dependiendo del tiempo que tomen los trámites en hacer efectiva la orden [1].

En el caso de la válvula esférica y transformadores de servicios auxiliares AC, no se necesita gastos por modernización, pues como se propuso en la sección anterior solo es necesario verificar y corregir el filtrado de agua y aceite en el caso de las válvulas y realizar los mantenimientos de rutina de los transformadores, actividades que están dentro del plan de mantenimiento anual realizado por el personal de mantenimiento de la central.

En cuanto al cambio del cargador de baterías de acuerdo a la referencia [1], el costo de un rectificador AC/DC es de 15.000 dólares del año 2001 y considerando la inflación se obtiene un costo de 21.000 dólares para el año en



curso [24]. Además, el tiempo de entrega del equipo oscila entre 10 o 18 semanas [1].

El costo de realizar una rehabilitación mínima del sistema de control en donde se considera un retiro de los tableros antiguos y una mejora en los sensores se considera como el 10 % del costo total de la instalación de un nuevo sistema de control [16].

Por lo tanto, se considerará el costo de un nuevo sistema de control en alrededor de 270.000 dólares según el precio referencial de [16] en dólares del año 2015, lo que significa que el precio general de la rehabilitación mínima del sistema de control se puede estimar en 27.000 dólares con un tiempo total de las actividades de máximo 4 semanas [16].

En la tabla 8.5 se muestra un resumen de los costos y tiempos de espera asociados a las actividades de modernización planteadas para los sistemas auxiliares de la central Saucay en donde se obtiene un costo total estimado de 68.000 dólares.

Actividad	Precio	Tiempo de espera
Cambio en tuberías, bombas y motores del sistema de lubricación de los cojinetes	\$ 20,000.00	8 semanas
Cambio del cargador de baterías	\$ 21,000.00	18 semanas
Rehabilitación mínima del sistema de control	\$ 27,000.00	4 semanas
TOTAL	\$ 68,000.00	

Tabla 8.5: Resumen de costos y tiempos de espera para modernización de servicios auxiliares (Elaboración propia).



REFERENCIAS

- [1] Electric Power Research Institute - EPRI, "Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 4-5: Auxiliary Mechanical and Electrical Systems," 1999.
- [2] M. González and R. Iván, "Selección de Fuentes de Alimentación para los Servicios Auxiliares en Centrales de Generación y Subestaciones," Universidad Politecnica Nacional, 1994.
- [3] R. Barba, "Selección del esquema de barras para los servicios auxiliares en centrales de generación," Escuela Politecnica Nacional, 1996.
- [4] Universidad de Novi Sad, "Control and Protection of Hydro Electric Station." Novi Sad, Serbia, 2010.
- [5] I. Suescún, "Servicios Auxiliares." Universidad de Antioquia, Antioquia, Colombia, 2005.
- [6] A. Orille, *Centrales Electricas II*, 2nd ed. Cataluña, España: Ediciones UPC, 1993.
- [7] W. Arevalo and D. Benavides, "Análisis de Alternativas Respecto a la Fuente de Alimentación de los Servicios Auxiliares de la Central Mazar," Universidad de Cuenca, 2015.
- [8] J. F. Sanz Osorio, "Energía Hidroeléctrica." Prensas Universitarias de Zaragoza, 2008.
- [9] P. L. Hernandez Reyes, "Mantenimiento de Servicios Auxiliares de una Central hidroeléctrica." .
- [10] IEEE std 1375-1998, "IEEE Guide for the Protection of Stationary Battery Systems," 1998.
- [11] J. F. Feliz Suarez, "Diseño del sistema de control y protección de una central hidráulica de 37 MVA," Universidad Carlos III de Madrid, 2013.
- [12] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, *Power System Relaying*, Ed. 4. John Wiley & Sons, 2013.
- [13] H. Lee Willis and M. Rashid, *Protective Relaying: Principles and Applications*, Tercera Ed. Taylor & Francis Group, 2006.
- [14] I. C37.2-2008, "IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations." IEEE Standards, 2008.
- [15] BOSCH, "Manual de Baterías BOSCH." 2010.
- [16] Electric Power Research Institute - EPRI, "Hydro Life Extension Modernization Guide Volume 7 - Protection and Control," 1999.



- [17] Schweitzer Engineering Laboratories, "Technologies," 2015. [Online]. Available: <https://selinc.com/>. [Accessed: 16-Dec-2015].
- [18] IXYS Integrated Circuits Division, "Ventajas de los Relés de Estado Sólido Respecto a los Relés Electromecánicos." USA, 2014.
- [19] LORICA - NIFE baterias industriales Ltda, "Batería plomo-acido estacionaria regulada por valvula," 2014. [Online]. Available: www.nife.com.br. [Accessed: 12-Dec-2016].
- [20] ABB, "REG670 - Generator protection," 2015. [Online]. Available: <http://new.abb.com/>. [Accessed: 20-Dec-2015].
- [21] ABB, "RET670 - Transmission transformer protection," 2015. [Online]. Available: <http://new.abb.com/>. [Accessed: 20-Dec-2015].
- [22] Electric Power Research Institute - EPRI, "Hydropower Plant Modernization Guide Volume 1: Hydroplant Modernization," 1989.
- [23] Electric Power Research Institute - EPRI, "Hydro Life Extension Modernization Guides Volume 2 : Hydromechanical Equipment," 1999.
- [24] Bureau of Labor Statistics, "Inflation Rates - 100 Years Historical Chart," *Macrotrends*, 2010.



CAPÍTULO 9

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS PLANES DE MODERNIZACIÓN

9.1 LA CENTRAL SAUCAY DENTRO DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO

El mercado eléctrico ecuatoriano tuvo un cambio considerable a partir de julio del año 2008 con la emisión y publicación del mandato constituyente No. 15 el mismo que sirve como punto de partida para la creación de varias regulaciones emitidas por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), que fijan las normas para el funcionamiento del mercado eléctrico ecuatoriano y la comercialización de la energía.

Por lo tanto, este conjunto de regulaciones fueron aplicadas a todas las centrales de generación eléctrica que se encontraban en funcionamiento en ese entonces y esta normativa sigue vigente para la gran mayoría de centrales que actualmente aportan energía al sistema eléctrico ecuatoriano, dentro de las cuales se encuentra la central Saucay. Las regulaciones que deben cumplirse para la generación y comercialización de energía se enlistan a continuación:

- Regulación CONELEC 006/08 (aplicación del mandato No. 15).
- Regulación CONELEC 013/08 (aplicación del mandato No. 15).
- Regulación CONELEC 004/09 (aplicación del mandato No. 15).
- Regulación CONELEC 005/06 (sistema de medición comercial).
- Regulación CONELEC 005/11 (criterios para remunerar en pruebas).

El análisis económico de este capítulo se basará en el contenido de estas cinco regulaciones.

9.1.1 Definiciones

Para entender el análisis posteriormente realizado, a continuación se presentan tres definiciones útiles relacionadas con el funcionamiento del mercado eléctrico ecuatoriano y que son aplicables a este estudio.

Cargos o costos fijos: son los costos necesarios para la instalación y operación de un determinado equipo independientemente de la actividad de producción.

Cargos o costos variables: son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos y que cambian en función de la magnitud de la producción.

Contratos regulados: contratos suscritos por los generadores o auto generadores con todas las empresas de distribución, en forma proporcional a la demanda requerida por cada una de ellas.



9.1.2 Despacho económico

Todas las centrales convencionales que aportan energía al sistema nacional interconectado están bajo un modelo de despacho económico programado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

El despacho económico determina la salida de potencia de cada central de generación de modo que se minimice el costo total de combustible necesario para abastecer la carga total del sistema y, al mismo tiempo, se minimicen las pérdidas por transmisión de energía hacia las cargas [1].

El modelo de despacho económico debe realizarse a corto, mediano y largo plazo. El modelo a largo plazo considera un tiempo de uno a cinco años y depende del volumen de agua embalsada y de escenarios hidrológicos, variación de la oferta y demanda, obras futuras y probabilidad de escases de energía [2].

El modelo a mediano plazo considera información más detallada que el modelo a largo plazo. Este modelo depende de información de cada embalse existente, programas de mantenimiento, contratos de intercambio de energía, así como la oferta y demanda por separado. El resultado de este modelo proporciona las cotas necesarias de embalse en cada etapa y las curvas de costo futuro [2].

Finalmente, el modelo a corto plazo considera información de la red, curva de costo de cada central, restricciones operacionales y generan como salida la potencia horaria que debe entregar cada planta generadora [2].

Los tres modelos anteriormente mencionados son utilizados por el CENACE para la planificación del despacho económico priorizando, la generación hidroeléctrica, donde se calcula la energía disponible en un determinado tiempo y el resto de energía necesaria es completada con centrales térmicas.

El despacho de energía se lo realiza según el costo variable declarado por la central, empezando por la planta hidroeléctrica o térmica de costo variable más bajo y continúa con la siguiente planta de menor costo variable y así hasta cubrir la demanda esperada en determinado período de tiempo, es decir que en primer lugar ingresan las centrales hidroeléctricas de pasada que constituyen la base de la curva de carga, seguido por las centrales hidroeléctricas con embalse para finalmente ingresar al sistema las unidades térmicas de la más a la menos eficiente. Un ejemplo de este modelo de despacho se ilustra en la figura 9.1.

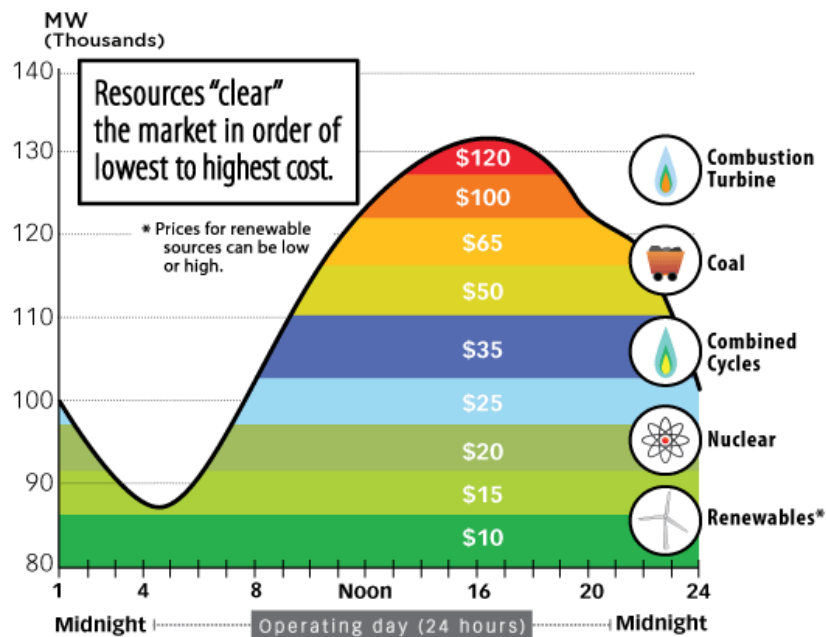


Figura 9.1: Ejemplo de despacho económico según el tipo de central utilizada [3].

9.1.3 Costos de producción de la central Saucay

La remuneración económica que recibe la central Saucay está compuesta por un cargo fijo y un cargo variable, los mismos que están fijados por un contrato regulado al que están suscritas todas las empresas generadoras con acciones pertenecientes al estado ecuatoriano.

El primer cargo es un costo fijo que será siempre reconocido independientemente si la central produce o no energía. Este costo depende directamente de la disponibilidad de potencia de la central y será liquidado siempre y cuando se mantenga disponible el generador o en periodos de mantenimiento autorizados por el CENACE [4].

La determinación del cargo fijo considera costos relacionados con la recuperación de la inversión, administración, operación y mantenimiento. Con respecto a los mantenimientos, se considerarán únicamente los mantenimientos mayores que estén destinados a repotenciar las unidades o a prolongar la vida útil original de las unidades generadoras [5].

Por lo tanto, considerando este criterio del pago por cargo fijo se puede justificar la inversión para realizar un overhaul en las turbinas y generadores de la central Saucay para prolongar la vida útil de dichos equipos. Este aspecto será detallado posteriormente en el numeral 9.2 correspondiente a la formulación de los planes de modernización.

El cargo fijo que recibe la central Saucay depende enteramente de su disponibilidad, es decir que esta debe cumplir un factor de disponibilidad impuesto por el CENACE que depende del tipo de central (tabla 9.1). Para el caso de la central Saucay, el límite mínimo de disponibilidad permitido es de 90

% y en caso de incumplimiento, el cargo fijo será reducido en un factor proporcional a la disminución del factor de disponibilidad de la central.

Tipo	Tecnología	Factor de disponibilidad previsto (fdp)	Rango de variación aceptable
Hidráulica	Embalse	92 %	-2 %
	Pasada	90 %	-2 %
Térmica	Vapor	80 %	-2 %
	Gas	80 %	-2 %
	MCI	80 %	-2 %

Tabla 9.1: Factores de disponibilidad provistos para diferentes tipos de centrales [6].

Se debe considerar que en el análisis de los últimos seis años según los reportes diarios de operación, la central Saucay no ha presentado una disponibilidad inferior al 90 %, por lo que su costo fijo ha sido reconocido completamente.

El segundo cargo es un costo variable que depende directamente de la producción y tipo de central. Dicho costo es calculado de acuerdo a ciertos parámetros relacionados con la producción de energía. Para el caso de la energía hidroeléctrica los parámetros son [7]:

- Lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación.
- Agua potable.
- Energía eléctrica para servicios auxiliares.
- Mantenimientos programados, preventivos y correctivos que ocurran entre dos mantenimientos mayores.
- Costos variables de operación y mantenimiento para controlar y mitigar el impacto ambiental.

El costo variable está ya definido en la regulación CONELEC 003/03, que indica que las centrales hidroeléctricas recibirán una remuneración de 0,2 centavos por kilovatio [7].

9.2 PLANES PROPUESTOS PARA MODERNIZACIÓN

En esta sección se proponen dos planes de modernización basados en la información obtenida del análisis del estado actual de los diferentes equipos y sistemas analizados en los capítulos anteriores.

Los planes formulados tienen el objetivo de obtener los mayores beneficios para extender la vida útil o aumentar la producción de la central Saucay con la menor inversión posible. A continuación se describen dichos planes.



9.2.1 Plan propuesto n°.1

El primer plan propuesto contempla las alternativas esenciales de remplazo para alargar la vida útil de la central, al mismo tiempo que se obtienen más funciones de comunicación, monitoreo y flexibilidad de control. En este plan se prioriza la modernización de los sistemas adicionales para el funcionamiento de la turbina y el generador.

En este plan no se consideran cambios en la turbina o el generador debido a que su estado actual es aceptable y no afectan el índice de disponibilidad de la central debido a fallas. Por lo tanto, el ingreso económico no se ve afectado por la operación de dichos equipos, lo que implica que los mismos solo necesitan los mantenimientos de rutina preventivos realizados anualmente en la central.

Es importante considerar que posteriormente se debe realizar un “overhaul” de la turbina y generador para prolongar su vida útil y como se menciona en el punto 9.1.3, estas acciones son reconocidas dentro de los costos fijos que recibe la empresa anualmente.

La tecnología utilizada para el sistema de excitación es de tipo “brushless” y si bien esta tecnología no es la más reciente, desde el punto de vista de mantenimiento y vida útil es una gran opción a mantener, pues, su operación es simple y muy confiable debido a que no existen escobillas. Además, se debe considerar que la excitatriz se alimenta directamente del eje del generador, por lo que, el sistema cuenta con menos partes propensas a sufrir averías. Por lo tanto, se considera para este plan mantener la tecnología utilizada en el sistema de excitación pero se puede considerar un cambio en el regulador de tensión que implica una inversión relativamente mínima pero se obtienen ventajas como mejora en el control, tiempo de respuesta, comunicación y monitoreo mediante el sistema SCADA y otras funciones mencionadas en el capítulo correspondiente. Se debe mencionar que para prolongar la vida útil del equipo, hay que seguir estrictamente con las actividades planteadas en el plan de mantenimiento anual de la central Saucay.

Debido a los problemas que han existido en los reguladores de velocidad mecánicos empleados en la central, su cambio ya ha sido considerado dentro del presupuesto anual de ELECAUSTRO S.A. para remplazar los sistemas mecánicos instalados por sistemas electrohidráulicos de última tecnología. Este cambio beneficia los tiempos de respuesta de la turbina ante variaciones de carga que puedan ocurrir en los generadores, además agrega funciones de monitoreo y control mediante el sistema SCADA que antes no existían, lo que mejora la calidad de energía suministrada por la central.

Un cambio en los reguladores de velocidad y tensión de las unidades puede englobarse dentro de los gastos fijos de la central por mejoras en la calidad de energía. Por lo tanto, esta inversión puede ser justificada dentro del presupuesto anual ya que la misma puede ser reconocida dentro de los gastos fijos de la central por mejora en la calidad de energía generada [5].



También se consideran mejoras en los sistemas auxiliares en especial en el sistema de lubricación de cojinetes, cargador de baterías y mejora en el sistema de control, lo cual dará una mayor flexibilidad en la operación de la central. Además, se debe continuar con los mantenimientos preventivos anuales contemplados dentro del plan de mantenimiento anual.

El cambio en el sistema de lubricación de cojinetes es esencial para prolongar su vida útil y mantener un nivel temperatura adecuada de operación. Además, esta modificación permitiría disminuir los riesgos ambientales por fugas de aceite y adicionalmente se podría utilizar aceites menos contaminantes.

Una mejora en el cargador de baterías se justifica debido a que los bancos de baterías son prácticamente nuevos por lo que es necesario tener un mejor control de su carga que puede obtenerse cambiando con un cargador de última tecnología. Además, se obtienen beneficios como optimización de espacio, funciones de comunicación y monitoreo adicionales que no están actualmente disponibles así como mejora la confiabilidad del sistema de alimentación de corriente continua.

Finalmente, es necesario realizar una mejora o rehabilitación mínima en el sistema de control actualmente instalado debido a que existe una combinación entre control digital en los tableros nuevos y analógico en los tableros antiguos, lo cual esta afectando el mantenimiento y la reparación de fallas. Este cambio simplifica el sistema de control y una vez se retiren los tableros antiguos, se optimizaría espacio que puede utilizarse con otros propósitos.

A continuación se presentan un resumen de las actividades propuestas en este plan de modernización con sus respectivos costos e inversión económica total de dicho plan.

ACTIVIDAD DE MODERNIZACIÓN	COSTOS
Turbina sin modificaciones	-
Generador sin modificaciones	-
Cambio en AVR y mantener sistema de excitación	\$ 120,000
Cambio de reguladores de velocidad	\$ 1,450,670
Cambio en sistema de lubricación de cojinetes	\$ 20,000
Cambio de cargador de baterías	\$ 21,000
Mejora mínima del sistema de control	\$ 27,000
INVERSIÓN TOTAL	\$ 1,638,670

Tabla 9.2: Resumen de costos del plan propuesto n°.1 (elaboración propia)

9.2.2 Plan propuesto n°.2

El segundo plan contempla cambios más extensivos en los elementos de la central donde se analizará un posible aumento de potencia en 8,3 % lo que equivale a 2 MW adicionales en la potencia de salida de la central. Este aumento



se considera debido a un cambio en los rodetes de las turbinas y una mejora en la eficiencia del sistema mediante trabajos adicionales.

Aunque las condiciones actuales de la turbina son aceptables, se puede considerar un cambio futuro por turbinas modernas las cuales posean un mejor diseño hidráulico que permita aprovechar al máximo el recurso hídrico y por lo tanto aumentar la potencia de salida. Este cambio permitiría alargar la vida útil de este equipo por mucho más tiempo y disminuir las pérdidas por menor eficiencia que se presentan en las turbinas actuales debido a su antigüedad.

Debido a que las condiciones de operación de los generadores actuales están trabajando a un factor de potencia mucho mayor que el de diseño (0,8 a 0,9), se podría aprovechar este cambio para aumentar la capacidad de generación de potencia activa y adaptar las máquinas al aumento de potencia en las turbinas sin modificaciones complicadas, simplemente basándose en la curva de capacidad de los generadores. Por otro lado, este hecho puede justificarse ya que la central Saucay no recibe remuneración por generación de potencia reactiva dentro de los servicios complementarios como está estipulado en [5], por lo tanto lo más rentable será generar a un factor de potencia lo más alto posible considerando los requerimientos técnicos de la red en cuanto a reactivos.

Si se considera un factor de potencia de operación mínimo de 0,9 se podría obtener un aumento de potencia de salida de los generadores de 4,5 MW en las unidades 1 y 2 y 9 MW en las unidades 3 y 4, lo que supera al porcentaje de aumento esperado por el cambio de rodetes.

Sin embargo, existen algunos problemas de aumento de temperatura de operación especialmente en la unidad de generación 2 que puede limitar la aplicación de esta alternativa pero una mejoría en el sistema de enfriamiento de las unidades pueden solucionar este inconveniente.

El sistema de excitación de los generadores fue diseñado para trabajar a un factor de potencia de 0,8. Sin embargo, actualmente funciona a un $\cos \phi$ superior a 0,9, lo que implica que tampoco es necesario un cambio en el sistema de excitación para adaptarlo a un aumento de potencia, lo que significa que las modificaciones del sistema de excitación no son extensivas y consideran mantener el sistema actual sin escobillas con el mantenimiento preventivo adecuado.

Al igual que en primer plan de modernización, se debe considerar un cambio en el regulador de tensión para obtener ventajas como mejora en el control, tiempo de respuesta, comunicación y monitoreo mediante el sistema SCADA y otras funciones mencionadas en el capítulo correspondiente.

Del mismo modo que en el caso anterior, es necesario también un cambio en los reguladores de velocidad y deben adaptarse al aumento de potencia de las turbinas, lo que es factible ya que los nuevos equipos instalados pueden funcionar dentro de un rango de aumento de potencia que permitiría su operación en otras condiciones. Por lo tanto, el cambio de un sistema de regulación mecánico por un digital está plenamente justificado.

Es necesario también considerar mejoras en los sistemas auxiliares principalmente en el sistema de lubricación de cojinetes, cargador de baterías y mejora en el sistema de control, para brindar una mayor flexibilidad en la operación de la central. Las justificaciones de las mejoras en los sistemas auxiliares son las mismas que se describen en el plan número uno.

Una ventaja adicional en la modernización de los sistemas descritos en este plan, es el aumento de eficiencia en el autoconsumo de energía que puede ayudar a optimizar la utilización del caudal de ingreso a las turbinas.

A continuación, en la tabla 9.3 se presenta un resumen de las actividades propuestas en este plan de modernización con sus respectivos costos e inversión económica total para dicho plan.

ACTIVIDAD DE MODERNIZACIÓN	COSTOS
Cambio de rodetes	\$ 2,684,000
Mejora en el sistema de enfriamiento del generador	\$ 225,000
Cambio en AVR y mantener sistema de excitación	\$ 120,000
Cambio de reguladores de velocidad	\$ 1,450,670
Cambio en sistema de lubricación de cojinetes	\$ 20,000
Cambio de cargador de baterías	\$ 21,000
Mejora mínima del sistema de control	\$ 27,000
INVERSIÓN TOTAL	\$ 4,547,670

Tabla 9.3: Resumen de costos del plan propuesto n°.2 (elaboración propia)

9.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el análisis económico se utilizó el costo variable de producción de energía hidroeléctrica definido en [5], que contempla un valor de 0,2 centavos por kilovatio hora.

En la figura 9.2 se muestra una comparación entre los costos de inversión de cada plan propuesto en relación al costo variable anual de energía producida por la central Saucay. Se consideró como dato la energía media producida de 114,73 GWh como se menciona en el capítulo 3. Lo que genera ingresos por costos variables anuales correspondientes a USD 229.460.

COSTO DE INVERSIÓN vs EQUIVALENTE EN DÓLARES DE PRODUCCIÓN ANUAL

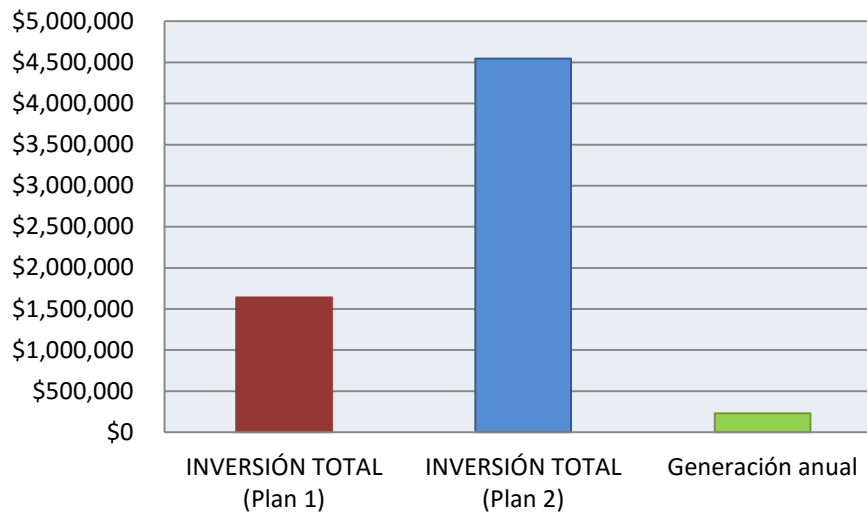


Figura 9.2: Comparativa entre costo de inversión y producción en dólares de la central (elaboración propia).

Para la evaluación económica se utiliza herramientas financieras para analizar la conveniencia de la implementación de los planes de modernización. Por lo tanto, se utilizará los conceptos de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

9.3.1 Valor Actual Neto (VAN)

El VAN es la suma todos los flujos actualizados de efectivo futuros de una inversión o proyecto, menos todas las salidas, este permite conocer el valor del dinero actual que recibirá el proyecto en el futuro a una tasa de interés y a un periodo determinado con el fin de comparar este valor con a inversión que se realiza en el momento inicial o año 0 [8].

El Valor Actual Neto de una propuesta de inversión se puede representar así [9]:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} \quad (9-1)$$

Donde:

V_t = Flujos de caja en cada periodo t

I_0 = Valor del desembolso inicial de la inversión

n = Numero de periodos considerado

k = Tipo de interés

Para analizar la conveniencia del proyecto se debe considerar lo siguiente: si el VAN es mayor a cero la inversión deberá realizarse, si es igual a cero es indiferente lo que significa que se puede o no realizar el proyecto y si es menor a cero el proyecto deberá rechazarse [9].



Las inversiones con Valores Actuales Netos positivos incrementan las ganancias de la empresa, puesto que tienen un rendimiento mayor que el mínimo aceptable.

Para el caso de la central Saucay el VAN se calcula considerando lo siguiente:

- Debido a la dificultad de obtener valores de flujos de caja exacto ya que es complicado obtener qué porcentaje de los costos fijos se destinaran a él plan, se utilizara únicamente como ingresos de capital los valores por costo variable por venta de energía anual de $V_t = 229.460$ dólares para el plan n°1 y de $V_t = 273.312$ dólares para el plan n°2.
- La tasa de interés que se utilizara para el cálculo del VAN y TIR está basado en datos del Banco Central del Ecuador para inversiones de interés público así como de vario proyectos eléctricos que se realizaron en el ecuador en los últimos años tomando como tasa de $k = 8\%$ a $n=15$ años plazo [10][11][12].
- La inversión inicial de los planes son los que se presentan en las tablas 9.2 y 9.3 para los planes respectivos.

Para el plan n°1 aplicando la ecuación (9-1) se obtiene un VAN de \$ 325,387.98 el cual es mayor a cero para el plazo establecido, lo que significa que es posible la ejecución de este plan con beneficio para la empresa, considerando solamente ingresos por costos variables.

Para el plan n°2 se obtiene un VAN de -\$ 2'208,261.76 el cual es menor a cero para el plazo establecido, lo que significa que la ejecución de dicho plan no es conveniente si se toma como ingresos solamente los costos variables para el ingreso del flujo de caja. Por lo tanto para la ejecución del plan es necesario considerar otros ingresos como los costos fijos que pueden financiar el proyecto por razones de mejora de calidad de energía o repotenciar las unidades o a prolongar la vida útil original de las unidades generadoras como se mencionó en anteriormente.

9.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es un índice que hace que el valor actual de la entrada de fondos sea igual al valor actual de la salidas, es decir que el VAN sea cero. Esta representa la tasa de interés más alta que un productor podría pagar sin perder dinero si todos los fondos para el financiamiento de la inversión se tomaran prestados y este se pagara con las entradas en efectivo de la inversión a medida que se fuesen produciendo [13].

Para el cálculo del TIR se utiliza la fórmula del VAN haciendo que la tasa de interés k sea igual al TIR y que el VAN sea igual a cero [14]:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (9-2)$$

Entonces el problema quedaría resuelto al despejar TIR de la ecuación anterior, pero debido a que es de una ecuación de orden superior (mayor que segundo grado) su solución analítica no es posible por lo que se debe recurrir a métodos numéricos. Aunque esto representa un problema el software de cálculo como Microsoft Excel puede realizar esta tarea mediante funciones incorporadas [14].

Si el TIR es mayor a la tasa de interés (K) utilizada se elige el proyecto, si el TIR es menor a K no se elige el proyecto y si el TIR es igual a K es indiferente, lo que significa que se puede o no realizar el proyecto [14].

Para el plan n°1 aplicando la ecuación (9-2) se obtiene un TIR de 11% el cual es mayor a la tasa de interés impuesta de 8%, lo que significa que es posible la ejecución de este plan con beneficio para la empresa, considerando solamente ingresos por costos variables.

Para el plan n°2 se obtiene un TIR menor al 1% el cual es mucho menor a la tasa impuesta, lo que significa que la ejecución de dicho plan no es conveniente si se toma como ingresos solamente los costos variables para el ingreso del flujo de caja. Al obtener un TIR muy bajo significa que el proyecto se recuperara en un periodo muy largo de tiempo lo que hace necesario obtener un ingreso de otras fuentes.

En la figura 9.3 se muestra la diferencia porcentual entre los Tasa Interna de Retorno de los planes 1 y 2 en comparación con la tasa de descuento propuesta para ejecución de los planes propuestos.

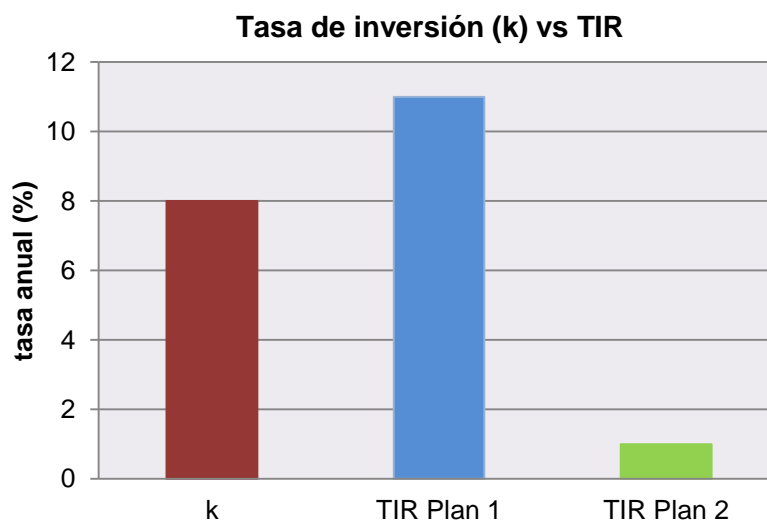


Figura 9.3: Comparativa entre tasa de descuento definida y TIR de cada plan.



Para tomar en consideración se muestra que la ejecución del plan 1 presenta ciertas ventajas en relación al plan 2. Las modificaciones que se deben realizar en el plan 1 son menos complejas y menos costosas, por lo que, las etapas de planificación e instalación son mucho más simples de ejecutar ya que no involucran cambios considerables en sistemas mayores como la turbina o el generador, sino más bien se lo realiza en los sistemas adicionales que son menos complejos en su estructura y montaje. Además, existe la ventaja de que algunas de estas actividades ya se las está realizando actualmente por lo que para completar la ejecución de todo plan propuesto se requiere menos tiempo e inversión en años posteriores.

Sin embargo, al escoger este plan se pueden presentar algunos riesgos como por ejemplo que la vida útil de la turbina y generador no se extienda debido a que los mismos se mantienen sin modificaciones y existe un riesgo de falla debido a su antigüedad. Así mismo, este plan no prevé un aumento de potencia futuro sino solo optimiza el funcionamiento de sistemas adicionales considerando que las condiciones de las turbinas y generadores son aceptables, lo que incluso podría llevar a una mejora de eficiencia de dichos equipos y de la central en general.

Por otro lado, si existe la posibilidad de financiamiento para ejecución del plan 2, este trae como principal ventaja, que existe un incremento de potencia en la salida del generador, lo que se traduce en una mayor generación de energía anual. Además, se debe tomar en cuenta que este plan requiere un cambio en las turbinas por lo que este elemento extiende su vida útil al ser un elemento moderno. Del mismo modo, esta alternativa presenta la ventaja de que se aprovecha toda la capacidad de los generadores para adaptarse al aumento de potencia de las turbinas sin necesidad de mayores cambios, lo que representa un ahorro significativo en la inversión relacionada con el aumento de potencia de la central. Sin embargo, al no existir un cambio mayor en el generador, su vida útil no se extiende al igual que los otros elementos modificados lo que representa un riesgo debido a fallos por su antigüedad.

Como se mostró en la sección anterior, el tiempo de recuperación de la inversión de este plan es alto y no podría justificar las ventajas presentadas. Además, este plan debe ser planificado correctamente con mucha antelación ya que se involucran cambios complejos en las turbinas lo que requiere tiempos de parada prolongados de los grupos de generación.

Una variante para la ejecución de los planes propuestos es realizarlos en etapas, donde la primera consistiría en la modernización de todos los sistemas adicionales como regulador, excitatriz, servicios auxiliares y manteniendo los rodetes y generadores en su estado actual, lo que implicaría una inversión en un determinado año igual a la del plan 1. La segunda etapa consistiría en un incremento de potencia de la central por medio de la modernización de los rodetes de las turbinas donde el costo de dicha inversión será igual a la diferencia del costo total del plan 2 menos el plan 1 y puede realizarse en años posteriores cuando el estado de la turbina pueda afectar al índice de disponibilidad de la central y por lo tanto las ganancias económicas de la empresa.



9.4 POLÍTICAS PARA EL INCENTIVO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR

En la constitución de 1998 se estipula la primera política para promover el desarrollo de las energías alternativas no contaminantes en el Ecuador como un objetivo nacional. Posteriormente, en el año 2000 con la regulación del CONELEC 008/00 se establece un conjunto de precios preferentes mediante tarifas reguladas para todos los generadores que utilicen fuentes de energía renovable no convencional donde básicamente se consideraba la energía eólica, fotovoltaica, geotérmica, biomasa y biogás con una restricción máxima para el despacho del 2 %. Luego, para el año 2004 se incluyen precios preferentes para centrales hidroeléctricas pequeñas de hasta 10 MW con la misma restricción máxima de despacho del 2 % [15][16].

En el año 2007 con la creación del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) se actualizan los objetivos nacionales de acuerdo al Plan Maestro de Electrificación 2007-2016 donde se propone a mediano plazo un aporte mínimo del 80 % de generación de energías renovables en especial de hidroelectricidad. Al siguiente año, con la creación de la nueva constitución de la república, se incluye el concepto de eficiencia energética y se promueve el uso de energías ambientalmente limpias [17].

Así mismo, en el año 2008 mediante un estudio de la matriz energética del Ecuador, el MEER establece que para el año 2020, el 86 % de la energía generada en el país provenga de centrales hidroeléctricas, un 2 % de energías renovables no convencionales y el resto provenga de generación con combustibles fósiles [17].

En el año 2011 mediante la regulación CONELEC 004/11, se actualizan los precios preferentes en vigencia y forma de despacho para los generadores que utilicen fuentes de energía renovables no convencionales donde se incluye además energía solar térmica, energía de corrientes marinas y se aumenta el rango de las pequeñas centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW. Además, se aumenta el despacho de energía renovable no convencional hasta el 6 % [15].

En la actualidad, se mantiene el modelo planteado en la regulación 001/13, donde se establecen precios preferentes solamente para generación con biomasa, biogás e hidroeléctricas menores a 30 MW, dando preferencia al despacho de energía para este tipo de centrales, excepto en condiciones de inseguridad del sistema, y es importante indicar que actualmente las empresas generadoras que deseen aplicar una tarifa preferente, pueden aplicar esta regulación hasta el 31 de diciembre de 2016 [18].

En la figura 9.4 se muestra la implementación de los precios preferenciales según el diferente tipo de tecnología para diferentes años y en el anexo 6 se observa de manera detallada los precios preferentes correspondientes a cada tecnología [15].

TIPO DE TECNOLOGÍA	AÑO						
	2000	2002	2004	2006	2011	2013	2014
Eólica							
Fotovoltaica							
Geotérmica							
Solar termoeléctrica							
Corrientes marinas							
Hidroeléctrica							
Biomasa							
Biogás							
		Indica que existe precio preferencial					

Figura 9.4: Precios preferenciales a través del tiempo por tipo de tecnología [15].

9.4.1 Futuro de las energías renovables según el modelo actual

Debido a la condición geográfica de nuestro país, es posible la implementación de proyectos de energías renovables de todo tipo. Sin embargo, la prioridad actual del Ministerio de Energías Renovables es la construcción de grandes proyectos hidroeléctricos para abastecer al país hasta el 2020 con al menos 80 % de energía proveniente de este tipo de centrales.

Hoy en día, el desarrollo de proyectos que utilicen energías renovables no convencionales se ven limitados debido a aspectos económicos, tecnológicos, escepticismo de la población y sobre todo a marcos regulatorios actuales. Por lo tanto, existe una incertidumbre sobre el futuro de dichas regulaciones, ya que por ejemplo, en los últimos años se han eliminado los incentivos para varios tipos de tecnología de energías renovables cuya inserción se ha visto disminuida en el mercado eléctrico ecuatoriano.

Aunque la implementación de proyectos relacionados con energías renovables puede ser no rentable económicamente, su inserción puede diversificar el modelo de la matriz energética planteado en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 y de este modo no depender de un solo tipo de energía para la generación eléctrica.

9.4.2 Marco regulatorio aplicable a la central Saucay

La central hidroeléctrica Saucay, dentro del marco regulatorio actual es considerada como una pequeña central hidroeléctrica, ya que su capacidad instalada es menor a 30 MW. Sin embargo, debido a su antigüedad, esta planta se encuentra bajo una regulación que la considera como una central convencional y por lo tanto la remuneración de la energía generada se la hace del mismo modo que a una central hidráulica sin incentivos especiales.

Por lo tanto, debido al bajo precio que se paga por cada kilovatio generado, un proyecto de modernización de esta central puede tener un periodo de recuperación de inversión muy prolongado y en consecuencia volver al proyecto económicamente no factible.



Sin embargo, en la actualidad las regulaciones vigentes no contemplan claramente si la modernización de la central Saucay podría aplicar para ser considerada como una pequeña central hidroeléctrica con precio preferente y además la tendencia actual en las políticas energéticas del Ecuador es apoyar a la construcción de proyectos hidroeléctricos.

Entonces, considerando lo anteriormente mencionado se plantea un análisis económico futuro de la posibilidad de que un plan de modernización de la central Saucay aplique a una regulación que considere su generación de energía a precio preferente. Es importante indicar que este análisis es netamente referencial.

En primer lugar, para el análisis se considerará los precios preferentes de la regulación CONELEC 001/13 actualmente vigente hasta el 31 de diciembre de 2016 y se desarrollarán dos escenarios. La primera posibilidad consiste en la implementación del plan de modernización No. 2 propuesto en la sección 9.3.2 donde se considera un aumento de 2 MW que pueden aplicar a remuneración con precio preferente.

Según la regulación, se considera un precio preferente por kilovatio hora de 4,69 centavos para centrales hidroeléctricas menores a 30 MW. Por lo tanto, la remuneración económica de la energía por 2 MW será 493.013 dólares, considerando que esta potencia es producida el 60 % del tiempo debido al factor de planta de la central. En total se obtiene una remuneración de 722.473 dólares anuales incluyendo los 24 MW restantes a precio de una central convencional.

La segunda posibilidad plantea una remuneración total a precio preferente de 26 MW por un cambio en las unidades de generación y turbinas de la central por equipos nuevos que podría considerarse como una modernización total de la central. Igualmente se considera un factor de planta de 60 % y el mismo precio preferente de remuneración de energía de donde se obtiene un valor anual total de 6'409.166 dólares.

En la figura 9.5, se muestra un desglose de costos por kilovatio de los componentes de una central hidroeléctrica de donde se considerará el costo del grupo turbina-generator como 556 dólares por kilovatio instalado [19].

Entonces, considerando el valor mencionado se obtiene un costo total aproximado de 14'456.000 dólares para un cambio total del grupo turbina-generator de una central hidroeléctrica de 26 MW.

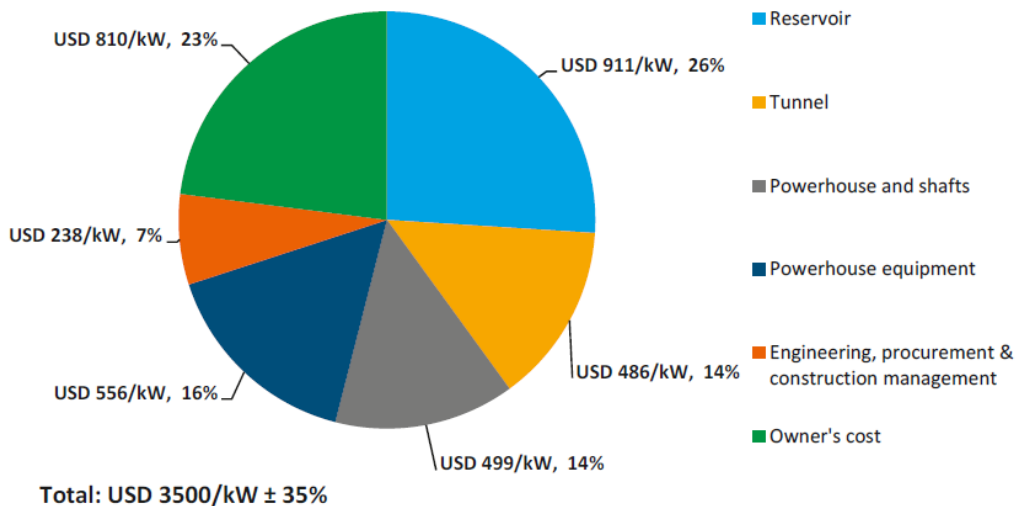


Figura 9.5: Costos aproximados de los componentes de una central hidroeléctrica [19].

En la figura 9.6, se muestra una comparación entre los costos de inversión para ejecutar ambas propuestas en relación a los costos de producción anual de la central en dólares. De la gráfica se deduce que si la potencia total de la central fuera remunerada a precio preferente, las ganancias serían mucho mayores y la inversión se cubriría en un tiempo mucho menor.

Costo de inversión vs producción anual

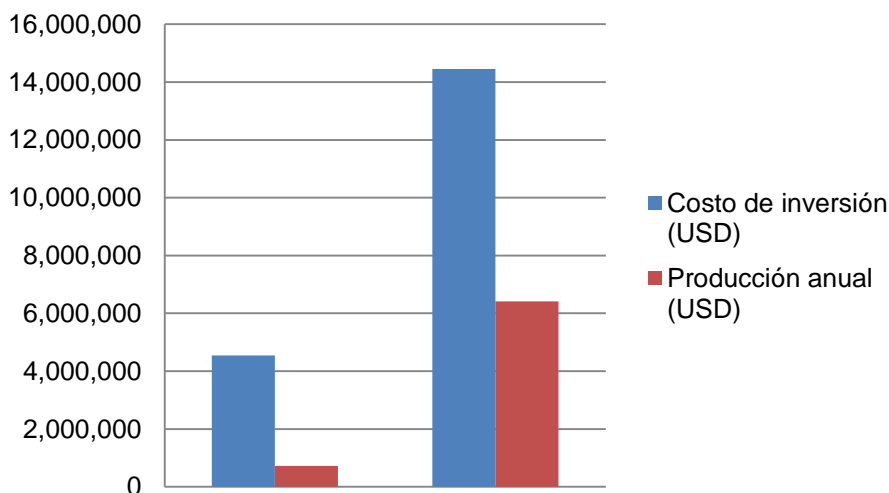


Figura 9.6: Costo de inversión en relación a la producción anual de los escenarios propuestos (Elaboración propia).

En conclusión, este análisis se realizó para demostrar que la central Saucay tiene un gran potencial para aprovechar los incentivos financieros actualmente vigentes en las regulaciones por lo que podría obtenerse un mayor rédito económico para la empresa ELECAUSTRO S.A y además al prolongar la vida útil de esta central se contribuiría con el cambio de la matriz energética planteada



en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 y se evitaría la pérdida de producción de energía a largo plazo.

Como un ejemplo, se muestra el caso de la central hidroeléctrica Saymirin V que fue una reconstrucción y remplazo de las antiguas unidades de generación pertenecientes a Saymirin I-II donde se aumentó la potencia de salida de la central y al mismo tiempo se obtiene mayor ganancia económica para la empresa ya que dicha central se encuentra bajo el marco regulatorio de precio preferente por lo que la inversión realizada para la construcción de dicha central se la recuperará en poco tiempo.



REFERENCIAS

- [1] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Power System Analysis*, Illustrate. McGraw-Hill, 2011.
- [2] W. Perez and J. Mendez, "Despacho Económico de Potencia Diaria Aplicado al SNI," Universidad Politecnica Salesiana, 2011.
- [3] Learning Center, "How PJM Schedules Generation to Meet Demand," 2016. [Online]. Available: <https://learn.pjm.com>. [Accessed: 25-Jan-2016].
- [4] Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC, *Regulación 006/08 - Aplicación el Mandato Constituyente No. 15*. Ecuador, 2008.
- [5] Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC, *Regulación 013/08 - Aplicación el Mandato Constituyente No. 15*. Ecuador, 2008.
- [6] Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC, *Regulación 004/09 - Aplicación el Mandato Constituyente No. 15*. Ecuador, 2009.
- [7] Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC, *Regulación 003/03 - Declaración de Costos Variables de Producción*. Ecuador, 2003.
- [8] M. Hamiton and A. Pezo, *Formulacion y Evaluación de Proyectos Tecnologicos Empresariales Aplicados*. 2005.
- [9] F. Jimenez, C. Espinoza, and L. Fonseca, *Ingenieria Economica*. Editorial Tecnologica de Costa Rica, 2007.
- [10] Banco Central del Ecuador - BCE, "Tasas de Interes," 2016. [Online]. Available: bce.fin.ec.
- [11] Banco Nacional de Fomento - BNF, "Tasas de Interes Activas," 2015. [Online]. Available: www.bnf.fin.ec.
- [12] Diario El Ciudadano, "Ecuador: USD 2000 millones de credito chino seran para financiar proyectos hidrielectricos y de riego," Machala, 04-Jul-2011.
- [13] F. Herrera, C. Velasco, H. Denen, and R. Radulovich, *Fundamentos de Analisis Economico*. Bib. Orton IICA / CATIE, 1994.
- [14] S. Fernandez, *Los Proyectos de Inversion: Evaluacion Financiera*. Editorial Tecnologica de Costa Rica, 2007.
- [15] M. Pelaez and J. Espinoza, *Energías Renovables en el Ecuador: Situación Actual, Tendencias y Perspectivas*, Primera Ed. Cuenca, Ecuador: Universidad de Cuenca, 2015.
- [16] Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC, *Regulación 008/00 - Precios de Energía Eléctrica Proveniente de Centrales de Energia Renovable no Convencional*. Ecuador, 2000.



- [17] Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC, "Plan Maestro de Electrificación 2013-2022," Quito, Ecuador, 2013.
- [18] Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC, *Regulación 001/13 - La Participación de los Generadores de Energía Eléctrica Producida con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales*. Ecuador, 2013.
- [19] Black and Veatch, "Cost and Performance data for Power Generation Technologies." Black and Veatch, Kansas, USA, 2012.



CAPÍTULO 10

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

10.1 CONCLUSIONES GENERALES

Las centrales hidroeléctricas representan una forma económicamente rentable de generación de energía eléctrica renovable. Sin embargo, la falta de lugares apropiados y el tiempo requerido para su construcción, han dado paso a la modernización de antiguas centrales que han llegado o están llegando al final de su vida útil. Por lo que la modernización de una central permite aprovechar de una manera eficiente el recurso hídrico existente.

La modernización de una central junto con la realización de mantenimientos preventivos, son las mejores opciones económicas de inversión a largo plazo, al compararla con la construcción de una nueva planta. Los beneficios generales que se consigue al aplicar un plan de modernización en una central engloban aspectos como extensión de la vida útil de la central, incremento en la capacidad de generación, reducción de pérdidas, mejora en la operación y reducción de costos de mantenimiento y operación.

La central hidroeléctrica Ing. Fernando Malo Cordero (Central Saucay), es una planta de 24 MW cuya producción de energía media anual es de 114,73 GWh. Actualmente, es la central hidroeléctrica en operación más antigua perteneciente a la empresa Electro Generadora del Austro (ELECAUSTRO S.A) y despacha su energía a la red de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur (CENTROSUR C.A) a un nivel de tensión de 69 kV a través de las subestación 04 (Parque Industrial) y subestación 07 (Ricaurte).

En cuanto a los componentes de la central, se analizaron sus datos técnicos, estado actual e historial de mantenimiento y fallas para con esta información proponer alternativas de modernización de acuerdo a las tecnologías actuales junto con sus costos y tiempos de implementación.

El sistema de excitación de las unidades de generación de la central Saucay es del tipo “brushless” o sin escobillas, las cuales no han presentado fallas considerables y se mantienen en buen estado de operación con los mantenimientos preventivos. Sin embargo, el sistema de regulación de tensión (AVR) es del tipo analógico y presenta algunas limitaciones, ya que no tiene suficiente flexibilidad operacional en comparación de los dispositivos digitales actuales. Por lo tanto, se propuso para este elemento el cambio del sistema de regulación de tensión por un regulador digital.

El regulador de velocidad del tipo mecánico instalado en la central ha presentado fallas de manera frecuente en especial en el arranque de las unidades de generación para la toma de carga. Sin embargo, este conjunto de fallas no han afectado el índice de disponibilidad de la central pero si han provocado salidas forzadas debido a su antigüedad y desgaste de piezas mecánicas, por lo que, la



mejor alternativa es cambiar este dispositivo por uno equivalente del tipo electrónico, ya que resulta más económico, eficiente y menos complejo que la reparación completa de estos elementos. Es importante indicar que a la fecha estos dispositivos están ya en etapa de remplazo por parte de la empresa.

De la evaluación de la turbina hidráulica se obtuvo como resultado que sus condiciones de operación son aceptables y no han existido fallas considerables que afecten la confiabilidad del equipo, además que el rodete de la turbina del grupo de generación 3 fue remplazado en el año 2013 en un overhaul. Por lo tanto, debido a las buenas condiciones de los rodetes y las turbinas en general, la opción más eficiente económicamente es la realización de mantenimientos preventivos y correctivos de las unidades para recuperar su eficiencia.

Adicionalmente, se consideró como alternativa que el remplazo futuro de los rodetes de las turbinas implicaría un aumento de potencia y se recuperaría la eficiencia de las turbinas que actualmente ha decaído ligeramente debido a su antigüedad. Un factor limitante al momento del aumento de potencia de las turbinas es su velocidad de giro ya que por ejemplo, en las turbinas de las unidades 3 y 4 cuya velocidad es de 600 rpm este aumento se ve limitado por problemas de cavitación.

En el caso de los generadores, al igual que las turbinas. se encuentran en condiciones aceptables de operación ya que continuamente se realizan mantenimientos preventivos de estos equipos dada su importancia, por lo que se recomienda conservarlos con un mantenimiento adecuado y de ser posible realizar anualmente un "overhaul" para recuperar la integridad y eficiencia de las máquinas debido a su antigüedad. Así mismo, es necesario mejorar el sistema de enfriamiento de las unidades para evitar sobrecalentamiento de las maquinas como ha ocurrido ya en algunas ocasiones y cuyo efecto provoca la limitación de la potencia de salida de las unidades.

Los generadores fueron diseñados originalmente para funcionar a un factor de potencia de 0,8 pero debido a los requisitos actuales de la red, estos equipos operan a un factor de potencia mayor a 0,9 la mayor parte del tiempo, por lo que, se puede aprovechar esta variación en el punto de operación para obtener mayor potencia de salida sin modificaciones de la máquina si se aumenta la capacidad de las turbinas debido a una modernización.

Las alternativas planteadas para la mejora de los sistemas auxiliares fueron cambios en las bombas de circulación de aceite y empaques de los cojinetes debido a su antigüedad para evitar filtraciones de aceite y mejorar la eficiencia del sistema. Los transformadores de servicios auxiliares están en óptimas condiciones por lo que se recomienda conservarlos con los mantenimientos de rutina adecuados. Por otro lado, en cuanto a los sistemas de corriente continua se recomienda realizar un cambio del cargador de baterías por uno moderno para de este modo mantener la vida útil del nuevo banco de baterías y además obtener mejores prestaciones para su control y monitoreo.

Otro aspecto importante es que todavía se encuentran instalados tableros de control antiguos que inciden en el funcionamiento de los nuevos sistemas de



control digital comandados por PLC por lo que su operación se ve afectada ya que los equipos antiguos interfieren con las secuencias de funcionamiento y generan dificultades para la reparación y localización de fallas en los sistemas lógicos, por lo que se recomienda retirar estos tableros antiguos para independizar el control digital de la central. Actualmente la empresa ya se encuentra realizando esta actividad.

Los sistemas de protección y control de la central fueron modernizados por IED's y PLC'S respectivamente en el año 2010 por lo que no es necesario realizar ninguna actividad.

Adicionalmente, se plantearon dos planes de modernización que consideran el estado actual de todos los elementos y sistemas mencionados anteriormente. En el primer plan se propone mantener las unidades de generación, sistema de excitación y las turbinas sin modificaciones debido a su estado aceptable y cambiar únicamente elementos como reguladores de velocidad y tensión así como los sistemas auxiliares de lubricación de cojinetes. Además, se propone un cambio en el cargador de baterías y una mejora mínima en los sistemas de control con el retiro de los tableros antiguos. Este plan tiene un costo aproximado de 1'638.670 dólares y constituye la alternativa más eficiente en los aspectos técnicos y económicos.

El segundo plan propuesto considera un cambio en los rodetes de las turbinas para aumentar la potencia de salida y eficiencia, además se considera una mejora en el sistema de enfriamiento de los generadores para garantizar su correcto funcionamiento y adaptabilidad a una mejora de las turbinas y además se recomienda realizar las mismas actividades propuestas en el primer plan de modernización. El costo de este plan es de 4'547.670 dólares. Sin embargo, esta alternativa no es recomendable para la empresa debido a las condiciones actuales de los equipos, alta inversión económica y además la operación actual de los elementos no afectan el índice de disponibilidad de la planta y por lo tanto no existen pérdidas económicas relacionadas con disminución en la remuneración a la empresa por costos fijos.

El análisis de los indicadores financieros Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), demuestran la conveniencia de la ejecución del plan propuesto n°1 donde se obtuvo un VAN mayor a cero y un TIR mayor a la tasa de descuento propuesta. Por otro lado, el plan n°2 mostró un VAN negativo y un TIR inferior a la tasa planteada y por lo que la ejecución de esta propuesta no es conveniente económicamente.

Finalmente, si el estado ecuatoriano mantiene los incentivos financieros para la producción de energía con centrales renovables no convencionales, una modernización más extensiva de la central Saucay podría aplicar a estos programas y obtener mayor rédito económico por tarifas preferentes. Esto se debe a que la planta se clasifica actualmente como una pequeña central hidroeléctrica dentro del marco regulatorio CONELEC 001/13 vigente hasta el 31 de diciembre de 2016.



10.2 RECOMENDACIONES

Para la central Saucay, la empresa ELECAUSTRO S.A debería considerar los siguientes aspectos:

- Mejorar los registros de operación por parte del personal de la central, en especial los reportes de fallas o salidas no programadas ya que en muchos casos no se especifican los motivos que las provocan y este aspecto perjudica al momento de realizar un análisis detallado de las salidas debido a falta de información
- Debido a la antigüedad de la central, la información de varios sistemas no se dispone o está incompleta. Así mismo, la mayoría de planos que contienen información importante de los elementos de la central están en mal estado por lo que se recomienda digitalizar la información disponible para de este modo facilitar trabajos posteriores que puedan realizarse.
- Se debe realizar a cabalidad los mantenimientos preventivos propuestos en el plan anual para evitar salidas no programadas y prolongar la vida útil de los equipos, evitando de este modo la realización de mantenimientos correctivos que podrían ser evitados.
- Los nuevos sistemas de control tienen un gran potencial y flexibilidad para la operación y monitoreo de la central, por lo que se recomienda aprovechar todas las prestaciones que brindan estos equipos con la instalación de nuevos sensores para monitorear otros parámetros como temperatura, corriente y tensión de los devanados de campo de los generadores con un reajuste o actualización de los sensores instalados.
- Se recomienda realizar la implementación del plan de modernización propuesto antes de que los equipos lleguen a una etapa de obsolescencia debido a su antigüedad, evitando así daños graves que ocasionen salidas de operación prolongadas de la central que implicaría pérdidas económicas para la empresa.
- Para minimizar el tiempo de salida de servicio de las unidades se debe considerar la implementación del plan de modernización en una etapa de mantenimiento mayor de la central conjuntamente con otras actividades que permitan disminuir las pérdidas económicas por no generación.



ANEXOS