



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL INCREMENTO DE LA COGENERACIÓN MEDIANTE
LA OPTIMIZACIÓN DEL USO DE VAPOR CON BIOMASA CAÑERA Y LA INSTALACIÓN
DE UN TURBOGENERADOR EN UN INGENIO AZUCARERO**

Tomás Enrique Xiloj Cuin

Asesorado por el Ing. Carlos Vinicio Hernández Porres

Guatemala, junio de 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL INCREMENTO DE LA COGENERACIÓN MEDIANTE
LA OPTIMIZACIÓN DEL USO DE VAPOR CON BIOMASA CAÑERA Y LA INSTALACIÓN
DE UN TURBOGENERADOR EN UN INGENIO AZUCARERO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

TOMÁS ENRIQUE XILOJ CUIÑ

ASESORADO POR EL ING. CARLOS VINICIO HERNÁNDEZ PORRES

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JUNIO DE 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL I	
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Narda Lucía Pacay Barrientos
VOCAL V	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonzo Rivera Castillo
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la Ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL INCREMENTO DE LA COGENERACIÓN MEDIANTE LA OPTIMIZACIÓN DEL USO DE VAPOR CON BIOMASA CAÑERA Y LA INSTALACIÓN DE UN TURBOGENERADOR EN UN INGENIO AZUCARERO

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha de 10 julio de 2013.

Tomás Enrique Xiloj Cuin



Guatemala 28 de Octubre de 2014

Ingeniero

Francisco González

Coordinador del área de potencia

Escuela de Mecánica eléctrica

Facultad de Ingeniería

Presente

Estimado Ingeniero: González

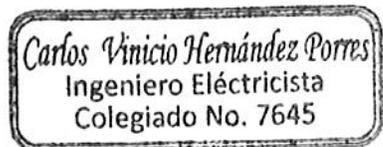
Por este medio quiero informarle que de acuerdo a lo estipulado en la dirección de escuela, se procedió a la asesoría y revisión del trabajo de graduación titulado: **“ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL INCREMENTO DE LA COGENERACIÓN MEDIANTE LA OPTIMIZACIÓN DEL USO DE VAPOR CON BIOMASA CAÑERA Y LA INSTALACIÓN DE UN TURBOGENERADOR EN UN INGENO AZUCARERO”**, desarrollado por el estudiante Tomás Enrique Xiloj Cuin, identificado con carné 2003-12724, previo a optar al título de Ingeniero Electricista. Debido a lo anterior, tanto el autor como el asesor, son responsables del contenido y conclusiones del mismo y por medio de la presente me permito aprobarlo como requisito para la graduación de autor.

Atentamente,

Ing. Carlos Vinicio Hernández Porres

Colegiado Activo No. 7645

Asesor





Ref. EIME 57.2014
Guatemala, 28 de OCTUBRE 2014.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL INCREMENTO DE LA
COGENERACIÓN MEDIANTE LA OPTIMIZACIÓN DEL USO
DE VAPOR CON BIOMASA CAÑERA Y LA INSTALACIÓN DE
UN TURBOGENERADOR EN UN INGENIO AZUCARERO, del
estudiante, Tomás Enrique Xiloj Cuin, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia



S/O



REF. EIME 57. 2014.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; TOMÁS ENRIQUE XILOJ CUIN titulado: ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL INCREMENTO DE LA COGENERACIÓN MEDIANTE LA OPTIMIZACIÓN DEL USO DE VAPOR CON BIOMASA CAÑERA Y LA INSTALACIÓN DE UN TURBOGENERADOR EN UN INGENIO AZUCARERO, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 20 DE NOVIEMBRE 2014.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL INCREMENTO DE LA COGENERACIÓN MEDIANTE LA OPTIMIZACIÓN DEL USO DE VAPOR CON BIOMASA CAÑERA Y LA INSTALACIÓN DE UN TURBOGENERADOR EN UN INGENIO AZUCARERO**, presentado por el estudiante universitario: **Tomás Enrique Xilloj Cuin**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Angel Roberto Sic García
Decano



Guatemala, junio de 2015

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por la vida, la salud, mi familia y las personas que puso en mi camino. Por guiar mi vida y sus incontables bendiciones, y la oportunidad que me brinda de alcanzar una meta más en mi vida, meta que será para la honra y gloria de ÉL.

Mis padres

Salvador Xiloj Conoz y Tomasa Cuin de Xiloj, por su incondicional apoyo y comprensión en cada etapa de mi vida. Con su vida han sido ejemplo para formar la mía, y sin ellos ningún logro profesional hubiera sido posible.

Mis hermanos

Edson, Lucía, Tony (q. e. p. d.), Diana y Roger Xiloj, que siempre me apoyaron cuando los necesité.

Mi esposa

Carmelina Ramos de Xiloj, por su apoyo, comprensión y amor incondicional, y por ser un motivo para ser mejor persona.

Mi hija

Marcela, por ser una motivación más en mi vida.

Mis abuelitos

Tomas Xiloj, Lucía Conoz, Tomas Cuin (q. e. p. d.) y Manuela Tiriquiz, por ser los pilares de mi familia.

Mi familia

Tíos, tías y primos, quienes siempre mostraron su apoyo en todas las circunstancias.

AGRADECIMIENTOS A:

**Mi asesor de trabajo
de graduación**

Ing. Carlos Vinicio Hernández Porres, por su enseñanza y paciencia durante la elaboración de este documento.

**Universidad de
San Carlos de
Guatemala**

Tan distinguida casa de estudios que me abrió sus puertas y me formó como profesional; por darme la oportunidad de vivir etapas de mi vida que marcarán las mismas de manera positiva.

Facultad de Ingeniería

Por la oportunidad de ser parte de tan prestigiosa Facultad y transmitirme los valores por los cuales se rige la misma.

Mis catedráticos

Por su dedicación al impartir sus conocimientos y experiencias que serán base fundamental en mi carrera.

**Mis amigos y
compañeros**

Por su apoyo y colaboración desde el inicio de mi carrera hasta este día.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	XI
LISTA DE SÍMBOLOS	XV
GLOSARIO	XIX
RESUMEN.....	XXV
OBJETIVOS.....	XXVII
INTRODUCCIÓN	XXIX
1. ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DE LAS ÁREAS QUE INTERVIENEN EN EL PROCESO DE COGENERACIÓN A TRAVÉS DE LA PRODUCCIÓN DE VAPOR CON BIOMASA CAÑERA	1
1.1. Formulación del problema.....	1
1.1.1. Funcionamiento actual.....	3
1.1.1.1. Área de molinos	3
1.1.1.2. Área de calderas.....	5
1.1.1.3. Área de turbogenerador	7
1.1.2. Análisis de la situación actual.....	8
1.2. Justificación	10
1.3. Alcances	11
1.4. Limitaciones	11
2. ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN EL PROCESO DE COGENERACIÓN POR MEDIO DE LA PRODUCCIÓN DE VAPOR CON BIOMASA CAÑERA	13
2.1. Proceso de generación de energía eléctrica.....	13
2.2. Centrales eléctricas.....	17

2.3.	Centrales termoeléctricas	17
2.4.	Principales elementos de una central termoeléctrica.....	20
2.4.1.	Equipo para la generación de vapor.....	20
2.4.1.1.	Caldera.....	20
2.4.1.1.1.	Accesorios principales de la caldera	22
2.4.1.1.2.	Accesorios auxiliares de la caldera	24
2.4.1.1.3.	Equipo complementario.....	26
2.4.1.1.4.	Sistemas de control de la caldera	31
2.4.2.	Equipo para la generación eléctrica	34
2.4.2.1.	Turbogenerador eléctrico.....	34
2.4.2.2.	Sistema auxiliar de la turbina de vapor...	37
2.4.3.	Generador eléctrico.....	41
2.4.3.1.	Partes de un generador eléctrico.....	41
2.4.4.	Protecciones del generador	48
2.4.5.	Sistema de distribución eléctrica	67
3.	ANÁLISIS TÉCNICO DE LA COGENERACIÓN A TRAVÉS DE LA PRODUCCIÓN DE VAPOR CON BIOMASA CAÑERA.....	69
3.1.	Presentación de la propuesta para hacer eficiente el uso del vapor.....	69
3.2.	Análisis de los parámetros básicos del sistema de cogeneración	71
3.2.1.	Situación actual.....	71
3.2.1.1.	Molienda neta por día	71
3.2.1.2.	Molienda neta por hora.....	71
3.2.1.3.	Producción de bagazo	72

3.2.1.4.	Consumo de vapor.....	73
3.2.1.5.	Producción de caña	73
3.2.1.6.	Consumo total de vapor	73
3.2.1.7.	Eficiencia de calderas y turbogeneradores	74
3.2.1.7.1.	Eficiencias de calderas	74
3.2.1.7.2.	Eficiencia de turbogeneradores	75
3.2.1.8.	Producción de vapor por calderas hacia turbogeneradores de escape	76
3.2.1.9.	Consumo de vapor por calderas hacia turbogeneradores de escape y molinos con turbinas de vapor	77
3.2.1.10.	Consumos de bagazo por calderas de escape	78
3.2.1.10.1.	Consumo de bagazo de la caldera 6.....	78
3.2.1.10.2.	Consumo de bagazo de la caldera 4.....	79
3.2.1.10.3.	Consumo de bagazo de la caldera 7	79
3.2.1.10.4.	Consumo de bagazo de la caldera 1	79
3.2.1.10.5.	Consumo total de bagazo de escape	80
3.2.1.11.	Producción de potencia en kilovatio hora por medio de turbogeneradores de escape	81

3.2.1.11.1.	Producción turbo TGM-2003	81
3.2.1.11.2.	Producción turbo Trona	81
3.2.1.11.3.	Producción turbo Topping	82
3.2.1.11.4.	Producción de turbo de 4 MW	82
3.2.1.12.	Venta actual de potencia en kilovatio-hora con turbogeneradores de escape	83
3.2.1.13.	Producción de potencia en kilovatio-hora por medio del turbogenerador de condensación	84
3.2.1.14.	Bagazo disponible ingenio	85
3.2.1.15.	Bagazo de reserva	86
3.2.1.16.	Bagazo de escape	87
3.2.1.17.	Bagazo disponible para turbogenerador de condensación	87
3.2.1.18.	Consumo real de bagazo por el turbogenerador de condensación	88
3.2.1.18.1.	Eficiencia caldera 5	88
3.2.1.18.2.	Eficiencia turbogenerador <i>condensing</i>	89
3.2.1.19.	Sobrante de bagazo	89
3.2.1.20.	Almacenamiento de bagazo por zafra	90
3.2.1.21.	Venta total de potencia en kilowatt con bagazo	91
3.2.1.22.	Venta kilowatt por tonelada de caña	92
3.2.2.	Situación futura con la nueva propuesta	94

3.2.2.1.	Eficiencia de turbogeneradores	96
3.2.2.2.	Nuevos consumos	97
3.2.2.3.	Consumo de bagazo por calderas de escape	99
3.2.2.4.	Producción de kilowatt esperado por medio de los turbogeneradores de escape	99
3.2.2.5.	Nuevo consumo kilovatio hora ingenio	100
3.2.2.6.	Consumo de motores eléctricos de alta eficiencia	102
3.2.2.7.	Nuevo consumo total kilovatio-hora ingenio	103
3.2.2.8.	Venta esperada con turbogeneradores de escape	103
3.2.2.9.	Bagazo disponible ingenio	104
3.2.2.10.	Bagazo de reserva nuevo	104
3.2.2.11.	Bagazo de escape	105
3.2.2.12.	Bagazo disponible para turbogenerador de condensación.....	105
3.2.2.13.	Consumo real de bagazo por el turbogenerador de condensación	106
3.2.2.14.	Sobrante de bagazo.....	106
3.2.2.15.	Almacenamiento de bagazo por zafra	107
3.2.2.16.	Venta esperada total escape y condensación.....	107
3.2.2.17.	Venta esperada de potencia en kilowatt por tonelada de caña	109

	3.2.2.18. Comparativo	110
3.3.	Criterios de selección de equipos y accesorios	111
3.3.1.	Sistema de voltaje	111
3.3.2.	Interruptor de potencia	112
3.3.3.	Transformador de potencia	113
3.3.4.	Gobernador	114
3.3.5.	Turbina	115
3.3.6.	Generador síncrono	115
	3.3.6.1. Especificaciones eléctricas del generador	115
3.3.7.	Diseño del generador eléctrico.....	116
	3.3.7.1. Estator	122
	3.3.7.2. Rotor.....	122
	3.3.7.3. Cojinetes.....	123
	3.3.7.4. Intercambiador de calor o sistema de enfrentamiento.....	123
3.3.8.	Sistema de control.....	125
	3.3.8.1. SCADA	125
	3.3.8.2. Funciones generales	127
	3.3.8.3. Sala de control.....	127
	3.3.8.3.1. Monitor de secuencia de eventos.....	128
3.3.9.	Interruptor del generador.....	129
3.3.10.	Criterios para calibración de los reveladores de protección del generador eléctrico	135
	3.3.10.1. Calibración del relevador verificador de sincronismos 25.....	136
	3.3.10.1.1. Criterio para la calibración	136

3.3.10.2.	Calibración del revelador protección por baja tensión 27.....	137
3.3.10.2.1.	Criterio para la calibración	138
3.3.10.3.	Calibración del relevador protección por potencia inversa 32.....	139
3.3.10.3.1.	Criterio para la calibración	140
3.3.10.4.	Calibración del relevador protección por pérdida de campo 40	140
3.3.10.4.1.	Criterio para la calibración	142
3.3.10.5.	Calibración de relevador de protección por secuencia negativa 46	143
3.3.10.5.1.	Criterio para la calibración	143
3.3.10.6.	Calibración del relevador de protección por sobrecorriente instantánea (fase y neutro) 50/50N	144
3.3.10.7.	Calibración del relevador de protección por falla de sobrecorriente de tiempo inverso con restricción de voltaje 51 V. 147	
3.3.10.7.1.	Criterio para la calibración	148
3.3.10.8.	Calibración del relevador de protección por falla de alto voltaje 59.....	149
3.3.10.8.1.	Criterio para la calibración	150

3.3.10.9.	Calibración del relevador de protección por falla sobre baja frecuencia 81.....	151
3.3.10.9.1.	Criterio para la calibración	152
3.3.10.10.	Calibración del relevador de diferencial de corriente 87.....	153
3.3.10.10.1.	Criterio para la calibración	154
3.3.11.	Protecciones mecánicas del turbogenerador	154
3.3.12.	Selección de los transformadores de corriente	157
3.3.12.1.	Cálculo de los transformadores de corriente para el generador	157
4.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA	161
4.1.	Análisis económico del proyecto.....	161
4.1.1.	Costos de protección de vapor.....	161
4.1.2.	Costos de generación eléctrica	165
4.1.3.	Costos de inversión del proyecto	166
4.2.	Análisis costo-beneficio del proyecto.....	169
4.2.1.	Depreciación	170
4.2.2.	Relación costo/beneficio	170
4.2.3.	El valor presente neto (VPN).....	171
4.2.4.	La tasa interna de retorno (TIR)	174
4.2.5.	Factibilidad técnica.....	175
4.2.6.	Comparación económica antes y después del montaje	176
4.2.6.1.	Ingreso total por venta de energía eléctrica con bagazo antes del montaje del nuevo turbogenerador.....	176

4.2.6.2.	Ingreso total por venta de energía eléctrica de bagazo después del montaje del nuevo turbogenerador	177
4.2.6.3.	Ingreso neto adicional.....	178
5.	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	179
5.1.	Etapas de evaluación.....	179
5.2.	Normativa ambiental utilizada para el control de emisiones en plantas termoeléctricas	180
5.3.	Evaluación de impactos y medidas para minimizarlos	183
5.3.1.	Evaluación de impactos.....	184
5.3.1.1.	Impactos asociados a la etapa de construcción.....	184
5.3.1.2.	Impactos asociados a la etapa de operación	186
5.3.1.3.	Medidas para minimizar los efectos.....	188
5.3.1.3.1.	Control de emisiones de material particulado	189
5.3.1.3.2.	Control de emisiones de gases	190
5.3.1.3.3.	Control de emisiones de dioxinas y furanos.....	193
5.3.1.3.4.	Control del ácido sulfhídrico	194
5.3.1.3.5.	Control de olores	194
	CONCLUSIONES	197
	RECOMENDACIONES.....	199
	BIBLIOGRAFÍA.....	201

APÉNDICE203

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Sistema de cogeneración con biomasa cañera.....	2
2.	Esquema de funcionamiento actual de un molino accionado por turbina de vapor	4
3.	Esquema actual de las calderas 4 y 7	6
4.	Esquema de funcionamiento del turbogenerador TRONA	7
5.	Esquema general actual de los elementos en estudio	9
6.	Diagrama de flujo del proceso general de cogeneración	14
7.	Esquema de pérdidas de agua y vapor en la caldera	16
8.	Esquema general de una planta de generación termoeléctrica	19
9.	Esquema de una caldera acuotubular de vapor saturado y sobrecalentado mostrando sus diferentes secciones.....	21
10.	Principio de operación de toberas de una turbina de vapor	35
11.	Diagrama de bloques del sistema de control de una turbina de vapor...	39
12.	Excitación mediante generadores de corriente continua con control manual	43
13.	Excitación mediante puente rectificador (autoexcitado)	44
14.	Excitación sin escobillas con autoexcitación	45
15.	Excitación sin escobillas con excitatriz piloto	46
16.	Característica operacional del relevador 32	55
17.	Condiciones de operación del generador.....	57
18.	Características de pérdida de excitación.....	58
19.	Característica de sobrecorriente de tiempo inverso	62
20.	Esquema para la situación futura con turbogenerador nuevo	95

21.	Funcionamiento de molinos antes de la motorización	101
22.	Funcionamiento de motores después de la motorización	102
23.	Interruptor de potencia de gran contenido de aceite para una fase	112
24.	Diagrama unifilar de la subestación ingenio consumo-generación	113
25.	Configuración de un sistema SCADA	126
26.	Diagrama unifilar en condiciones normales antes de instalar nuevo turbogenerador	130
27.	Diagrama unifilar en condiciones normales con nuevo turbogenerador	131
28.	Diagrama unificar en condiciones de falla en barra de 13,8 kV	132
29.	Reporte de valores de corriente en estado de falla	133
30.	Diagrama unifilar propuesto para la protección del generador	135
31.	Conexión propuesta para el relevador 25	137
32.	Conexión propuesta para el relevador 27	139
33.	Conexión propuesta para el relevador 32	140
34.	Conexión propuesta para el relevador 40	142
35.	Conexión propuesta para el relevador 46	144
36.	Conexión propuesta para el relevador 50	146
37.	Conexión propuesta para el relevador 50N	146
38.	Conexión propuesta para el relevador 51V	148
39.	Conexión propuesta para el relevador 59	150
40.	Conexión propuesta para el relevador 81	152
41.	Conexión propuesta para el relevador 87	154
42.	Sistema de protección por sobre velocidad	155
43.	Ubicación del nuevo turbogenerador	196

TABLAS

I.	Consumo de vapor promedio utilizado por las turbinas de los molinos del tándem B.....	5
II.	Producción de vapor promedio generado por las calderas 4 y 7	6
III.	Consumo de vapor del turbogenerador actual	8
IV.	Protección de turbogenerador-transformador	51
V.	Alarmas de turbogenerador.....	52
VI.	Datos técnicos del proyecto	70
VII.	Eficiencias de calderas.....	74
VIII.	Eficiencias de turbogeneradores	75
IX.	Producción de vapor por caldera	76
X.	Consumo de vapor actual de los turbogeneradores de escape	77
XI.	Producción de potencia en kilovatio-hora por turbogeneradores de escape.....	83
XII.	Eficiencias turbogeneradores con nuevo turbogenerador	96
XIII.	Nuevos consumos de vapor	97
XIV.	Producción de energía nueva esperada con turbogeneradores de escape.....	103
XV.	Temperaturas permitidas en generador enfriado por aire	119
XVI.	Clases de transformadores de corriente	158
XVII.	Relaciones de los CT's	159
XVIII.	Costos de mano de obra por día de operación en área de calderas....	163
XIX.	Resumen de costos	167
XX.	Costo beneficio	171
XXI.	Calidad ambiental del aire en centrales termoeléctricas (microgramo/metro cúbico)	182
XXII.	Emisiones a la atmósfera	185
XXIII.	Residuos	185

XXIV.	Tecnología de control de material particulado	189
XXV.	Resumen de la evaluación de impacto ambiental.....	195

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
PM10	10 partes por millón
HCl	Ácido clorhídrico
[A]	Amperio
BR	Bagazo de reserva
BDI	Bagazo disponible para el ingenio
NEC	Código eléctrico nacional
COV	Compuestos orgánicos volátiles
CC4	Consumo de la caldera 4
CC6	Consumo de la caldera 6
CC7	Consumo de la caldera 7
CONS AUX	Consumo de potencia servicios auxiliares solo cogeneración.
CV	Consumo de vapor
CRTC	Consumo real de bagazo por el turbogenerador condensación.
CTBE	Consumo total de bagazo de escape
CTV	Consumo total de vapor
CTI	Consumo total Ingenio
C.E.	Costo de energía por día en zafra
CG	Costo de generación del nuevo turbogenerador
CMO	Costo de la mano de obra anual de reparación y operación.

CM	Costo de mantenimiento promedio del turbogenerador.
C.O.	Costo de operación en zafra
TTA	Costo total de tratamiento de agua por día de las calderas.
PCDD	Dioxinas
EA	Estudio ambiental
PCDF₅	Furanos
GEN CON	Generación en barras del turbogenerador de condensación.
GEN N CON	Generación neta con turbogenerador de condensación.
HAP	Hidrocarburos policíclicos aromáticos
[KVA]	Kilo-voltio-amperio
[KW]	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
[m]	Metro
MNH	Molienda neta por hora
CO	Monóxido de carbono
NOX	Óxido de Nitrógeno
PM	Partes por millón
K	Potasio
PTTE	Producción total turbos de escape
MCOV	Tensión máxima de operación continua
TMO	Total de mano de obra
TE	Turbogeneradores de escape
[W]	Vatio
VATE	Venta actual por turbogeneradores de escape
VPTC	Venta de potencia en kW por tonelada de caña

VPDFZ

Venta de potencia en kW por tonelada de caña,
después de finalizada la zafra.

VTCB

Venta total con bagazo

GLOSARIO

Alabes	Es la paleta curva de una turbomáquina o máquina de fluido rotodinámica. Forma parte del rodete, y en su caso, también del difusor o del distribuidor
Amperio	Unidad de medida de la corriente eléctrica.
ASTM	Bagazo de reserva.
Baffles	Deflectores que orientan el flujo de gases en una caldera.
Bagazo	Desecho fibroso de la caña de azúcar.
Baja tensión	Nombre que se le da a los niveles de voltaje debajo de 1,000 voltios.
Biomasa cañera	Es el total de fibra residual de la cosecha y procesamiento de la caña de azúcar, constituida por los residuos agrícolas de la cosecha y el bagazo de la molida.
Bus	Barra o fuente de distribución principal a la que están conectados varios equipos.
Calderín	Es un colector cuyo propósito es distribuir

uniformemente el refrigerante en los circuitos de tuberías dentro de enfriadores de aire, refrigeradores en seco, evaporadores y condensadores.

Capacidad interruptiva

Capacidad del interruptor seleccionado sobre la base de corriente simétrica a interrumpirse; es capaz de interrumpir la corriente simétrica existente y de resistir la corriente momentánea, en ciclos desde que inicia el fallo hasta que se extingue el arco.

Cogeneración

Producción de energía eléctrica a través de subproductos obtenidos de un proceso de una planta industrial o manufacturera, que dispone de una fuente de energía eléctrica.

Corriente de arranque

Corriente en amperios, con la cual un motor pasa desde su estado estacionario a su estado nominal.

Corriente *pick up*

Se le llama así a la corriente base que se utiliza para calcular la protección de algún dispositivo eléctrico.

Cortocircuito

Condición de falla causada por la conexión accidental de dos o más fases entre sí o de fase a neutro.

Desmineralizadora

Por proceso de desmineralización o desionización de agua se entiende la eliminación de las sales disueltas (iones catiónicos y aniónicos).

Diagrama Unifilar

Simplificación de un sistema eléctrico, representado

por medio de una línea y de símbolos normalizados, a las líneas de transmisión, distribución y aparatos o dispositivos asociados a este.

DIN	Normas de la industria alemana.
Dispositivos de estado sólido	Dispositivos electrónicos semiconductores.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.
Entalpía	Es una magnitud termodinámica, simbolizada con la letra H, cuya variación expresa una medida de la cantidad de energía absorbida o cedida por un sistema termodinámico, es decir, la cantidad de energía que un sistema puede intercambiar con su entorno.
Falla instantánea a tierra	Condición de falla causada por la conexión accidental de una fase a tierra.
IEEE	Institute Electrical and Electronics Engineers.
Media tensión	Nombre que se le da a los niveles de voltaje entre 1,001 y 25,000 voltios.
NESC	National Electric Safety Code
NFPA	Nacional FIRE Protection Association.

Ohm	Unidad de medida de la resistencia eléctrica.
Potencia	Capacidad que tiene un cuerpo de efectuar un trabajo en un tiempo determinado.
Prueba hidrostática	Es la aplicación de una presión a un equipo o línea de tuberías fuera de operación, con el fin de verificar la hermeticidad de los accesorios brindados y la soldadura, utilizando como elemento principal el agua o en su defecto un fluido no corrosivo.
RDT'S	Es un detector de temperatura resistivo, es decir, un sensor de temperatura basado en la variación de la resistencia de un conductor con la temperatura.
Relé multifunción	Dispositivo electrónico para protección eléctrica de un equipo. Se llama multifunción, ya que un solo aparato puede tener varias protecciones para un mismo circuito.
Relevador de protección	Dispositivo que se utiliza para detectar y aislar fallas en el menor tiempo posible; éstos pueden funcionar con principio electromecánico o de estado sólido.
Sistema de protección	Conjunto de dispositivos que detecta y aísla fallas y otros fenómenos perjudiciales en el menor tiempo posible, de acuerdo con la economía y seguridad.

Switcheo	Llámesese así al conjunto de maniobras repetitivas del estado de conducción al de no conducción y viceversa, de un dispositivo semiconductor.
Tandem	Se denomina así al conjunto de equipos que trabajan conjuntamente para extraer jugo de caña y producir bagazo.
Tobera	Dispositivo que sirve para direccionar el vapor hacia los álabes.
Tritón	Biogás utilizado para enfriamiento de generadores eléctricos.
Turbogenerador	Se le llama así a la unión de una turbina con un generador eléctrico.
USEPA	Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos.
Valor por unidad (PU)	Es la razón del valor de una magnitud al valor base, expresado como un decimal.
VDE	Asociación de Ingenieros Eléctricos Alemanes.
Voltio	Unidad de medida de la diferencia de potencial entre dos puntos.
WHO	World Health Organization.

Zafra

Época en la cual se puede cosechar la caña de azúcar.
Normalmente en el periodo de noviembre a mayo.

RESUMEN

La cogeneración es una tecnología desarrollada en el sector agroindustrial, desde ya hace varios años en Guatemala. Una de las aplicaciones más importantes de la cogeneración es la combustión de un recurso natural que permita el movimiento de sistemas y mecanismos capaces de producir energía para ser aprovechada por el hombre en la aplicación del trabajo.

Por tal motivo, en el primer capítulo se presenta el estado actual de los elementos en estudio, dividiéndolos en tres áreas, molinos, calderas y turbogeneradores y describiendo su funcionamiento para lograr el sistema de cogeneración.

En el segundo capítulo se presenta un análisis técnico, que desglosa cada uno de los elementos del sistema de cogeneración y se hace una separación entre la parte de producción de vapor y la parte de producción de energía eléctrica, es decir, conocer cómo es que funciona una caldera y un turbogenerador.

Luego de conocer el funcionamiento de dichas áreas del sistema de cogeneración, en el tercer capítulo se presenta un análisis técnico que da paso a la propuesta de mejora en la producción y uso de vapor y de biomasa cañera para producción de energía eléctrica; así también la selección de equipos y sus criterios de selección como de operación, para la propuesta de optimizar el uso de vapor en una de las dos secciones de molinos; esta propuesta es la sustitución de las turbinas de vapor existentes, que accionan mecánicamente a

la sección de los molinos, al ser reemplazados mediante motores eléctricos de alta eficiencia. Otra de las propuestas es la sustitución de un turbogenerador deficiente por uno nuevo, de mejor eficiencia.

En el cuarto capítulo se encuentra un análisis económico con base en el tercer capítulo, para conocer si la propuesta de mejora es rentable o no, en el transcurso del tiempo, ya que se verá que la inversión conlleva la compra de equipos nuevos y mano de obra.

Para finalizar, en el quinto capítulo, se presentan los pasos a seguir, así como algunos enunciados importantes relacionados con el estudio de impacto ambiental bajo que legislaciones se basa y los medio de cómo reducir los efectos contra el ambiente.

OBJETIVOS

General

Realizar un análisis técnico y económico del incremento de la cogeneración mediante la optimización del uso de vapor con biomasa cañera y la instalación de un turbogenerador en un ingenio azucarero.

Específicos

1. Presentar el funcionamiento y estado actual de los elemento en estudio, dividiéndolos en tres áreas, molinos, calderas y turbogeneradores.
2. Realizar un análisis técnico, que hace una separación entre la parte de producción de vapor y la parte de producción de energía eléctrica es decir, conocer cómo funciona una caldera y un turbogenerador.
3. Realizar el análisis técnico del sistema de cogeneración con base en el balance de vapor, el cual establece cuáles son los elementos productores vapor y cuáles los elementos consumidores del vapor producido, y a partir de ello presentar la propuesta de mejora.
4. Realizar un análisis económico para mostrar si la propuesta de mejora es rentable o no, en el transcurso del tiempo.

5. Presentar los pasos a seguir para la realización de un estudio de impacto ambiental relacionado con este proyecto, bajo qué legislaciones se basa y los medios que utiliza para reducir los efectos contra el ambiente.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de graduación propone realizar un análisis técnico económico de una inversión en el sector azucarero. La sustitución de las turbinas de vapor como medio de accionamiento mecánico de los molinos y el vapor utilizado para este proceso que se convierte en un ahorro de vapor, son la base del presente trabajo, ya que este vapor sobrante será aprovechado para alimentar a un nuevo turbogenerador.

Una de las propuestas es dejar fuera de línea al turbogenerador de 15 MW actual; con esto se obtendrá un mejor aprovechamiento de alimentación para el nuevo turbogenerador, el cual se seleccionará con la mejor eficiencia posible. Tomando en consideración que la sustitución de este turbogenerador no lo hará por algún desperfecto, ya que quedará disponible para cualquier eventualidad, puesto que el estudio comprende la sustitución de las turbinas de los molinos mediante motores eléctricos, los cuales serán energizados por el nuevo turbogenerador. De tal manera que la generación del nuevo turbogenerador será parte para consumo interno de la fábrica y parte para su comercialización.

La utilización y optimización de la energía eléctrica en este medio es cada vez más importante e indispensable y el crecimiento de las industrias que trabajan sus procesos con la energía eléctrica va en aumento cada día. En época de invierno, la lluvia ayuda a las hidroeléctricas a generar energía, las cuales se encargan de dar su máxima capacidad aprovechando el recurso hídrico, siendo este el recurso de menor costo para la generación de la energía eléctrica.

Para la época de zafra se aprovecha la biomasa cañera de la caña de azúcar en la industria azucarera, para generar vapor de agua y con este generar energía eléctrica; esto da lugar a que se nivele la generación de energía al sistema nacional interconectado, ya que en esta época las hidroeléctricas presentan bajos niveles; de esta forma se mantiene la generación de energía siempre a costos bajos.

Por esta razón, el ingenio ha hecho más eficiente su proceso, aprovechando al máximo el recurso de biomasa cañera, buscando el incremento y optimización de su generación y venta de energía eléctrica; el último aumento fue en el 2007 y se debió a la instalación del turbogenerador Trona de aproximadamente 15 MW, directamente al Sistema Nacional Interconectado.

Actualmente el ingenio cuenta con dos calderas de 200 PSI de presión (calderas 1 y 2), con 250 000 libras - vapor /hora de capacidad continua combinada, de poco potencial de cogeneración para alimentar a los turbogeneradores de 4 000 kW y 2 000 kW; este último eliminado por bajo desempeño.

En operación, el ingenio cuenta también con dos calderas de 600 PSI de presión (calderas 4 y 7) y otra de 850 PSI de presión (caldera 6), con capacidad continua combinada de 540 000 libras - vapor / hora. El consumo de vapor, moliendo para 19 000 toneladas de caña diaria (TCD), es de 600 000 libras y la caldera núm. 1 de 200 PSI de presión, completa 60 000 libras.

El eje de cogeneración actual es, la caldera 6 de 850 PSI, con 15 500 kW; la 4 y 7 con 260 000 libras para el turbo Trona 15 000 kW, 75 000 libras para las 5 turbinas del Tándem B, las 60 000 libras / hr de 200 PSI 1 500 kW.

Existe una generación total aproximada de 32 000 kW, con un consumo eléctrico aproximado de 19 000 kW, y una cogeneración de 13 000 kW por turbo de escape, complementada por 21 500 kW del turbo de condensación de 25 000 kW para un despacho total de 34 500 kW aproximadamente, tal y como se demostrará mas adelante.

Como se puede ver, hay un turbogenerador deficiente y un consumo de vapor que se debe mejorar y, con ello, poder optimizar más el uso del vapor y así utilizarlo para otros procesos.

1. ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DE LAS ÁREAS QUE INTERVIENEN EN EL PROCESO DE COGENERACIÓN A TRAVÉS DE LA PRODUCCIÓN DE VAPOR CON BIOMASA CAÑERA

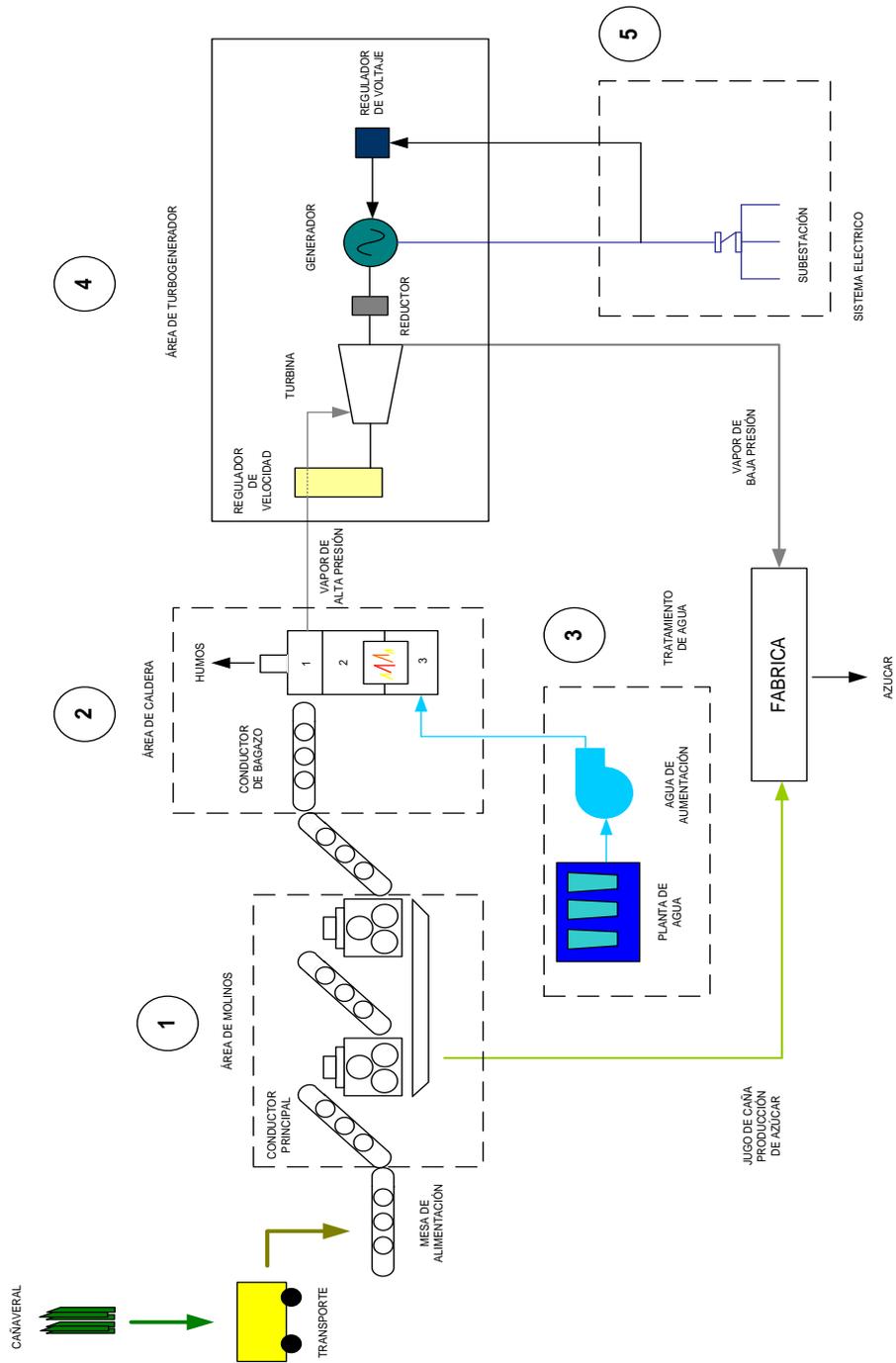
1.1. Formulación del problema

En la planta de generación de energía eléctrica en estudio, se clasifican cinco sistemas principales, los cuales permiten llegar a la transformación de la energía eléctrica como proceso final, estos son:

- Sistema de combustible (bagazo)
- Caldera o generador de vapor
- Sistema de aguas industriales
- Turbogenerador
- Sistema eléctrico

Este estudio se basa fundamentalmente en buscar de la mejor manera posible, el aprovechamiento de los elementos que intervienen en el proceso de generación de energía eléctrica por medio de la producción de biomasa cañera. Esto se realiza mediante comparaciones del funcionamiento actual de cada elemento, contra su situación futura.

Figura 1. Sistema de cogeneración con biomasa cañera



Fuente: elaboración propia, mediante datos obtenidos del sistema SCADA.

Las áreas que se estudian en este caso son:

- Área de molinos
- Área de calderas
- Área de turbogeneradores

1.1.1. Funcionamiento actual

Este proceso está dividido en dos partes: área de extracción de jugo de caña y área de producción de biomasa. Estas son el producto de la molienda de caña de azúcar; la primera es aprovechada para la fabricación de azúcar, la segunda se convierte directamente en combustible para la alimentación de las calderas.

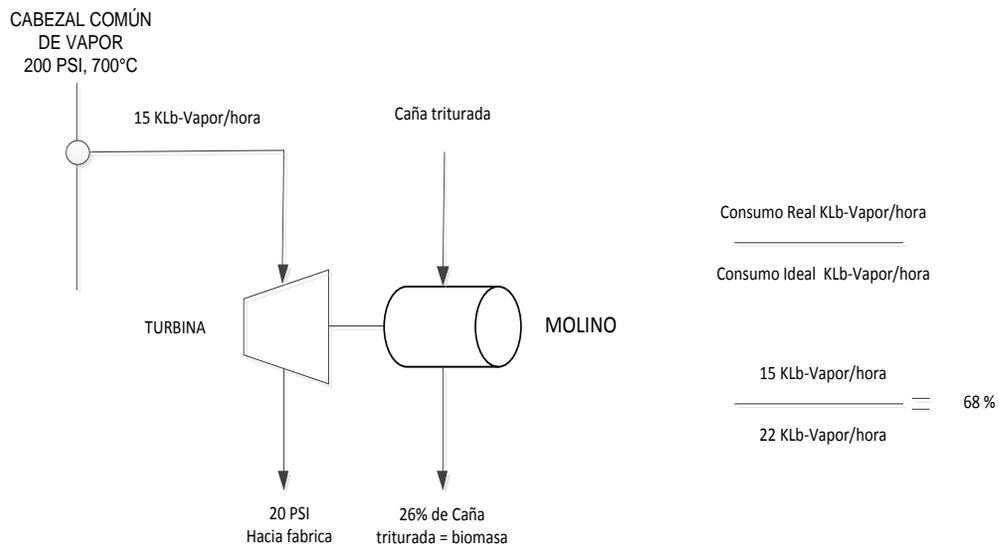
1.1.1.1. Área de molinos

Estos dos subprocesos se llevan a cabo mediante tandems identificados como A y B; este último es el tema en estudio; el mismo consta de 5 molinos accionados mecánicamente por medio de turbinas de vapor, acopladas directamente a su eje.

Los molinos están identificados como:

- Molino 1B
- Molino 2B
- Molino 3B
- Molino 4B
- Molino 5B

Figura 2. **Esquema de funcionamiento actual de un molino accionado por turbina de vapor**



Fuente: elaboración propia, mediante datos obtenidos del sistema SCADA.

El consumo ideal de vapor, que debería tener la turbina es en total de 110,000 Lb-va por/hora (dato de placa), pero actualmente tiene un consumo distribuido aproximadamente, como se muestra en la tabla I; esto ocurre también para el resto de molinos.

Como se puede ver también, del total de la caña triturada que ingresa a los molinos, el 26 % es biomasa o bagazo, que se convierte directamente en combustible para las calderas.

Tabla I. **Consumo de vapor promedio utilizado por las turbinas de los molinos del tándem B**

TURBINA	CONSUMO ACTUAL Klb-vapor / hora	EFICIENCIAS Lb-vapor / hora	CAPACIDAD Klb-vapor / hora
1	15,0	23,486	22
2	15,0	23,486	22
3	15,0	23,486	22
4	15,0	23,486	22
5	15,0	23,486	22
TOTAL	75		110

Fuente: datos obtenidos de laboratorio, mediante lecturas sistema SCADA.

Como se puede apreciar, el consumo de vapor de las turbinas que hacen funcionar a los molinos, no es eficiente, ya que solo se utiliza un 68 % de la capacidad total de consumo de estas; esto podrá demostrarse más adelante en el análisis técnico, para buscar el medio de cómo mejorar este consumo de vapor.

1.1.1.2. Área de calderas

El bagazo ya procesado que sale del último molino, identificado como molino 5B, se convierte en combustible para las calderas. Para generar el vapor que sirve para la alimentación de las turbinas para darle movimiento mecánico a los molinos, se utilizan dos calderas identificadas como calderas 4 y 7, las cuales distribuyen vapor como se resume en la siguiente tabla:

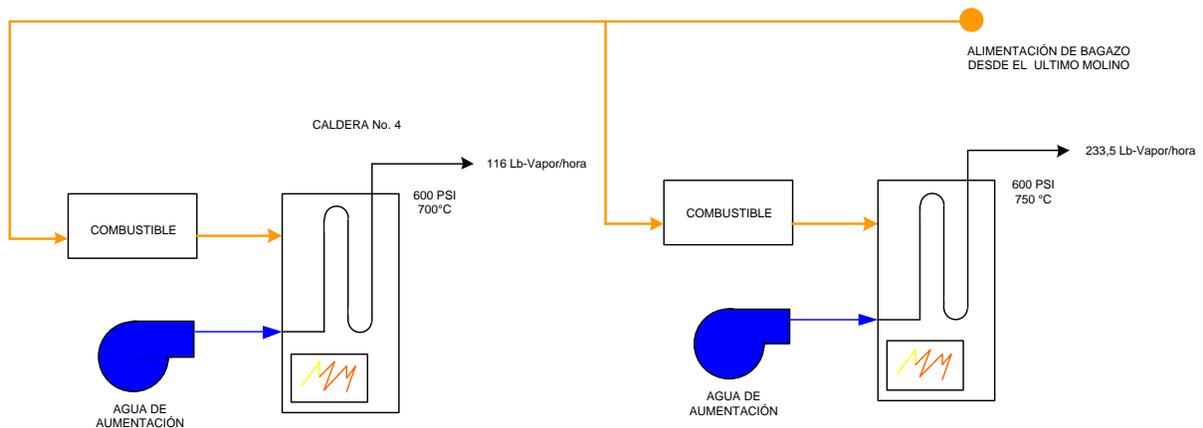
Tabla II. **Producción de vapor promedio generado por las calderas 4 y 7**

CALDERA	PRESIÓN PSI	TEMPERATURA °C	KLb-vapor / hora
4	600	700	116
7	600	750	233,5
TOTAL			349,5

Fuente: datos obtenidos de laboratorio, mediante lecturas sistema SCADA.

Las calderas en conjunto entregan aproximadamente 349,500 Lb-vapor/hora, las cuales se distribuyen entre las turbinas de los molinos del tándem B y un turbogenerador de 15 MW, identificado como TURBO TRONA, de la siguiente manera.

Figura 3. **Esquema actual de las calderas 4 y 7**



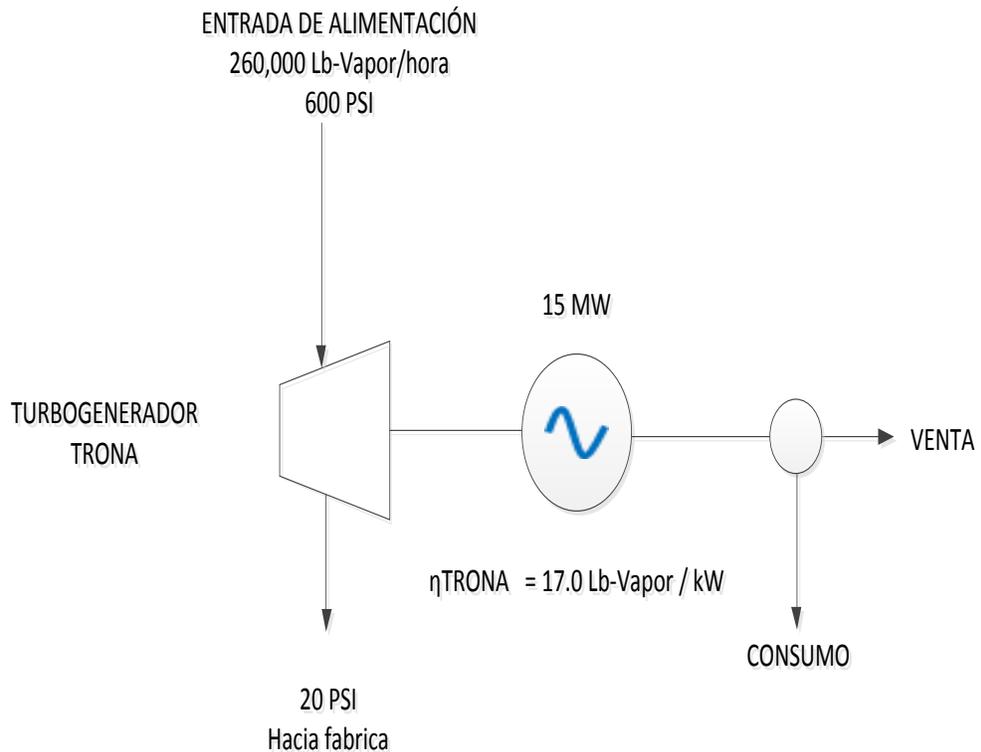
Fuente: elaboración propia, mediante datos obtenidos del sistema SCADA.

1.1.1.3. Área de turbogenerador

Las dos calderas utilizan como combustible el bagazo procesado que sale del último molino.

Las dos calderas alimentan con vapor a las turbinas de los molinos y al mismo tiempo a un turbogenerador de 15 MW; este genera energía eléctrica para el consumo del ingenio y parte se destina para su comercialización, como lo describe la figura 4:

Figura 4. Esquema de funcionamiento del turbogenerador TRONA



Fuente: elaboración propia, mediante datos obtenidos del sistema SCADA.

Tabla III. **Consumo de vapor del turbogenerador actual**

TURBOGENERADOR	CONSUMO ACTUAL KLb-vapor / hora	CONSUMO IDEAL KLb-vapor / hora	GENERACIÓN MW
TRONA	255	274,5	15

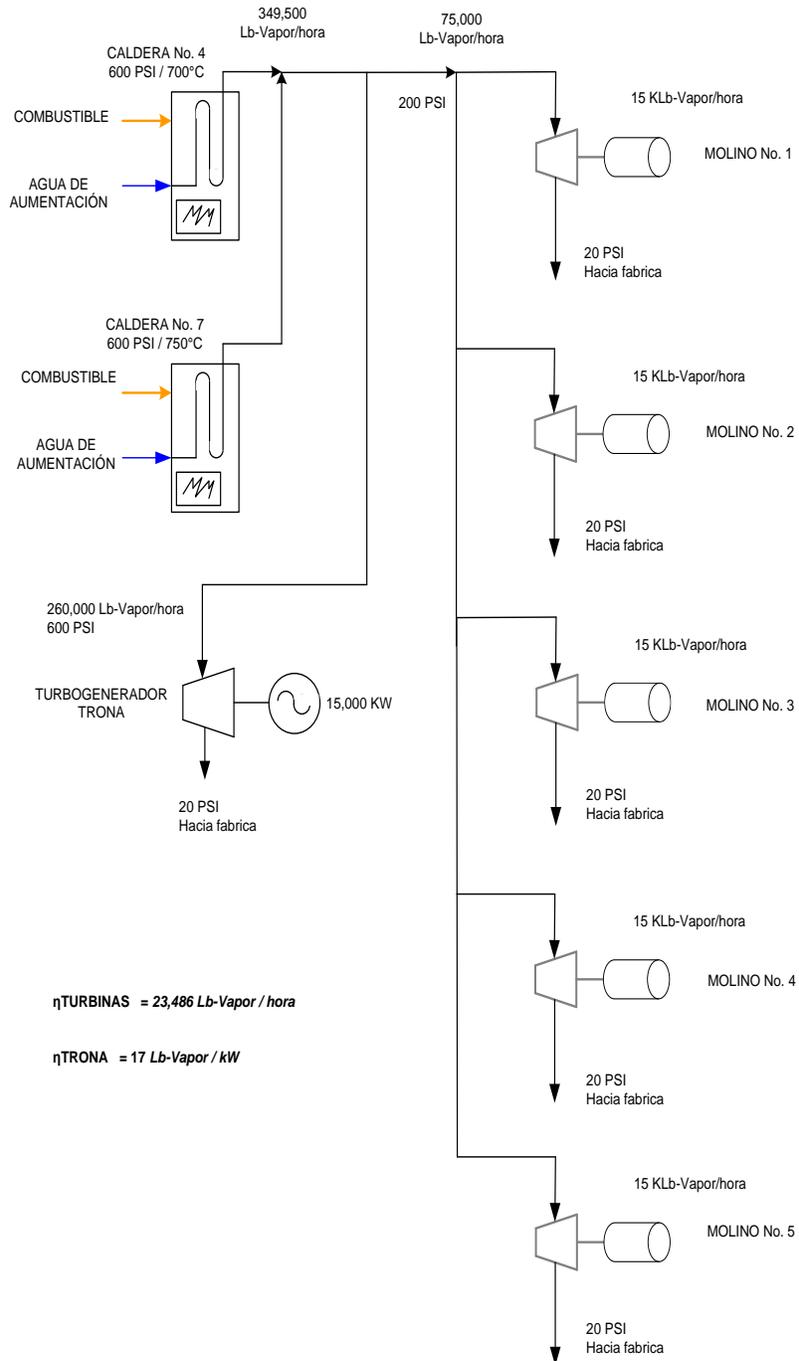
Fuente: datos obtenidos mediante lecturas del sistema SCADA.

El turbogenerador es de tipo escape, es decir que tiene extracciones de vapor; en este caso el turbogenerador reduce de una presión de 600 a una de 20 PSI, en el caso de las turbinas de los molinos del tándem B; estas también son de extracción, y se alimentan de un cabezal común a 200 PSI, y reducen también a 20 PSI; estas dos extracciones de presión de vapor en conjunto, se envían directamente a la fábrica en donde se aprovecha para la fabricación de azúcar.

1.1.2. Análisis de la situación actual

Al observar que el consumo actual de las turbinas del área de molinos, no es utilizado en forma óptima, se buscará una solución para optimizar el uso de vapor y aprovecharlo de mejor manera.

Figura 5. Esquema general actual de los elementos en estudio



Fuente: elaboración propia, mediante datos obtenidos del sistema SCADA.

1.2. Justificación

Para el aumento de la eficiencia en la producción de la energía eléctrica, en el ingenio se están llevando a cabo los estudios técnicos y económicos para:

- Incrementar la cogeneración con equipos más eficientes que intervengan en el proceso de fabricación del azúcar.
- Producir energía eléctrica, con el objetivo primordial de conseguir un excedente de la misma el cual se pretende generar durante el tiempo de zafra y exportarlos al sistema nacional interconectado, para luego obtener un mejor beneficio económico.

Dentro de los proyectos que se han llevado a cabo en el ingenio se puede mencionar, el uso eficiente de los elementos que intervienen en el proceso de fabricación de azúcar y en el proceso de generación de energía eléctrica; dicho proyecto se basa en el montaje de un turbogenerador de mayor capacidad y más eficiencia, conectado al sistema nacional interconectado, con sus respectivos equipos de enlace, medición, protección y sincronización al sistema.

Con ello se logrará la transformación del excedente de energía del proceso para la producción de energía eléctrica. La ventaja primordial, y la que se demuestra en el transcurso de la evaluación del proyecto, es asegurar la recuperación de la inversión total.

1.3. Alcances

El presente trabajo contiene información básica para el montaje del nuevo turbogenerador, con una capacidad adecuada según la alimentación de vapor que existe actualmente.

Con el nuevo turbogenerador se podrá abastecer de energía a la fábrica y parte para la comercialización, lo cual hace más productivo al ingenio.

1.4. Limitaciones

Para la elaboración de este trabajo la única limitante que se encuentra es la de no ejecutar el proyecto físicamente, ya que solamente es una propuesta.

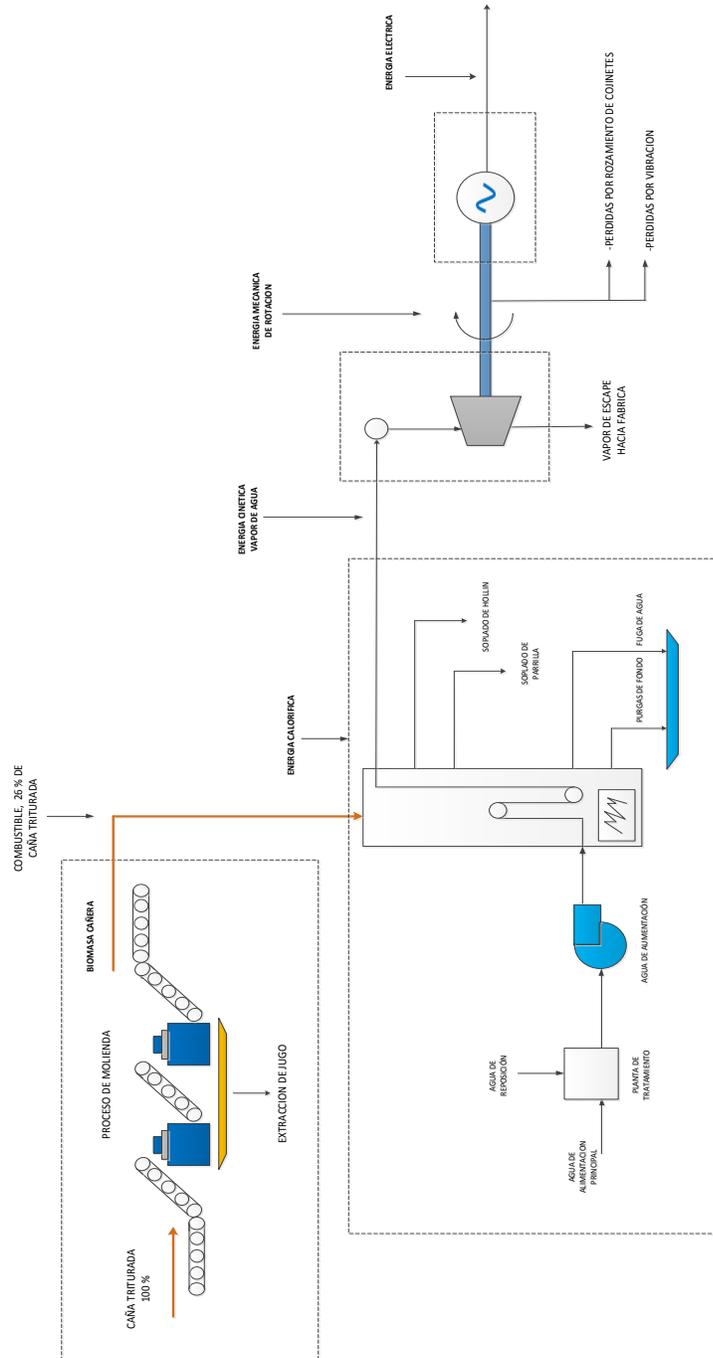
2. ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN EL PROCESO DE COGENERACIÓN POR MEDIO DE LA PRODUCCIÓN DE VAPOR CON BIOMASA CAÑERA

2.1. Proceso de generación de energía eléctrica

En la planta de generación de energía eléctrica del ingenio se obtiene la producción de electricidad partiendo de la transformación de energía en cuatro etapas:

- Transformación de la biomasa cañera en energía calorífica.
- Intercambio de calor en contacto con el agua para la producción de vapor.
- Transformación de la energía cinética del vapor en energía mecánica.
- Transformación de la energía mecánica en energía eléctrica.

Figura 6. Diagrama de flujo del proceso general de cogeneración



Fuente: datos obtenidos por el sistema SCADA.

Las dos primeras transformaciones, incisos a y b, se realizan en el área de calderas, donde la combustión de bagazo produce gases calientes que hacen evaporar el agua, mientras que en las transformaciones de los incisos c y d, ocurren en el área de máquinas y precisamente el vapor se expande en la turbina, la cual hace girar el generador síncrono, por medio de un acople mecánico.

La caldera, conocida también como generador de vapor, es utilizada para la combustión generalmente de bagazo. Como ya se vio anteriormente, el bagazo, subproducto de la caña de azúcar, es suministrado por la parte superior del hogar por medio de alimentadores o bandas transportadoras y pulverizado por un flujo de aire secundario; la energía en forma de calor liberada durante el proceso de combustión se transfiere al agua de alimentación de la caldera el cual se calienta y evapora aproximadamente a 700 °C.

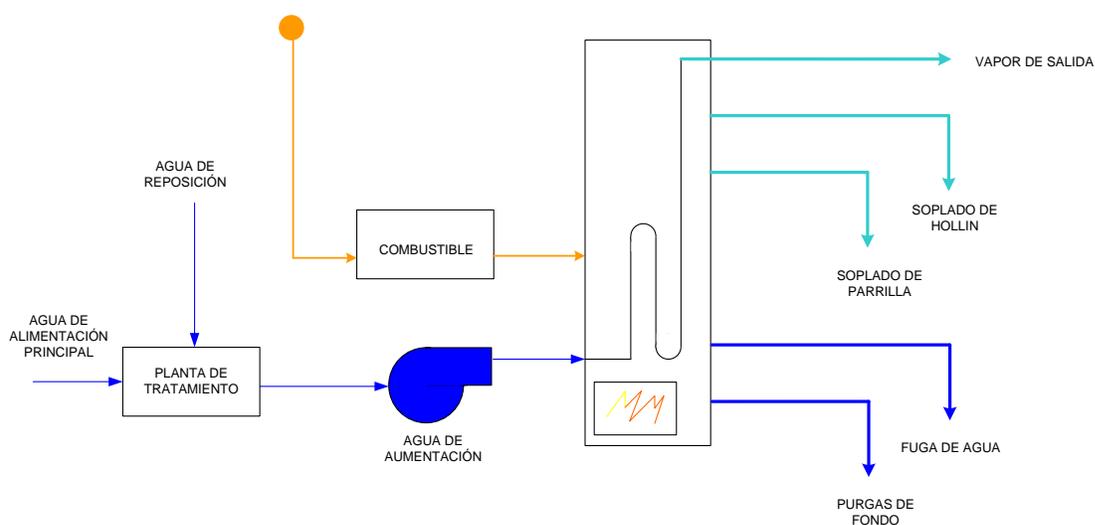
Los gases, productos de la combustión después de haber cedido parte de su energía son conducidos y dirigidos por unos bafles hacia el economizador, el cual es un intercambiador de calor, donde cede parte de su energía residual al agua de alimentación; los gases aún calientes antes de salir por la chimenea pasan por un precalentador de aire, el cual calienta el aire primario y secundario, necesario para la combustión. El vapor saturado a alta presión sale del domo superior y es conducido a un banco de tuberías llamado sobrecalentado, donde a presión constante incrementa su temperatura para ganar más entalpía y así eliminar la humedad en el vapor.

Posteriormente, este vapor es conducido a través de tuberías a la turbina, la cual consta de tres etapas de presión, conocidas como: de alta, media y baja presión. El objetivo de esta disposición es aprovechar al máximo la energía del vapor, ya que esta va perdiendo presión progresivamente.

Así pues, el vapor de agua a alta presión y temperatura hace girar la turbina, generando energía mecánica de rotación, la cual se lleva al eje de la turbina y, a su vez, es transformada en energía eléctrica, por medio de un generador síncrono acoplado a la turbina.

La energía eléctrica generada es suministrada en corriente eléctrica trifásica desde el generador a transformadores elevadores de voltaje en la subestación eléctrica y posteriormente distribuirla a la línea de transmisión principal. Como en todo ciclo termodinámico siempre se tiene pérdidas de energía debido a fugas, purgas de fondo, soplado de hollín y soplados de parrilla; estas pérdidas de agua y vapor tienen que ser consideradas en el sistema, por eso se requiere de cierta cantidad de agua de reposición; esta agua antes de ser suministrada al circuito es sometida a un análisis y tratamiento químico en la planta desmineralizadora, donde se analizan y reducen las impurezas que afectan el rendimiento y seguridad de los equipos.

Figura 7. **Esquema de pérdidas de agua y vapor en la caldera**



Fuente: elaboración propia, mediante datos obtenidos del sistema SCADA.

2.2. Centrales eléctricas

La generación de energía eléctrica, en términos generales, consiste en transformar alguna fuente de energía no eléctrica, sea esta química, térmica, luminosa, eólica, entre otros, en energía eléctrica.

Para la generación industrial de energía eléctrica se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan algunas de las transformaciones citadas y constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico.

2.3. Centrales termoeléctricas

Por ser el tema en estudio se enfocará en las centrales termoeléctricas; las clásicas o convencionales, son aquellas que producen energía eléctrica a partir de la combustión de la biomasa, en este caso el bagazo de caña de azúcar, en una caldera diseñada para ese fin.

El apelativo de clásicas o convencionales sirve para diferenciarlas de otro tipo de centrales termoeléctricas (nucleares o geotérmicas de gas), las cuales generan electricidad a partir de un ciclo termodinámico, pero mediante fuentes energéticas distintas de los combustibles, como la biomasa.

Independientemente del combustible que utilicen, el esquema de funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas clásicas es prácticamente el mismo. La única diferencia consiste en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado a la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varían según el tipo de combustible empleado.

Una vez en la caldera, los quemadores provocan la combustión del combustible fósil, generando energía calorífica. Esta a su vez convierte en vapor a alta temperatura el agua que circula por una extensa red formada por tubos que tapizan las paredes de las calderas. Este vapor entra a gran presión a la turbina de la central, la cual consta de tres cuerpos, de alta, media y baja presión, respectivamente, unidos por un mismo eje.

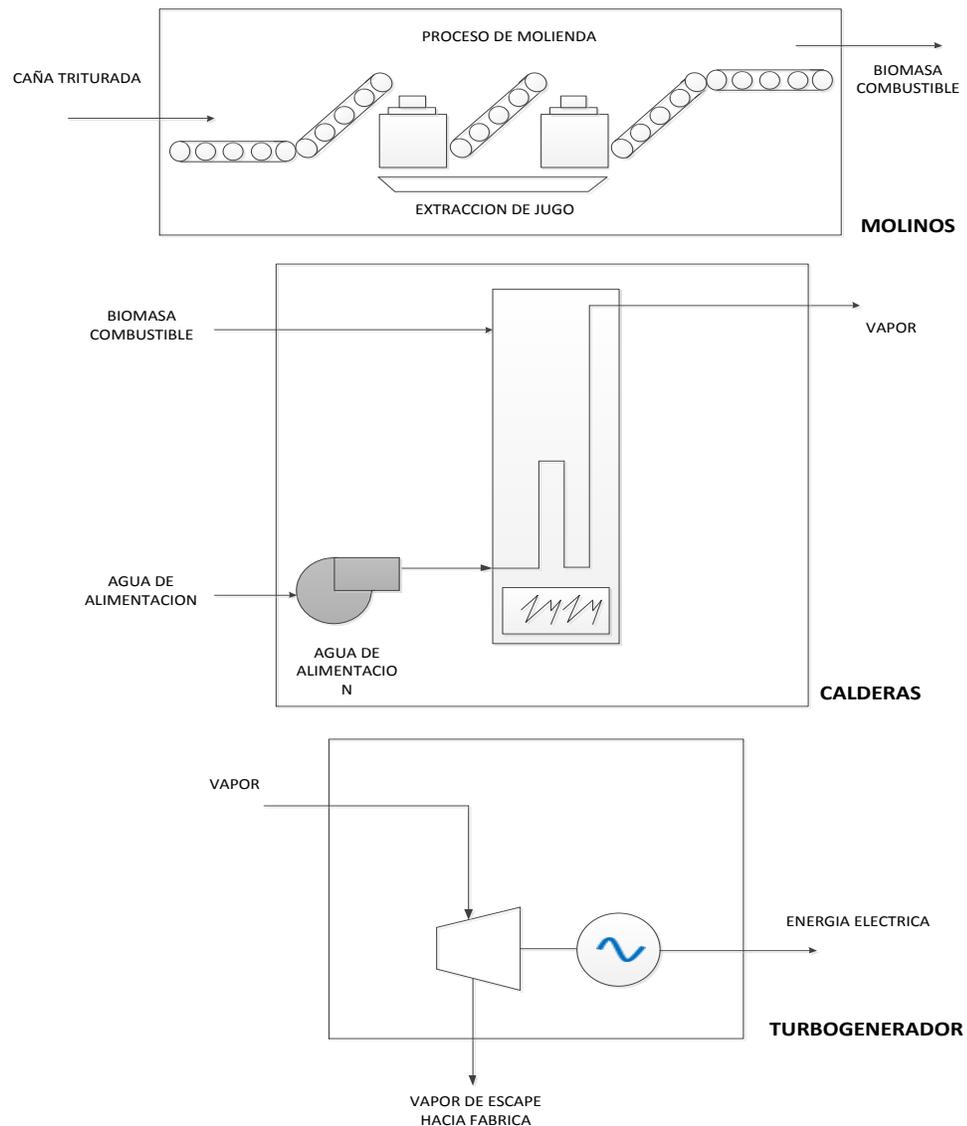
En el primer cuerpo de alta presión hay centenares de álabes o paletas de pequeño tamaño. El cuerpo de media presión posee asimismo centenares de álabes de mayor tamaño que los anteriores. El de baja presión posee álabes aún más grandes que los precedentes. El objetivo de esta triple disposición es aprovechar al máximo la fuerza del vapor; ya que este va perdiendo presión progresivamente, por lo cual los álabes de la turbina se hacen de mayor tamaño, cuando se pasan de un cuerpo al otro.

Hay que destacar que este vapor antes de entrar en la turbina, debe ser cuidadosamente deshumidificado. En caso contrario, las pequeñas gotas de agua en suspensión que transportarían serían lanzadas a gran velocidad contra los álabes, actuando como si fueran proyectiles, erosionando las paletas hasta dejarlas inservibles.

El vapor a presión hace girar los álabes de la turbinas generando energía mecánica, a su vez el eje que une a los tres cuerpos de la turbina (alta, media y baja presión) hace girar al mismo tiempo a un alternador unido a ella, produciendo así energía eléctrica. Esta es conectada a la red de transporte a alta tensión por medio de un transformador de potencia.

Este tipo de central termoeléctrica en estudio, utiliza el vapor de escape de la turbina, el cual es vapor a baja presión (20 PSI y 700 °C), y es utilizada para procesos en la fabricación de azúcar.

Figura 8. **Esquema general de una planta de generación termoeléctrica**



Fuente: elaboración propia, mediante datos obtenidos del sistema SCADA.

2.4. Principales elementos de una central termoeléctrica

Los principales componentes de una central termoeléctrica se dividen en dos grandes grupos:

- Equipo para la generación de vapor
- Equipo para la generación de energía eléctrica

2.4.1. Equipo para la generación de vapor

El término caldera se aplica a un dispositivo para generar vapor que se utiliza en procesos industriales, calefacción, para uso general o para generación de energía eléctrica. Para facilitar la comprensión de una caldera se le considera como un generador de vapor en términos generales.

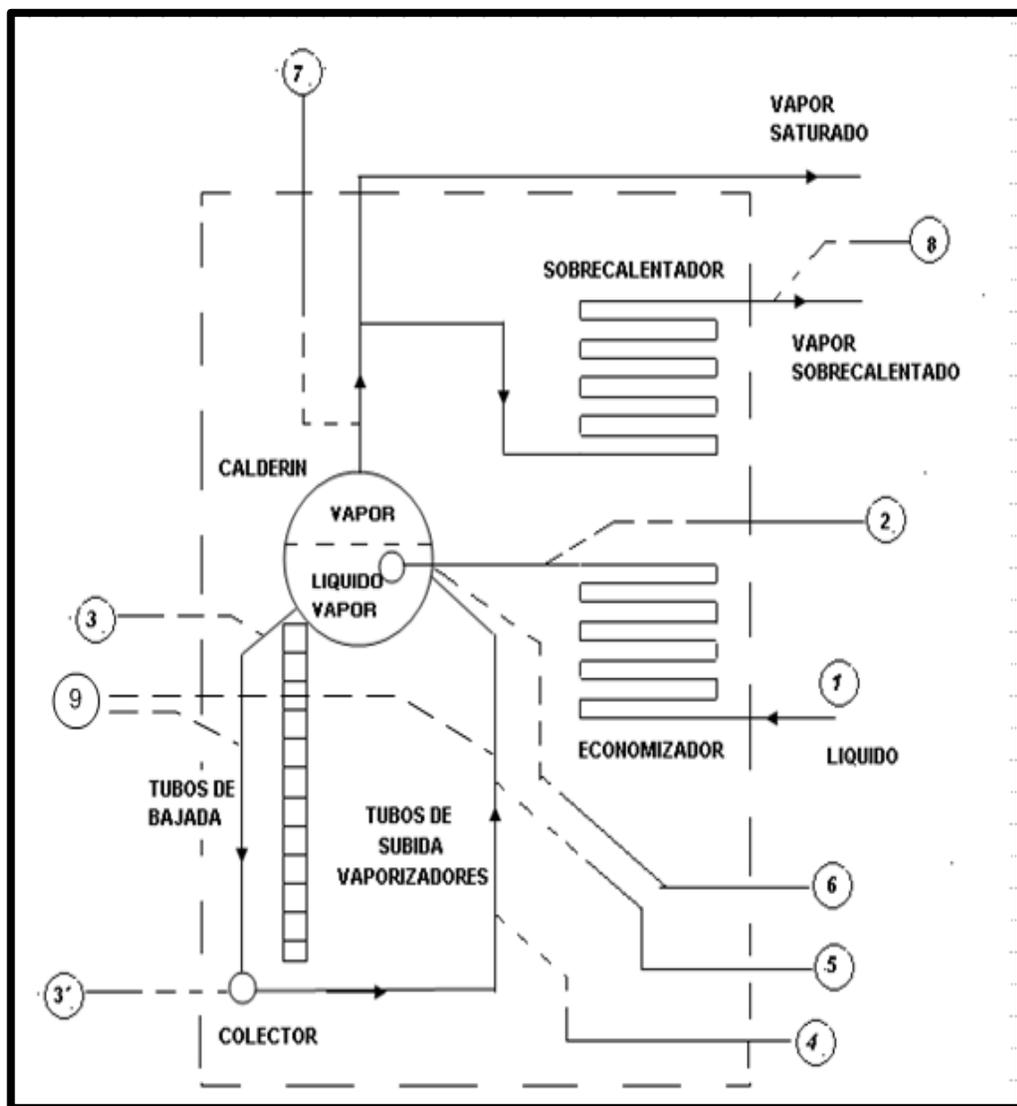
2.4.1.1. Caldera

Las calderas para producción de vapor, por el contenido de los tubos, se clasifican en: pirotubulares y acuotubulares; en la primera de ellas el fuego o los gases de combustión pasan por el interior de los tubos y el agua está en el exterior.

En las calderas acuotubulares el agua pasa por el interior de los tubos y los gases calientes, producto de la combustión, pasan por el exterior a fin de transferir el calor necesario para elevar la temperatura y llevar a su punto de ebullición dicho líquido.

Ver la figura siguiente que muestra un esquema donde se visualizan las partes más importantes de una caldera acuotubular de dos domos, caso típico de la planta de generación eléctrica en mención.

Figura 9. **Esquema de una caldera acuotubular de vapor saturado y sobrecalentado mostrando sus diferentes secciones**



Fuente: elaboración propia, mediante datos obtenidos del sistema SCADA.

De la figura anterior se tiene lo siguiente:

- El agua líquida ya tratada, entra al economizador.
- Luego de pasar por el economizador donde se calienta hasta una temperatura próxima a la de saturación, va hacia un domo o calderín.
- Al llegar al calderín o domo, desciende por los tubos de riego (3-3'), hasta el colector inferior.
- Luego se distribuye hacia los tubos vaporizadores.
- Donde se forman las burbujas de vapor (4-5)
- Que a su vez se separan en el calderín, nuevamente, en esta parte el vapor ya sale saturado.
- Puede calentarse por encima de su temperatura de saturación en el sobrecalentador, que es entre 700 y 750 °C, que van directamente hacia la turbinas.
- La circulación del agua por los tubos de bajada (riegos) y de subida (vaporizadores) puede ser por convección natural, debido a la diferencia de densidades, o forzada mediante una bomba.

2.4.1.1.1. Accesorios principales de la caldera

A continuación se describen los equipos auxiliares más relevantes con los que debe de contar una caldera de vapor para la generación de electricidad.

- Parrilla: es una estructura metálica estacionaria utilizada para sostener el bagazo en el hogar y a dar paso al aire secundario para la combustión; está compuesta por planchas de hierro fundido, sujetas con tornillos tipo herradura, para evitar el movimiento ante las altas temperaturas que estas soportan; estas planchas son de dos tipos: las parrillas corrientes

que tienen varios agujeros para la distribución del aire secundario para la combustión y refrigeración de la parrilla y las planchas con toberas, que van unidas a una tubería de vapor mediante unas juntas de expansión; se utilizan para la limpieza de la parrilla mediante un flujo de vapor seco.

- Hogar: el hogar o cámara de combustión es el lugar donde se realiza la combustión del combustible; está compuesta por las paredes de agua, sobre calentadores, parrilla y tubería de convección.
- Paredes de agua: constan de tubos verticales relativamente próximos y conformando los cuatro muros o paredes del hogar, y son diseñadas para enfriar y proteger el revestimiento del refractario del hogar, absorber calor del hogar para incrementar la capacidad de la unidad generadora y hacer sello en la caldera.
- Superficie de vapor: la caldera básicamente consta de dos partes principales: la cámara de agua que es el espacio que ocupa el agua en el interior de la caldera y la cámara de vapor que es el espacio ocupado por el vapor en el interior de la caldera; en ella debe separarse el vapor del agua que lleve en suspensión; cuanto más variable sea el consumo de vapor, tanto mayor debe ser el volumen de esta cámara, de manera que aumente también la distancia entre el nivel del agua y la toma de vapor.
- Sobrecalentadores: cada presión de vapor saturado tiene su temperatura correspondiente; El calor añadido al vapor seco a presión constante se conoce como sobrecalentamiento. El sobrecalentamiento se da cuando el vapor saturado sale del domo superior de la caldera y es conducido a un banco de tuberías en donde el vapor absorbe mayor cantidad de energía por radiación y convección.

- Equipos de recuperación de calor: con la finalidad de aprovechar al máximo el calor generado por los gases de combustión en la caldera, con el consecuente ahorro de combustible, es recomendable la instalación de equipo especial para la recuperación de calor.
- Economizador: en las calderas, el economizador constituye una porción aislada de superficie de intercambio de calor, que tiene como objetivo recuperar parte del calor excedente de los gases de combustión, para transferirlo como calor sensible al agua de alimentación de la caldera, antes de que se mezcle con el agua que circula dentro de esta. Este calor añadido mejora la economía del generador de vapor
- Precalentador de aire: el precalentador tiene como finalidad calentar el aire de admisión de la combustión; el calor que se recupera de los gases recicla al hogar junto con el aire de combustión y cuando se agrega a la energía térmica liberada por el combustible, se convierte en energía disponible. El uso de aire precalentado para la combustión acelera la ignición y fomenta una combustión rápida y completa del combustible.

2.4.1.1.2. Accesorios auxiliares de la caldera

Los accesorios más utilizados en la caldera son por lo general los siguientes: medidores de presión, temperatura y medidores del nivel de agua, reguladores de agua de alimentación, válvulas de seguridad, válvulas de purga, sopladores de hollín, indicadores de tiro y aparatos de control.

- Medición de presión: la presión es la fuerza unitaria impuesta sobre una unidad de área por un fluido líquido o gaseoso; esta fuerza también actúa

sobre las paredes de un recipiente. En unidades inglesas se expresa en libras por pulgada cuadrada (PSI), y en el sistema internacional de medidas, en kilogramo por centímetro cuadrado. Los manómetros son instrumentos utilizados para la medición de la presión manométrica local de los diferentes procesos de la caldera, los más utilizados son los manómetros de Bourdon y de diafragma.

- Medición de temperatura: para el monitoreo de la temperatura la planta de cogeneración dispone de termómetros mecánicos; los más utilizados son el de tipo bimetálico y el termómetro de gas o líquido; estos son de lectura local; para el caso de la lectura remota se utilizan los termómetros a base de resistencia RTD y los termopares. La operación de la RTD se basa en el principio de que la resistencia eléctrica de un conductor metálico varía linealmente con la temperatura; estos medidores electrónicos se emplean para la comprobación de las lecturas mecánicas.
- Indicadores de nivel: para la medición de nivel de la caldera se cuenta con tres dispositivos para la comprobación, esto se debe a que el agua es un punto crítico para el funcionamiento de la unidad y se requiere de una medición exacta, por tanto consta de: medidores de nivel visual, comprobación de nivel por medio de luces y comprobación de nivel desde una pantalla.
- Medidores de flujo: son instrumentos de medición de flujo instantáneo o caudal que pueden variar de un momento a otro, los más comunes son los de placa de orificio y los medidores que utilizan el principio del Venturi. Existen cuatro razones primordiales para utilizar sistemas de medición de flujo; estas son el conteo, evaluación del funcionamiento,

investigación y el control de procesos.

- Válvulas de purga: están instaladas en la parte más baja de la caldera; se utilizan para eliminar cierta cantidad de agua con el propósito de extraer de la caldera los lodos, sedimentos y espumas. Se utiliza también como medida de eliminación de agua del sistema de la caldera, de modo que pueda añadirse agua nueva para mantener la concentración de los sólidos por debajo del punto donde puede haber dificultades.
- Válvulas de seguridad o venteo: es un dispositivo de alivio de presión y se utiliza para impedir que en la caldera se desarrollen presiones de vapor excesivas, abriéndose automáticamente a una presión determinada y dejando escapar el vapor, el accionamiento debe ser de apertura rápida para trabajar y rebajar la presión inmediatamente.
- Sopladores mecánicos de hollín: durante el funcionamiento de la caldera, se depositan sobre la tubería hollín y ceniza; estas sustancias son aislantes térmicos que reducen la transferencia de calor; el rendimiento de la caldera disminuye a medida que crece el espesor de la incrustación, los sopladores de hollín están instalados en la caldera y situados de manera que todas las superficies de transferencia de calor sometidas a la acumulación de hollín puedan limpiarse con chorros de vapor y eliminar el hollín de la caldera, por medio de la chimenea.

2.4.1.1.3. Equipo complementario

- Baffles: son deflectores que están instalados en el interior de la caldera para dirigir el flujo de gases calientes convenientemente entre los pasos de los tubos, el número de veces necesario o cambios de dirección para

posibilitar una mayor absorción térmica por los tubos de la caldera.

- Chimenea: la chimenea es un conducto o pasaje de salida hacia la atmósfera de los gases de combustión, así como cualquier calor residual; es aquí donde se tiene la mayor cantidad de pérdida de calor.
- Trampas de vapor: el vapor generado en la caldera es transportado a través de tuberías hasta la turbina y a los equipos auxiliares que consumen vapor. Estas deben de estar correctamente aisladas o con recubrimiento, con el fin de prever la pérdida de calor, no obstante parte del calor es radiado al ambiente. En este transporte el vapor cede calor a las paredes de la tubería y empieza a condensar en agua caliente y a depositarse en el fondo de la tubería.
- Aire comprimido: es una fuente de energía utilizada para el accionamiento de los controles y protecciones de la planta termoeléctrica, como válvulas automáticas, celdas de presión, medidores de flujo y accionamiento de los mecanismos neumáticos.
- Sistema de alimentación de bagazo: el bagazo es el subproducto o residuo de la molienda de la caña, en él permanecen el jugo residual y la humedad provenientes del proceso de extracción. El bagazo producido, equivale aproximadamente a una tercera parte de la caña molida, se utiliza como combustible para la generación de vapor y potencia eléctrica.

El poder calorífico promedio es de 8350 Btu por libra de bagazo seco libre de ceniza, pero el bagazo nunca está libre de ceniza; en el caso de un bagazo con 52 % de humedad y 15 % de ceniza (sobre la base de materia seca) el valor calorífico es 3357 Btu por libra de bagazo húmedo. El poder calorífico real del bagazo quemado en la parrilla depende de la humedad presente.

- Transportadores de bagazo: conocidos también como conductores de bagazo. El bagazo se lleva directamente de la salida del quinto molino a las calderas por conductores de bagazo, aproximadamente la tercera parte del total de bagazo producido es desviado por transportadores de arrastre y utilizado en la caldera para la generación de energía eléctrica.
- Proceso básico de combustión: el proceso básico de combustión es una forma especial de oxidación en el que el oxígeno del aire se combina con elementos combustibles, que generalmente son carbono, hidrógeno y en menor escala, azufre. Se necesita una mezcla adecuada de combustible y aire, así como una temperatura de ignición para que el proceso de combustión continúe; las reacciones químicas deben satisfacer dos condiciones para que tenga lugar el proceso de combustión:
 - La mezcla de combustible y aire debe de llevarse a cabo de modo que una mezcla uniforme esté presente en la zona de combustión y así cada partícula de combustible tenga aire alrededor para ayudar a la combustión.
 - La temperatura de ignición se establecerá y será monitoreada de forma que el combustible continúe su ignición sin calor externo cuando la combustión arranque. Los elementos fundamentales que producen calor en los combustibles son el carbono, el hidrógeno y

sus compuestos; el azúfre, cuando se oxida rápidamente, es también fuente de alguna energía térmica, pero su presencia en los combustibles presenta efectos nocivos.

- Aire: el oxígeno para la combustión generalmente proviene del aire, donde se encuentra en una proporción de un 21 % del volumen total; la mayor parte del 79 % remanente es nitrógeno. El nitrógeno es de menor importancia en la producción de calor puesto que solo un porcentaje muy pequeño forma parte de las reacciones químicas de la combustión. Sin embargo, tiene un efecto significativo en la eficiencia de la caldera, ya que parte del calor liberado por la reacción de la combustión tiene que ser utilizado para calentar el nitrógeno a la misma temperatura de la llama más baja que si se usara oxígeno puro.
- Equipo para el manejo del aire: la diferencia de presión, conocida comúnmente como tiro, se suele expresar en milímetros o pulgadas de agua; su medición se hace por encima o por debajo de la presión atmosférica. El tiro es necesario para el funcionamiento del hogar de la caldera, con el fin de suministrarle el aire necesario para la combustión y arrastrar los gases quemados hacia el exterior a través de la chimenea. El tiro puede ser natural o mecánico, el primero se produce térmicamente; el segundo, por ventiladores. Para el suministro del aire necesario para la combustión la caldera cuenta con ventiladores centrífugos de tiro forzado, impulsados por motores eléctricos que succionan aire a la presión y temperatura ambiente; parte del flujo total de aire es dirigido hacia la parte inferior de la parrilla y es utilizado en la combustión del bagazo que se quema, el aire es suministrado en proporción con la cantidad de combustible quemado en el hogar de la caldera, a fin de mantener una mezcla de aire y combustible.

- Combustibles: aunque el combustible es cualquier sustancia que pueda arder, habitualmente se reserva esta denominación para aquellos materiales que son quemados para producir energía calorífica. En el presente caso es la biomasa cañera.
- Ignición: usualmente la ignición se efectúa agregando calor de una fuente externa a la mezcla, hasta que el calor de las reacciones de la combustión sea mayor que la pérdida de calor al ambiente. La menor temperatura a que esto es posible se denomina la temperatura de ignición de la mezcla aire y combustible.
- Atomización: la atomización es necesaria para poder quemar el combustible con facilidad; la atomización expone una gran parte de la superficie de las partículas del combustible para entrar en contacto con el aire de la combustión. Esto contribuye a asegurar una pronta ignición y una rápida combustión; los dos tipos de atomizadores más utilizados son a vapor y mecánicos.
- Quemadores: el quemador es el componente principal del equipo para la combustión del petróleo, sus funciones incluyen la mezcla del combustible y aire, atomización y vaporización del combustible y proveer la continua ignición de la mezcla. Las características de diseños significativos de un quemador incluyen la relación de reducción, estabilidad y diseño de la llama. El apagón de la llama es el fenómeno que resulta cuando la velocidad de la mezcla excede la velocidad de la llama. La flama ocurre cuando la velocidad de la llama excede la velocidad de la mezcla.

- **Relación aire y combustible:** las relaciones de aire y combustible deben mantenerse a un nivel tan bajo como sea posible, con el fin de ahorrar combustible. Sin embargo, a no ser que se utilice exceso de aire en la cámara de combustión, puede tener lugar una combustión incompleta, que también malgastará combustible, pudiendo haber riesgo de explosión por ignición retardada en el hogar del combustible no quemado. Para asegurar una combustión completa, debe suministrarse exceso de aire en cantidades que varían entre el 20 % y el 30 %, dependiendo del combustible utilizado, la carga de la caldera y su configuración.

Las causas principales de exceso de aire son: las fugas de aire, inadecuado control de tiro, operación defectuosa del quemador, antes de que pueda ser reducido el aire en exceso; deberán identificarse sus orígenes, esto puede ser mediante el análisis de los gases de salida para determinar el O_2 o CO_2 . Las muestras de gas deben tomarse tanto en el hogar como en la chimenea. Un bajo contenido de O_2 en el hogar y alto en la chimenea indica fugas en el revestimiento del hogar o en los conductos. Alto contenido de O_2 en el hogar y chimenea indican una excesiva cantidad de aire que entra al hogar. Las lecturas de CO_2 deberían ser opuestas a las lecturas de O_2 en el análisis anterior.

2.4.1.1.4. Sistemas de control de la caldera

A continuación se describen los elementos de control vitales para que la caldera de vapor pueda operar de modo automático:

- Control del agua de alimentación: la regulación del nivel de agua y el caudal de alimentación se realiza por medio de válvulas automáticas que dependen de sensores para detectar el nivel y después transferir esta medida mediante señales neumáticas o eléctricas a un actuador, que después ajusta el nivel al punto deseado o requerido. Este es un control de alimentación de agua de tres elementos, el flujo de vapor, el caudal de agua de alimentación y el nivel de agua son medidos y registrados por medidores operados mecánicamente.

Las medidas de flujo de vapor y de agua están equilibradas una respecto de la otra mediante un mecanismo diferencial. Un control piloto está conectado al mecanismo de modo que cualquier diferencia entre las cantidades de caudal de vapor y agua produce un cambio en la señal de salida neumática. Esta señal se transmite a un relevador que está combinado con la señal neumática procedente del registrador de nivel de agua. Un cambio de carga en la caldera desequilibra el mecanismo, produciendo así un cambio en la señal de salida del control piloto, lo que a su vez cambia la señal de salida del relevador. Esta nueva señal reposiciona la válvula de control de agua de alimentación, admitiendo el agua necesaria en la caldera, igualando el caudal de agua entrante al del vapor que sale de la caldera. El cambio resultante en el caudal de agua equilibra el mecanismo diferencial y lleva la señal de control piloto a su punto neutro.

- Control de presión: es necesario recordar que la presión de la caldera solo puede ser controlada manteniendo una adecuada relación aire y combustible, es decir, una mezcla de aire forzado con petróleo y bagazo. El controlador recibe señales electrónicas de la presión del domo superior, de la presión del aire forzado, y además, un valor de referencia

que es el valor de la presión de vapor que se desea mantener en la caldera. Cuando el controlador recibe estas dos señales, las opera y realiza dos funciones: la primera es enviar una señal electrónica a un convertidor de señales (I/P), que la convierte en una señal de presión para accionar tanto los alimentadores de bagazo como la dosificación de petróleo. La segunda es enviar otra señal electrónica a un convertidor de señales (I/P), para que también la convierta en una señal de presión que accione los *dampers* del tiro forzado que controla el flujo de aire hacia el hogar de la caldera.

- Control de tiro en el hogar: el tiro en el hogar de la caldera no es más que el flujo de los gases de combustión que son extraídos del hogar a través de la chimenea por medio de dos ventiladores de tiro inducido. Es preciso recordar que la presión que debe de existir en el hogar sea negativa, es decir, menor a la presión atmosférica, para que los gases puedan ser succionados hacia afuera de la caldera.

El controlador recibe una señal electrónica de la presión real que existe en el hogar y un valor introducido externamente al controlador, que representa la presión que se desea mantener para que los gases sean evacuados eficientemente. Cuando estos dos datos son operados por el controlador, este envía una señal electrónica a un convertidor de señales (I/P) que la convierte en una señal de presión, que accionan los *dampers* de los ventiladores de tiro inducido que abren o cierran el flujo de los gases expulsados de la caldera por la chimenea.

2.4.2. Equipo para la generación eléctrica

El turbogenerador es una máquina utilizada para la transformación de la energía térmica de un fluido, en energía eléctrica de corriente alterna. Está compuesto por una turbina de vapor acoplada a un generador eléctrico y equipos secundarios, excitatriz, transformadores, sistemas de lubricación y enfriamiento, estos se detallan a continuación.

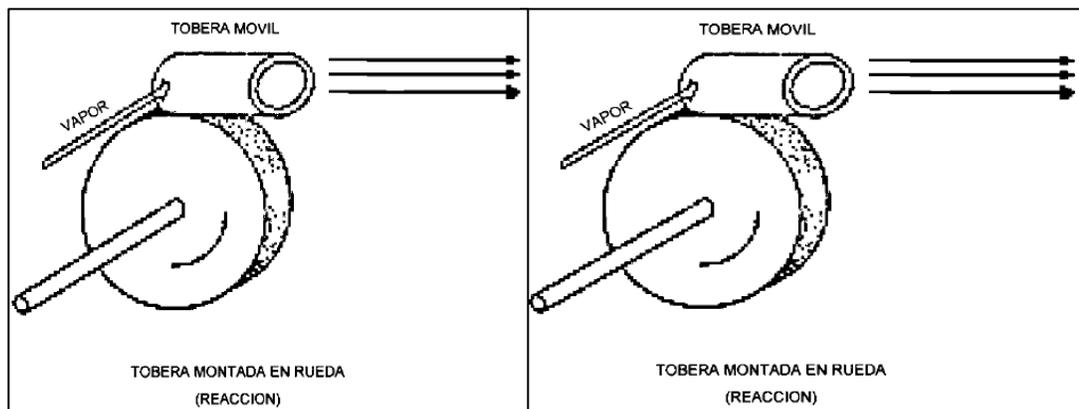
2.4.2.1. Turbogenerador eléctrico

- Turbina: la turbina es una máquina que convierte la energía térmica almacenada en el vapor en trabajo mecánico. La energía térmica almacenada se convierte en energía cinética o de velocidad, expandiendo el vapor desde una presión alta a otra baja. La formación de un chorro de vapor y su conversión en trabajo ocurren en una combinación de pasadizos o conductos estacionarios llamados toberas o álabes impulsores, y en elementos giratorios llamados álabes o paletas móviles. La combinación anterior se denomina etapa. El trabajo mecánico en el eje de la turbina se produce dirigiendo los chorros de vapor que salen de las toberas contra los álabes curvados móviles que constituyen una corona montada en un rodete de rotor; a esa producción de trabajo también contribuye la reacción dinámica del chorro al salir de los álabes giratorios.
- Toberas: la tobera es el órgano básico que convierte la energía de presión disponible en el vapor en energía cinética; esta se encuentra instalada en la cámara de vapor después de las válvulas de control. El vapor entra a una tobera en donde se expande, obteniéndose un chorro de vapor con gran velocidad. Los principios de operación son los siguientes:

- La tobera se encuentra fija y el chorro de vapor se dirige en contra de una paleta móvil. La fuerza del chorro actúa sobre la paleta y la impulsa, produciendo el movimiento de la rueda. Este principio se conoce como Acción o Impulsión.
- La tobera se encuentra montada en la rueda y puede moverse libremente. La alta velocidad del vapor de salida provoca una reacción en la tobera, haciendo que la rueda se mueva en sentido contrario al chorro de vapor. Este principio se conoce como Reacción.

En los dos casos, la energía térmica del vapor, la presión y la temperatura se convirtió en trabajo mecánico en la rueda; esto se resume en la siguiente figura.

Figura 10. **Principio de operación de toberas de una turbina de vapor**



Fuente: elaboración propia.

- Rotor: consiste en un eje de acero y discos giratorios, con álabes montados sobre su circunferencia exterior, ensamblados en el eje con

ajustes y cuñas de contracción pesada.

- Carcaza: la función es estructural para soportar el conjunto y para contener el vapor dentro de la turbina, haciéndolo pasar por las toberas y, por último, guiar el vapor hacia el condensador.
- Sellos de vapor: los sellos de vapor son utilizados para eliminar fugas de vapor en el lado de alta presión y entre etapas de la turbina, también para evitar que el aire se introduzca en la sección de baja presión de la turbina; los sellos generalmente son de tipo mecánico o laberinto.
- Sellos de aceite: los sellos de aceite son utilizados para evitar o reducir las fugas de aceite entre el eje de la turbina y las chumaceras; cada sello consiste de un anillo partido en mitades, el cual está atornillado a la caja de la chumacera, el diámetro interior de este anillo lleva las cintas de sello del laberinto, las cuales se ajustan alrededor del eje de la turbina con una tolerancia mínima. Cualquier cantidad de aceite que se desliza a lo largo del eje es atrapado en las ranuras del sello y fluye descendientemente a través de una serie de agujeros perforados en la mitad inferior del anillo; de esta cavidad el aceite fluye de regreso a la chumacera.
- Chumaceras o cojinetes: una chumacera es un elemento de máquina diseñado para soportar cargas a un eje que tiene movimiento relativo y deslizante, el cual consiste de un casco de acero hecho en mitades, partido en el plano horizontal y revestido con un material para embotellarlo o protegerlo, a base de estaño; las mitades de la chumacera están atornilladas y aseguradas con tornillos prisioneros.

Las chumaceras se designan con base en la dirección en la que se aplica la carga, siendo éstas radiales, axiales y mixtas. Las chumaceras radiales se utilizan cuando la carga es perpendicular al eje de la turbina. Las chumaceras axiales o cojinetes de empuje son discos completos o segmentados que están instalados en el extremo de entrada de vapor del eje de la turbina y evita el movimiento axial del rotor de la turbina; más allá de los límites establecidos.

2.4.2.2. Sistema auxiliar de la turbina de vapor

Los sistemas auxiliares de la turbina son mecanismos de protección y control de los equipos que conforman la turbina; a continuación se describen los más importantes:

- Sistema de regulación de velocidad: la función principal del sistema de regulación de velocidad es la de mantener constante la velocidad prefijada de la turbina. Este regulador de velocidad es de tipo hidráulico y está mecánicamente conectado con las válvulas de control; dicho regulador controla la velocidad del eje variando la apertura de las válvulas proporcionalmente a las variaciones de carga de la turbina. El mecanismo consiste esencialmente de tres partes, cada una de las cuales tiene una función definida: gobernador, válvula de aceite del gobernador y servomotor hidráulico.
 - Gobernador: una de las partes principales es el gobernador, el cual tiene por objeto controlar la velocidad de la turbina, la que afecta directamente la frecuencia de la corriente eléctrica producida por un generador en corriente alterna.
La frecuencia debe mantenerse entre límites satisfactorios respecto del valor nominal; Para llevar a cabo todo este

procedimiento intervienen junto con el gobernador los siguientes aspectos:

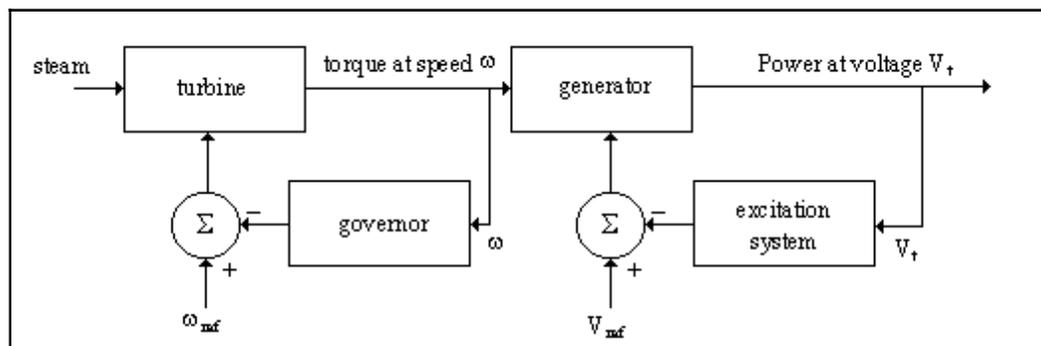
- Regulación de velocidad: expresada como un porcentaje de la velocidad nominal se define como el cambio de velocidad cuando se cambia gradualmente la salida de potencia de la turbina, desde la salida nominal hasta salida cero, bajo las siguientes condiciones:
 - ✓ Condiciones de vapor constantes.
 - ✓ Cambiador de velocidad ajustado a las condiciones nominales.
 - ✓ Turbina sin dispositivo externo de control.
- Variación de velocidad: expresada como porcentaje, es la magnitud total del cambio de velocidad, o sea, las fluctuaciones respecto de la velocidad de control. Esta característica incluye la banda muerta y la oscilación sostenida.
- Banda muerta: es una característica del sistema de regulador de velocidad que suele conocerse como desviación. Es la inestabilidad del sistema regulador de velocidad que se define como el cambio total de la velocidad durante el cual no se tiene cambio resultante en la posición de las válvulas reguladoras para compensar ese cambio en la velocidad.
- Estabilidad: es la medida de la capacidad del sistema regulador de velocidad para colocar en posición a las válvulas controladas por regulador, de modo que no se produzcan oscilaciones sostenidas de

velocidad durante una demanda sostenida de carga. A la oscilación extrema en torno al punto de control se le llama penduleo.

- Aumento de velocidad: el regulador debe capturar el aumento de velocidad cuando la carga cae instantáneamente y regresar el sistema al punto de control. El aumento de velocidad se define como el aumento de velocidad máximo momentáneo cuando la turbina está desarrollando la salida nominal de potencia a la velocidad nominal y la carga cae repentinamente hasta cero.

Todo lo anterior se puede resumir en el siguiente diagrama a bloques.

Figura 11. **Diagrama de bloques del sistema de control de una turbina de vapor**



Fuente: elaboración propia.

- Válvula de aceite del gobernador: este mecanismo transforma los cambios en fuerza recibida de los pesos del gobernador a presión de aceite, actuando sobre el relevador del servomotor.
- Servomotor hidráulico: este mecanismo utiliza la presión de aceite como potencia motora para la operación de las válvulas de control del

gobernador.

- Sistema de lubricación y control: para el suministro de aceite la turbina utiliza un sistema de lubricación a presión, debido a las elevadas cargas de funcionamiento y por ser un punto crítico se cuenta con cuatro bombas instaladas. Estas bombas son impulsadas por diferentes fuentes de energía, las cuales se utilizan dependiendo de las condiciones de operación.

La turbina cuenta con una bomba de aceite de emergencia accionada por un motor de corriente directa. Esta bomba se utiliza cuando no se tiene disponibilidad de energía eléctrica trifásica. Además, dispone de una bomba de aceite auxiliar impulsada por un motor eléctrico de 10 caballos de potencia y una tercera bomba de aceite auxiliar accionada por un motor eléctrico de 30 caballos de potencia. Todas las bombas generalmente se utilizan en arranques o paradas de la turbina. Se dispone también de una bomba principal accionada a través de un engranaje acoplado directamente al eje de la turbina, la cual se utiliza en operación normal de carga.

El sistema de lubricación debe cumplir estas funciones: lubricar las partes en movimiento, suministrando una película de aceite a fin de reducir el desgaste y oxidación, operación y control del sistema de gobernación del turbogenerador, y actuar como un agente transportador de calor y evacuarlo en un sumidero.

- Válvula principal de parada: la válvula principal de parada es parte de los sistemas de protección de emergencia por velocidad excesiva, alto nivel de agua en la caldera y disparo por falla eléctrica. Su función primaria es reducir, lo más rápido posible, el flujo de vapor de admisión a la turbina en caso que se dé una condición de funcionamiento anormal. La válvula,

por lo tanto, es de cierre rápido. Tiene dos posiciones: abierta o cerrada, y no se puede utilizar como válvula reguladora, se puede cerrar mecánicamente en la parte frontal del turbogenerador y por la acción del gobernador mediante un circuito eléctrico.

2.4.3. Generador eléctrico

El generador es el componente eléctrico utilizado para la transformación de la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica, las partes más importantes se describen a continuación.

2.4.3.1. Partes de un generador eléctrico

Los generadores sincrónicos o alternadores son máquinas sincrónicas que se utilizan para convertir potencia mecánica en potencia eléctrica de corriente alterna a un voltaje y frecuencia específicos; el término sincrónico se refiere al hecho de que la frecuencia eléctrica de esta máquina está sincronizada con la velocidad de rotación de su eje. El principio fundamental de operación de los generadores sincrónicos es que el movimiento relativo entre un conductor y un campo magnético induce un voltaje en el conductor. Una fuente externa de energía de corriente directa o excitadora se aplica a través de unos anillos colectores en el rotor.

La fuerza del flujo y el voltaje inducido en la armadura se regulan mediante la corriente directa y el voltaje suministrado al campo. La corriente alterna se produce en la armadura debido a la inversión del campo magnético, a medida que los polos norte y sur pasan por los conductores individuales.

- Excitatriz: la función principal del sistema de excitación es suministrar

energía en forma de voltaje y corriente directa al campo del generador, creando el campo magnético. Asimismo, el sistema de excitación comprende el equipo de control y protección que regula la producción de energía eléctrica. La energía de excitación se toma del conmutador en el rotor del generador y se aplica al campo rotatorio del generador principal a través de los anillos colectores. El voltaje de salida del generador principal se controla mediante un regulador de voltaje que varía la excitación del estator del generador de corriente directa.

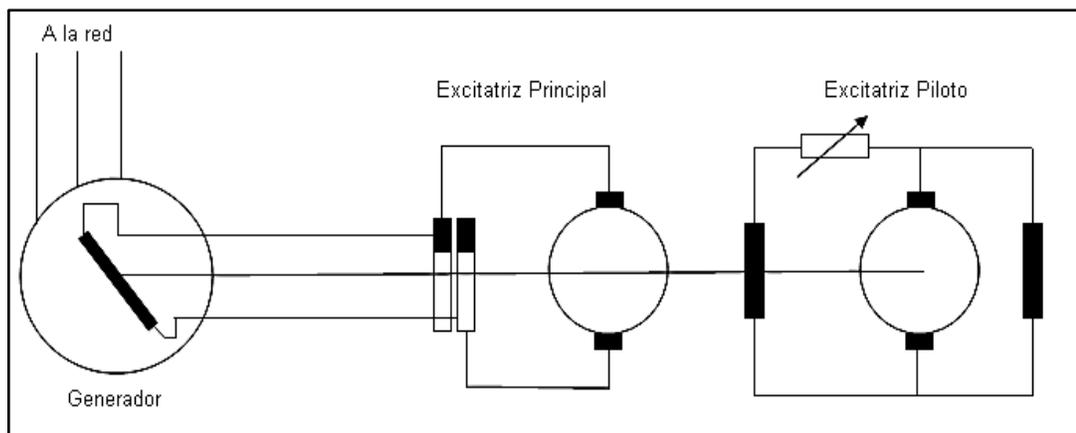
- Tipos de excitación de generadores: para que una máquina síncrona funcione, es necesario alimentar el devanado inductor con una tensión continua por medio del denominado sistema de excitación o comúnmente llamado excitatriz.

La potencia eléctrica de estos sistemas oscila entre los 3 kW para generadores de unos 100 kVA, a los 4 MW para grandes turbogeneradores de 1000 MVA. Con intensidades que pueden llegar a ser muy grandes (hasta 10 kA), dado que el devanado inductor se alimenta con tensiones relativamente pequeñas. Existen básicamente tres tipos de excitación: excitación propia, autoexcitación y excitación sin escobillas (*brushless*).

El primero constituye el esquema clásico de alimentación del devanado inductor desde un generador de corriente continua denominada excitatriz principal, a través de anillos rozantes y escobillas. Se denomina excitatriz propia porque la principal está acoplada mecánicamente al eje del generador y por tanto convierte en potencia eléctrica de excitación parte de la potencia mecánica que le suministra la turbina por el eje.

La tensión de esta excitatriz se controla por medio de la corriente de su devanado inductor, en función de alguna señal procedente de la red (tensión y/o intensidad del generador principal). La excitatriz principal se alimenta a su vez desde otro generador de corriente continua denominado excitatriz piloto, excitada en conexión-derivación como se muestra en la figura 12.

Figura 12. **Excitación mediante generadores de corriente continua con control manual**



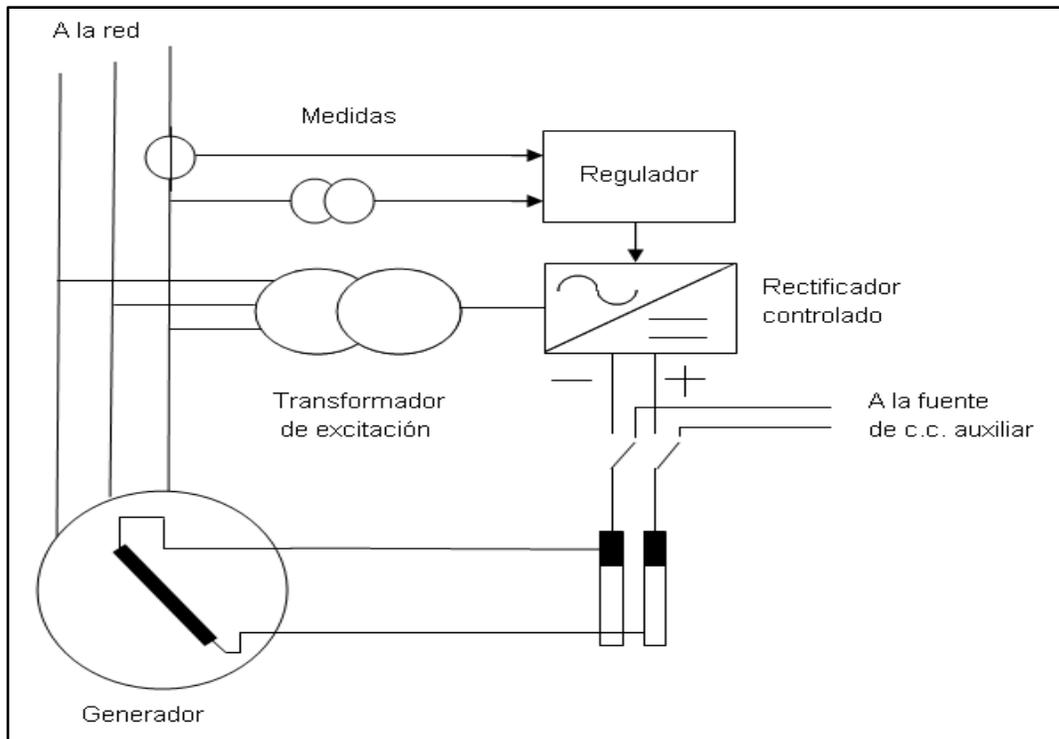
Fuente: elaboración propia, con programa Microsoft Visio.

Este sistema tiene el inconveniente de tener que disponer en cascada de sus máquinas de corriente continua lo que hace elevado su costo de mantenimiento periódico.

El segundo sistema se basa en la alimentación del devanado inductor por medio de un puente rectificador controlado a base de tiristores u otro tipo de componentes electrónicos de potencia.

El puente rectificador es un equipo estático con un fiabilidad mucho mayor y un mantenimiento preventivo mucho menor que los de las demás máquinas de corriente continua, pero dado que en el instante del arranque del generador la tensión en bornes es cero, requiere una fuente de corriente continua auxiliar para la autoexcitación inicial del campo, como se detalla en la figura 13.

Figura 13. **Excitación mediante puente rectificador (autoexcitado)**



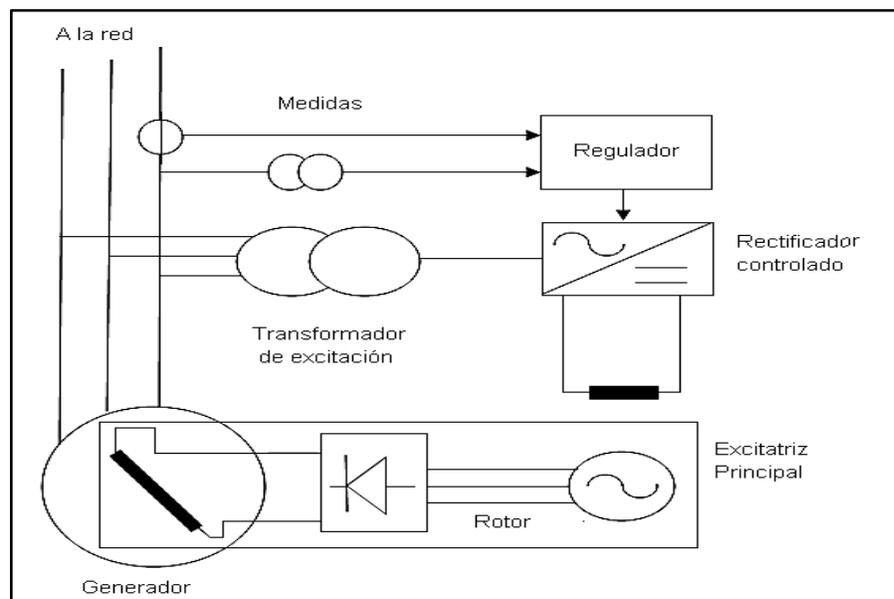
Fuente: elaboración propia, con programa Microsoft Visio.

Cualquiera de las soluciones anteriores no evita el tener que disponer de anillos rasantes y escobillas en el eje del alternador principal para alimentar el devanado de excitación.

En el caso de grandes máquinas esto puede ser un problema, ya que con corrientes de excitación del orden de las decenas de kiloamperios, es necesario un número elevado de escobillas en paralelo sobre cada anillo, que además de producir pérdidas por la resistencia de contacto escobilla-anillo, no están exentas de operaciones de mantenimiento periódicas.

Por tal motivo se idearon los sistemas de excitación sin escobillas, consistentes en disponer el inducido de la excitatriz principal de corriente alterna en el propio rotor, cuya salida rectificada mediante un puente de diodos montado en el propio rotor, se conecta directamente al devanado de excitación del alternador sin salir del rotor. La excitatriz principal es, por lo tanto, un generador síncrono de estructura invertida, con los polos inductores en el estator y el inductor en el rotor (ver figura 14).

Figura 14. **Excitación sin escobillas con autoexcitación**



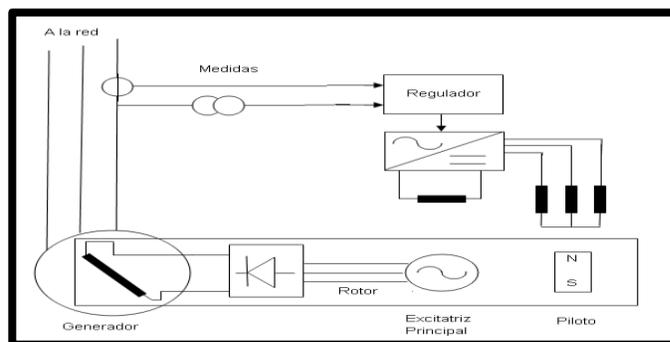
Fuente: elaboración propia, con programa Microsoft Visio.

El control de la corriente de excitación se lleva a cabo controlando desde el estator la corriente de excitación de la excitatriz principal, la cual se puede alimentar mediante:

- Un transformador de excitación, como en el esquema de autoexcitación básico.
- Desde una excitatriz piloto cuyo devanado de excitación se ha sustituido por unos imanes permanentes.

El primero de los esquemas tiene el inconveniente de que en caso de producirse un cortocircuito en un punto eléctricamente próximo a los bornes del generador, la tensión cae a un valor próximo a cero, la máquina queda sin excitación y al reducirse la corriente de defecto se impide un correcto funcionamiento de las protecciones. La solución se obtiene al agregar un segundo transformador de excitación, cuya salida es proporcional a la corriente del estator, de modo que se garantice en todo momento la excitación del generador (ver figura 15).

Figura 15. **Excitación sin escobillas con excitatriz piloto**



Fuente: elaboración propia, con programa Microsoft Visio.

- Sistema de enfriamiento del generador: la capacidad del generador síncrono para producir potencia eléctrica está limitada primordialmente por el calentamiento dentro de la máquina, ya que la resistencia eléctrica de los conductores de cobre se incrementa al subir la temperatura, con el consecuente daño de los devanados del generador y pérdidas de eficiencia.
- Por tanto, es necesario evacuar el calor generado en el interior del generador, manteniendo una temperatura de los devanados menor a 175 °F, para esto se cuenta con un sistema de enfriamiento hermético utilizando gas hidrógeno como elemento intercambiador de calor.

El hidrógeno a presión es suministrado hacia los conductos del generador, donde absorbe calor de los devanados y es forzado a pasar por unos enfriadores de hidrógeno donde intercambia su temperatura al agua de enfriamiento, desalojando así el calor hacia el ambiente. El rango de temperaturas de operación del gas hidrógeno recomendado por el fabricante oscila entre 65 °F a 85 °F, con una presión máxima de 30 PSI de hidrógeno; para que esta condición se mantenga el agua de enfriamiento se debe de regular para satisfacer las condiciones requeridas.

- Sellos de hidrógeno: se instalan únicamente en el caso de los turbogeneradores de condensación. Se utilizan para evitar que el hidrógeno escape del generador en los extremos del eje; para esto se utilizan sellos de laberinto y para eliminar las fugas también se dispone de un flujo continuo de aceite en los extremos del eje del generador, el cual está a una presión de 4 PSI mayor que a presión en el sistema de hidrógeno.

- Instrumentación del generador: el tacómetro es un dispositivo electromecánico utilizado para la medición de la velocidad de rotación de la turbina; este instrumento de medición generalmente va colocado en el gobernador de la turbina.

El turbogenerador en conjunto utiliza también manómetros para la medición de la presión en las líneas de vapor, sistema de aceite, hidrógeno y agua de enfriamiento. Otro dispositivo utilizado para la medición de la presión negativa o vacío en la sección de baja presión de la turbina son los vacuómetros, estos miden la presión por debajo de la presión atmosférica. Para la medición de la temperatura se utilizan termómetros de gas y de mercurio; estos son los más utilizados y son de lectura local. También se utilizan los medidores de temperatura electrónicos (RTD's).

Además de estos dispositivos mecánicos se cuenta con instrumentación eléctrica para el monitoreo de las variables eléctricas, entre ellos están: el voltímetro, el cual indica el voltaje de salida del generador; amperímetro, que indica la corriente en cada una de las fases, indicadores del factor de potencia; megavatímetro y frecuenciómetro, encargados de monitorear la cantidad de carga y frecuencia del generador, respectivamente.

2.4.4. Protecciones del generador

La protección de un generador supone la consideración de las máximas posibilidades de condiciones de funcionamiento anormal, en comparación con la protección de cualquier otro elemento del sistema; dichas condiciones anormales son las siguientes:

- Falla en los devanados

- Pérdida de excitación
- Efecto motor de los generadores
- Sobrecarga
- Sobre calentamiento
- Sobrevelocidad
- Operación desbalanceada
- Operación fuera de sincronismo

Muchas de estas condiciones pueden ser corregidas mientras la unidad está en servicio y deben ser detectadas y señalizadas por alarmas. Las fallas, requieren de pronto disparo y son el resultado de la ruptura del aislamiento o de arcos que ocurren alrededor del aislamiento en algún punto. El resultado de una falla es una trayectoria conductiva entre puntos que normalmente están a una diferencia de potencial.

Si la trayectoria tiene una alta resistencia, la falla es acompañada por un notable cambio de voltaje en el área afectada. Si la trayectoria es de baja resistencia, resulta una corriente grande, la cual puede causar serios daños. Los tipos de fallas que pueden ocurrir en el sistema de aislamiento de los devanados de un generador son:

- Cortocircuito entre fases
- Cortocircuito entre espiras
- Falla a tierra del estator
- Falla a tierra del rotor
- Cortocircuito entre espiras en el rotor

Las protecciones y sistemas de control del grupo turbogenerador son asignados para evitar que el equipo opere fuera de los rangos establecidos por

el fabricante, evitando así cualquier condición anormal que pueda dañar la maquinaria y seguridad de los operadores de los equipos. En la mayoría de los casos la protección más adecuada es desconectar mecánica o eléctricamente la maquinaria, cuando se tiene una condición anormal y peligrosa. Además de los disparos electromecánicos, la planta cuenta con un sistema de control de alarmas de monitoreo continuo; estos pueden ser visuales o electrónicos, los cuales suministran información del comportamiento de la planta.

Las fallas del generador se dividen en dos grandes grupos: fallas internas y fallas externas, las cuales se detallan a continuación:

- Fallas internas
 - Primarias y de respaldo de seguridad tanto de fase como de tierra, fallas en el estator y áreas asociadas.
 - Los fallos a tierra en el rotor y el sistema de excitación, pérdida de campo.

- Alteraciones en el sistema y los riesgos de operación
 - La pérdida de la máquina motriz del generador, motorización (32).
 - Sobreexcitación: protección de voltios o hertz (24).
 - Energización inadvertida: la conexión no sincronizada del generador (67).
 - Corrientes desequilibradas: secuencia negativa (46).
 - Fuera de la frecuencia de operación de turbinas de vapor de gran tamaño.
 - Fallas de sobrecorriente (50 V).
 - Sobretensión (59).
 - Pérdida de sincronismo: conocida como fuera de paso.

A continuación se enumeran las protecciones del turbogenerador, los cuales interrumpen el proceso de generación de electricidad, dependiendo de que falla se presente:

Tabla IV. **Protección de turbogenerador-transformador**

PROTECCIONES TURBOGENERADOR-TRANSFORMADOR	
Dispositivo	Función
40	Protección de pérdida de campo.
46	Protección de desbalance de corriente de secuencia para el generador.
49	Protección térmica del estator.
51 GN	Protección de sobre corriente a tierra con tiempo.
51 TN	Respaldo para fallas a tierra o sobrecorriente al neutro del transformador
51 V	Relé de sobrecorriente de tiempo con control de tensión o restricción de tensión. Respaldo para fallas de fase en el sistema y en el generador.
59	Protección de sobre voltaje.
59 GN	Protección de sobre voltaje. Protección de falla a tierra en estator para un generador.
60	Protección de balance de voltaje. Detección de fusibles fundidos de transformadores de potencial.
64 F	Protección de falla a tierra del campo.
71	Protección de Nivel de aceite o gas del transformador.
78	Protección de pérdida de sincronismo.
81	Protección de baja o sobrefrecuencia.
86	Protección auxiliar de bloqueo y reposición manual.
87 G	Protección diferencial. Protección primaria de falla de fases del generador.
87 N	Protección diferencial de falla a tierra del estator.
87 T	Protección diferencial. Protección primaria para el transformador.
87 U	Protección diferencial para la protección total de generador-transformador.
21	Protección de distancia. Respaldo para fallas de fase en el sistema y en la zona del generador.
24	Protección de Volts/Hz para sobreexcitación del generador.
32	Protección de potencia inversa. Protección de antimotorización.

Fuente: Tutorial IEEE de protección de generadores sincrónicos. p. 6.

Entre las alarmas que suministran información sobre riesgos o condiciones anormales de operación que no provocan desconexión de la planta están las siguientes:

Tabla V. **Alarmas de turbogenerador**

Alarmas	
	Señal límite
	Alta temperatura devanados
	Alta temperatura hidrógeno
	Baja presión de hidrógeno
	Alta/ baja pureza de hidrógeno
	Presión diferencial del sello
	Temperatura de chumaceras
	Temperatura de aceite

Fuente: elaboración propia, mediante datos obtenidos del sistema SCADA.

A continuación se detalla cada uno de los relevadores de protección:

- Verificador de sincronismo 25: una sincronización inapropiada de un generador al sistema puede resultar en daño al transformador elevador y a cualquier tipo de unidad de generación. El daño provocado podría ser.
 - Deslizamiento de coples
 - Incremento en la vibración de la flecha
 - Cambio en el alineamiento de los cojinetes
 - Fatiga en la flecha y otras partes mecánicas

Para evitar daño al generador durante la sincronización, el fabricante del generador proporciona límites de sincronización, en cuanto a ángulo de cierre del interruptor y diferencia de voltaje. Estos límites son:

- Ángulo de cierre del interruptor: entre $\pm 10^\circ$
- Diferencia de voltaje: 0 hasta 5 %
- Diferencia de frecuencia: menor que 0.067 Hz

Idealmente, el cierre del interruptor deberá ser cuando el ángulo de fase entre el generador y el sistema sea cero. Para lograr esto, el cierre del interruptor deberá ser enviado antes, para que los ángulos de fase coincidan al momento en que se cumpla el tiempo de cierre del interruptor. La diferencia de voltaje deberá ser minimizada y no exceder el 5 %. Esto ayuda a mantener la estabilidad del sistema previniendo el flujo de potencia (VARS) al mismo.

Adicionalmente, si el voltaje del generador es excesivamente menor al del sistema al momento de cierre del interruptor, el ajuste sensible del relevador de potencia inversa deberá dispararlo. La diferencia de frecuencia deberá ser minimizada en la práctica por el control del motor primario (dentro de sus limitaciones de respuesta). Una gran diferencia de frecuencias causa una rápida carga del generador, o una excesiva motorización de la máquina.

Lo anterior se manifiesta en una oscilación de potencia en el sistema, y torques mecánicos en la máquina. Adicionalmente, si la máquina (generador) es motorizada, el ajuste sensible del relevador de potencia inversa deberá disparar al interruptor. Los límites de deslizamiento de frecuencia aplicados a ciertos tipos de máquinas, se basan en lo siguiente:

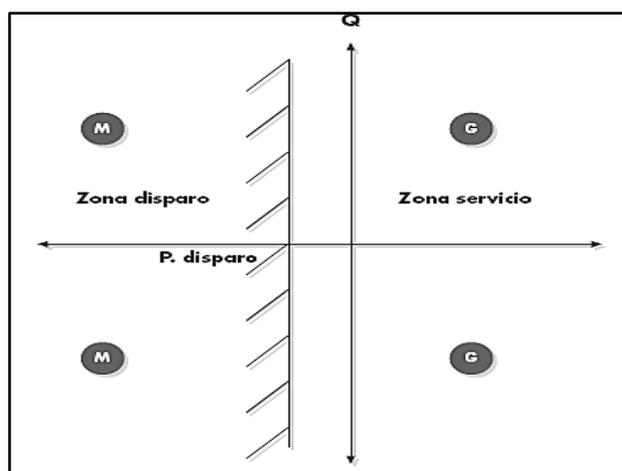
- La robustez de la turbina

- La controlabilidad de la turbina
 - La capacidad (MVA)
- Baja tensión 27: los generadores están diseñados para trabajar continuamente con un 95 % del voltaje nominal, mientras entrega potencia nominal a frecuencia nominal. Un generador operando con voltaje en terminales menor que el 95 %, puede causar efectos indeseables como una reducción en el límite de estabilidad, una importación excesiva de potencia reactiva de la red a la cual está conectado, y una mala operación de los equipos y dispositivos sensibles al voltaje.
 - Potencia inversa 32: la motorización del generador ocurre cuando la energía suministrada por el motor primario se pierde, mientras el generador está en línea. Cuando esto ocurre, el generador se convierte en motor síncrono, y mueve al motor primario. Los riesgos que se presentan durante la motorización del generador son principalmente con el motor primario, el cual puede ser sufrir daño durante esta condición. La motorización causa condiciones indeseables:
 - En turbinas de vapor produce sobrecalentamiento en los alabes.
 - En turbinas hidráulicas se presenta el fenómeno de cavitacion (puede operar como condensador zinc.).
 - En turbinas de gas puede existir problemas con el engranaje (turbina–generador).
 - En los motores diésel existe peligro de incendio o explosión debido al combustible no quemado.

Condiciones de motorización intencionales pueden ser permitidas en turbinas de gas e hidroeléctricas, para acelerar el rotor durante el proceso de arranque, y operación en modo bomba de almacenamiento. Desde el punto de vista del sistema, la motorización se define como el flujo de potencia real hacia el generador, que actúa como motor. Si el interruptor de campo permanece cerrado, el generador puede permanecer en fase con el sistema y funcionar como motor síncrono. Por el contrario actuará como un motor de inducción.

Esta protección es en realidad una protección de la turbina, ya que es esta la que, bajo estas condiciones de funcionamiento, puede estar sometida a esfuerzos anormales de presión en los alabe; el presente caso de turbinas de vapor, rozamientos de la corona fija con la móvil. La capacidad de soportar la motorización del generador depende de la turbina, para el caso de vapor y gas son las que peor soportan esta situación de motorización. Algunas turbinas hidráulicas son insensibles al efecto.

Figura 16. **Característica operacional del relevador 32**



Fuente: elaboración propia.

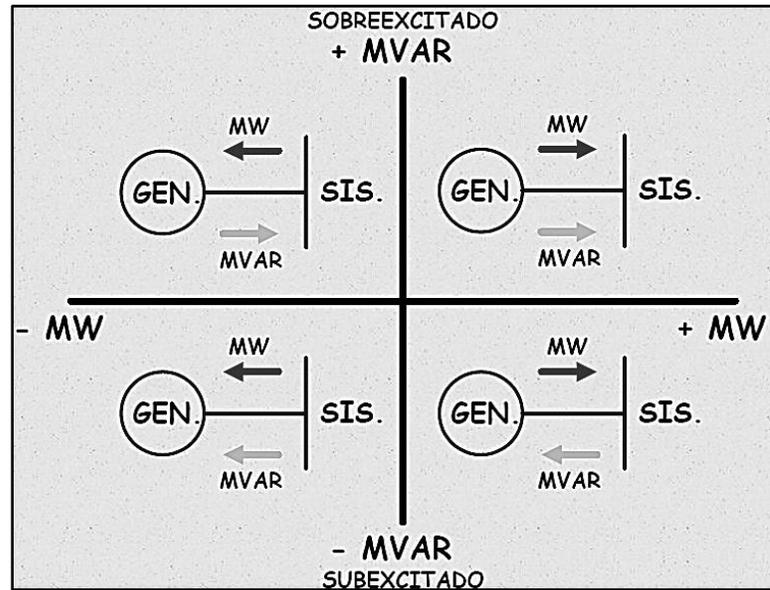
- Pérdida de campo 40: la pérdida parcial o total del campo en un generador síncrono, es perjudicial para el generador, y para el sistema de potencia al cual está conectado. Esta condición debe ser detectada rápidamente y el generador debe ser aislado del sistema. Si esta condición no es detectada, puede tener un impacto devastador sobre el sistema de potencia, causando una pérdida del soporte de potencia reactiva y creando una toma sustancial de la misma.

Si el sistema de excitación se pierde o es reducido, el generador absorberá VARS del sistema, en lugar de suministrar, y operará en la región de subexcitación. Si ocurre una pérdida total del campo y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída de tensión terminal, el generador puede operar como un generador de inducción; si no es así, se perderá el sincronismo.

El cambio del generador desde la operación normal (sobree excitado), hasta la condición de pérdida de campo (subexcitado), no es instantáneo.

Esto ocurre en un cierto periodo de tiempo (generalmente algunos segundos), dependiendo de la carga del generador y la capacidad del sistema conectado.

Figura 17. Condiciones de operación del generador



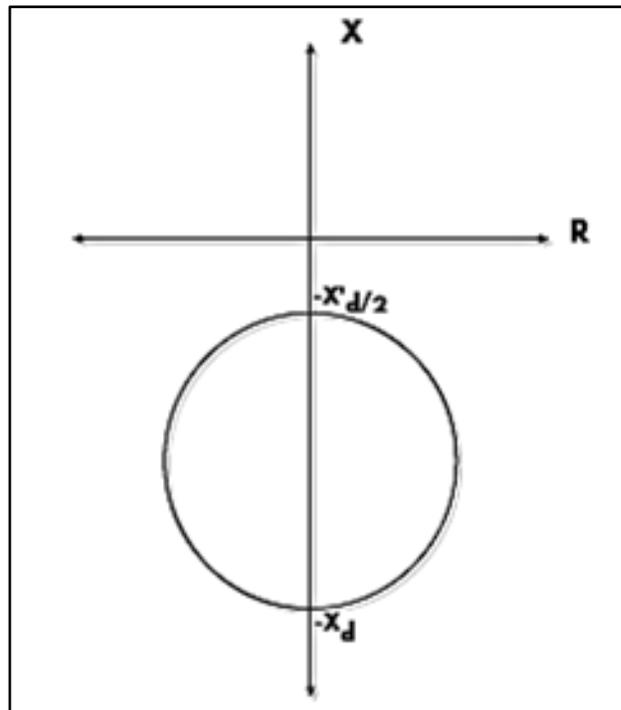
Fuente: elaboración propia.

El sistema de protección más selectivo contra la pérdida de excitación utiliza un relevador de distancia direccional, del tipo circular (siemens (mho) o de impedancia) con su centro localizado en el eje negativo de las X del diagrama R-X. Dicho relevador es alimentado con tensiones y corrientes tomadas de los bornes del generador; con esto se encuentra la impedancia del sistema en bornes del generador, detectando cuando la impedancia del sistema es tal, que esté consumiendo potencia reactiva.

Es decir, cuando el generador se comporta como una reactancia capacitiva, cuando la máquina funciona a plena carga, la impedancia que ve en sus terminales varía, en el diagrama R-X, desde un valor en el primer cuadrante, hasta un valor en el cuarto cuadrante; algo mayor que $X'd/2$, cuando está muy subexcitado. En caso de funcionar en vacío, este último valor llega hasta X_d .

El relé de impedancia se ajusta siguiendo la siguiente característica:

Figura 18. **Características de pérdida de excitación**



Fuente: elaboración propia.

Donde:

X_d = reactancia síncrona directa

X'_d = reactancia transitoria directa

Además de la falla de pérdida de excitación, el relé podría actuar en caso de oscilaciones de potencia de la máquina.

Para evitar esta acción incorrecta, se temporiza de forma que le dé un tiempo de recaer en caso de una oscilación.

Cuando se pierde la excitación, la impedancia medida en bornes del generador sigue una trayectoria desde un punto localizado en el primer cuadrante (condición normal de operación) a una región del cuarto cuadrante, la cual se alcanza solamente cuando la excitación se ha perdido.

Causas:

- Circuito de devanado abierto
- Devanado en cortocircuito
- Disparo accidental del interruptor de campo
- Falla en el control del regulador
- Pérdida de la excitatriz principal

Al operar la protección se da orden de apertura al interruptor de campo y se desconecta el generador del sistema, antes que el generador o el sistema resulten dañados.

- Secuencia negativa 46: existen numerosas condiciones del sistema que pueden causar corrientes trifásicas desbalanceadas en un generador. Estas condiciones del sistema producen componentes de corriente de secuencia de fase negativa, la cual induce una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor.

Estas corrientes en el rotor pueden causar altas y dañinas temperaturas en muy corto tiempo. Las causas más comunes son las asimetrías del sistema, transformadores elevadores monofásicos con impedancias diferentes o líneas

de transmisión no transpuestas. Además de las asimetrías, cargas desbalanceadas, fallas desbalanceadas en el sistema, y circuitos abiertos.

La mayor fuente de corriente de secuencia negativa es la falla fase a fase en el generador. La condición de conductor abierto produce bajos niveles de corriente de secuencia negativa, relativa a los niveles producidos por las fallas fase-fase o fase a tierra.

El calentamiento por secuencia negativa en generadores sincrónicos es un proceso bien definido, el cual produce límites específicos para operación desbalanceada. El método de protección para un desbalance fue desarrollado basado en el concepto de limitar la temperatura a las componentes del rotor abajo del nivel de daño.

El límite está basado en la siguiente ecuación:

Ecuación 1:

$$K = (I_2)^2 t$$

Donde:

K = constante (diseño y capacidad) del generador

T = tiempo en segundos

I₂ = corriente de secuencia negativa (PU)

- Sobrecorriente instantánea (fase y neutro) 50/50N: estas funciones proporcionan protección rápida (inmediata) contra fallas de alta corriente, para fase y neutro, respectivamente. Los ajustes para dichas funciones

deberán ser tales que no operen para fallas fuera de su zona de protección primaria. Para proveer protección fuera de línea, uno de los elementos deberá ser supervisado por un contacto “b” del interruptor; este elemento permanecerá bloqueado cuando el interruptor esté cerrado. Esto permitirá un ajuste mucho más sensible a este elemento, por debajo de la corriente de carga.

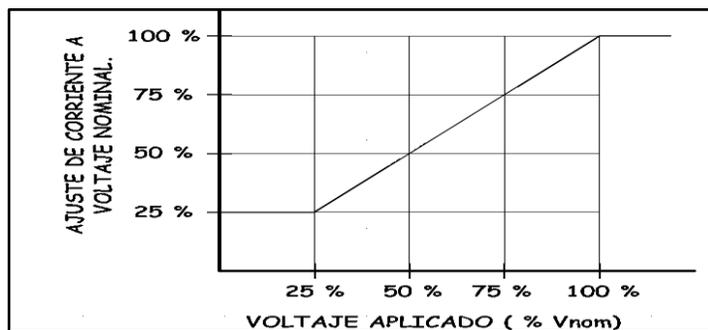
- Sobrecorriente tiempo inverso (neutro) 51N: la función 51N provee protección contra fallas a tierra. Debido a que no existen corrientes de secuencia cero en condiciones normales de operación, esta función puede ser ajustada con una mayor sensibilidad que la función de sobrecorriente de fase. Si las funciones 50N y 51N no son utilizadas en el neutro del generador, pueden utilizarse para detectar fallas a tierra en el sistema (respaldo), conectándolas en el transformador de unidad.
- Sobrecorriente de tiempo inverso con restricción de voltaje 51V: el tipo más simple de protección de respaldo es el relé de sobrecorriente 51. El relé 51 debe ser ajustado arriba de la corriente de carga y tener suficiente retardo de tiempo o para permitir las oscilaciones del generador. Al mismo tiempo, debe ser ajustado lo suficientemente bajo para disparar con falla remota de fases para varias condiciones del sistema. En muchos casos, el criterio de ajuste confiable no puede cumplirse sobre un sistema real.

El ajuste de *pick up* de este tipo de relé deberá ser normalmente de 1,5 a 2,0 veces la corriente nominal máxima del generador para prevenir disparos en falso. El grupo más usado de relés de respaldo de sobrecorriente de fase son los relés de sobrecorriente controlados o restringidos por tensión (51V). Estos

relés permiten ajustes menores de la corriente de carga del generador para proporcionar mayor sensibilidad para fallas en el sistema.

El relé de sobrecorriente controlado con voltaje deshabilita el disparo por sobrecorriente hasta que la tensión cae por debajo del nivel ajustado. El relé de sobrecorriente con restricción de tensión cambia el *pick up* de la unidad de sobrecorriente en proporción a la tensión, lo cual desensibiliza el relé para corrientes de carga, mientras que incrementa la sensibilidad para fallas, las cuales abaten la tensión y permite el *pick up* del relé. A continuación se muestra esta característica.

Figura 19. **Característica de sobrecorriente de tiempo inverso**



Fuente: elaboración propia.

Estos dos relés dependen de una caída de tensión durante la condición de falla para funcionar adecuadamente. Para un relé controlado por tensión el ajuste del *pickup* debe estar entre 30 % - 40 % de la corriente de plena carga.

Debido a los tiempos de disparo de los relés de sobrecorriente de respaldo son retardados cerca de 0,5 segundos o más. El ajuste de retardo de tiempo

está basado sobre el peor caso de coordinación con los relés de protección del sistema.

- Alto voltaje 59: una condición de sobre voltaje puede ocurrir sin que se excedan los límites de V/Hz del generador. En general este problema se presenta en las turbinas hidráulicas, donde debido a un rechazo de carga, la velocidad puede llegar al 200 %. Bajo esta condición la sobreexcitación no será excesiva, pero la magnitud de voltaje puede ser mayor al límite permisible de la máquina. El relevador de V/Hz del generador no puede detectar una condición de alto voltaje, por lo que un relevador para esta condición es necesario.

En general este no es un problema en turbinas de gas y vapor, debido a la rápida respuesta del sistema de control de velocidad y reguladores de voltaje. La sobrevelocidad originada por pérdidas de carga o desperfectos en el regulador de tensión producen sobretensiones. Toda sobretensión asociada con una sobrevelocidad será controlada por el regulador automático de velocidad. No obstante, en las unidades hidráulicas, el flujo de agua no puede ser interrumpido tan rápidamente y puede originarse una sobrevelocidad.

En el caso de que la excitatriz se encuentre acoplada directamente a la máquina, la tensión tiende a crecer casi con el cuadrado de la velocidad. El *pickup* debe ser ajustado arriba de la máxima tensión de operación normal, el relevador puede tener una característica de tiempo inverso o definido para darle oportunidad al regulador de responder a condiciones transitorias antes de que ocurra el disparo. Adicionalmente, puede ser aplicado un elemento instantáneo para sobretensiones muy altas. Es importante que el relé de sobretensión tenga una respuesta plana a la

frecuencia, porque pueden presentarse cambios de frecuencia durante el evento de sobretensión. Esto es de particular importancia en instalaciones hidroeléctricas que pueden tener límites en la velocidad de cierre de compuertas, impuesto por la presión hidráulica en las compuertas de las esclusas. En tales casos, estas unidades pueden sufrir incrementos de velocidad del orden de 200 % durante un rechazo total de carga, antes de que la acción del gobernador pueda tener efecto para reducir la velocidad.

- Sobre-baja frecuencia 81: tanto el generador como la turbina están limitados en el grado de operación a frecuencia anormal que puede ser tolerado. A frecuencias reducidas, se tendrá una reducción en la capacidad del generador. La turbina, especialmente turbinas de vapor y gas y el funcionamiento a frecuencias bajas es más estricto que en generador, debido a las posibles resonancias mecánicas en las muchas etapas de los álabes de la turbina.

La desviación de la velocidad nominal bajo carga traerá estímulos de frecuencias cercanos a una o más de las frecuencias naturales de los varios álabes habrá un incremento en los esfuerzos vibratorios. A medida que se incrementan los esfuerzos vibratorios, el daño es acumulado, lo cual puede conducir a la fractura de algunas partes de la estructura de los álabes. Las condiciones de frecuencia anormal pueden causar disparos de generadores, que líneas de enlace se abran por sobrecarga o que partes del sistema se separen debido a las oscilaciones de potencia y a la inestabilidad resultante. Esto podría dar como resultado que el sistema de potencia se separe en una o más islas aisladas eléctricamente. En un sistema de potencia pueden ocurrir dos tipos de condiciones de frecuencia anormal:

- La condición de baja frecuencia ocurre en un sistema de potencia como resultado de una súbita reducción en la potencia de entrada por la pérdida de generador(es) o pérdidas de enlaces clave de importación de potencia. Esto puede producir un decremento en la velocidad del generador, lo que causa una disminución de la frecuencia del sistema.
- La condición de sobrefrecuencia ocurre como resultado de una pérdida súbita de carga o de enlaces clave de exportación de potencia. La salida del impulsor que alimentaba la carga inicial es absorbida por la aceleración de estas unidades y puede resultar un incremento en la frecuencia del sistema.
- Diferencial de corriente 87; una falla de fase en el devanado del estator del generador es siempre considerada como crítica, debido a las altas corrientes encontradas y al daño potencial a los devanados de la máquina, así como a las flechas y el acoplamiento. Los largos tiempos de reparación para máquinas severamente dañadas pueden ser muy costosos; por consiguiente, también generan altos costos por reemplazo de potencia mientras la máquina está fuera de servicio.

Por lo tanto, es muy importante minimizar el daño debido a fallas en el estator. Para agravar esta situación, la corriente de falla en un generador fallado no se interrumpe cuando el campo del generador es disparado y separado del sistema. La energía almacenada en el campo continuará alimentando corriente de falla por varios segundos. Las unidades generadoras grandes usan protección de alta rapidez para detectar estas severas fallas en el devanado del estator y minimizar el daño.

El uso de métodos de rápida desexcitación puede ser justificable para producir el decremento rápido de las corrientes de falla.

Normalmente se usa un relé diferencial de alta rapidez para detectar fallas trifásicas, de fase a fase y de doble fase a tierra. Las fallas de una fase, a tierra no son normalmente detectadas por los relés diferenciales de máquinas, a menos que su neutro esté puesto a tierra sólidamente o con baja impedancia. Un relé diferencial no detectará una falla entre espiras en la misma fase, debido a que la corriente que entra y sale del devanado no cambiará.

Normalmente la protección de fallas de fase del estator del generador no necesita ser relacionada con *Inrush* como en un esquema de protección de transformador, puesto que la tensión del generador es creada lentamente cuando el campo es aplicado.

La protección diferencial de porcentaje variable es más usada para máquinas grandes. La pendiente puede variar desde 5 % a 50 % o más. Un relé de porcentaje fijo es normalmente fijado de 10 a 25 %.

Los transformadores de corriente usados en un esquema de relé diferencial deben tener preferentemente las mismas características; sin embargo, la diferencial de porcentaje variable es generalmente más tolerante a errores de TC's con altas corrientes.

- Acciones de protección contra fallas
 - La desconexión manual es una medida de protección para poner fuera de línea un equipo o máquina, mecánica o eléctricamente, provocado por el operador de la máquina; esto generalmente ocurre cuando se tiene alguna condición anormal del

funcionamiento.

- La desconexión mecánica es la interrupción de un proceso continuo; en un dispositivo mecánico que puede ser un compresor o una turbina de vapor, el cual corresponde a una variación de movimiento o suministro de energía.
- La desconexión eléctrica es la interrupción en la operación continua de un dispositivo eléctrico que puede ser un motor o un generador eléctrico, el cual puede corresponder a una variación instantánea de corriente o voltaje, actuando directamente sobre un mecanismo de apertura para interrumpir el flujo de corriente o voltaje.

2.4.5. Sistema de distribución eléctrica

La red de transmisión del sistema nacional interconectado está constituida por las líneas de transmisión, subestación transformadores y otros elementos eléctricos necesarios para recibir la energía eléctrica producida por las plantas generadoras.

- Transformadores: la transformación permite adecuar las características de voltaje y corriente de la energía eléctrica que se produce en las plantas generadoras y que se transmite en altos voltajes por las líneas de transmisión a través de grandes distancias, para entregar a los clientes la energía eléctrica requerida para sus procesos.
- Líneas de transmisión: las líneas de conducción de energía eléctrica son las encargadas de transportar la corriente eléctrica trifásica de los puntos de generación a los lugares de consumo, que pueden ser de alto, medio o bajo voltaje.

3. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA COGENERACIÓN A TRAVÉS DE LA PRODUCCIÓN DE VAPOR CON BIOMASA CAÑERA

Con la necesidad del ingenio de ser más competitivo en el mercado de la industria azucarera y en el de comercialización de energía eléctrica, surge la necesidad de buscar medios para la optimización de recursos.

Antes de la década de los ochenta, la agroindustria azucarera necesitaba para operar mover su maquinaria a partir de turbinas de vapor. Esto era en ese entonces, una forma de ahorro de energía eléctrica, ya que, el negocio de la cogeneración todavía no era la principal visión de los empresarios.

3.1. Presentación de la propuesta para hacer eficiente el uso del vapor

Tanto en las industrias de proceso, como en la del azúcar, se utilizan grandes cantidades de vapor, pudiéndose generar energía eléctrica como subproducto en cantidad considerable, elevando la presión en la caldera por encima de la presión del proceso y expandiendo el vapor en una turbina sin condensación antes de descargarlo al proceso.

El mayor consumo de vapor es en el área de molinos, en donde se encuentran instaladas las turbinas de vapor, las cuales se utilizan para producir el movimiento de los mismos. Debido a que la eficiencia promedio de cada turbina es de 68 %, fue en donde se llevó a cabo el estudio de aprovechamiento de vapor.

Tabla VI. Datos técnicos del proyecto

Datos técnicos del proyecto		
Estado	Equipos operando	Equipos en <i>stand-by</i>
Antes de la propuesta de cogeneración	2- Turbogeneradores de 15 MW	1- Turbogenerador de 2 MW
	(Trona, TGM) de escape	
	1- Turbogenerador de 25 MW	
	(Condensación)	
	1- Turbogenerador de 4 MW de escape	1- Turbogenerador de 15 MW (Topin)
	5- Turbinas de vapor de escape (Molinos Tandem B)	
	5- Calderas (1, 4, 7, 5 y 6)	
Estado	Equipos operando	Equipos en stand-by
Después de la propuesta de cogeneración	1- Turbogenerador nuevo de 25 MW	1- Turbogenerador de 2 MW
	(Escape)	
	1- Turbogenerador de 25 MW	2- Turbogenerador de 15 MW (Topin y Trona)
	(Condensación)	
	5- Motores eléctricos (Molinos Tandem B)	
	5- Calderas (1, 4, 7, 5 y 6)	

Fuente: elaboración propia, datos obtenidos de laboratorio.

3.2. Análisis de los parámetros básicos del sistema de cogeneración

Para determinar las características básicas para el nuevo turbogenerador se realizarán cálculos de balance de vapor, esto con el fin de obtener los datos de generación y consumo actual de energía, generación y consumo actual de vapor y demostrar qué turbogeneradores son más eficientes y deficientes. Con lo anterior se demostrará el uso eficiente de vapor para la generación y el aprovechamiento al máximo del bagazo.

3.2.1. Situación actual

Para el análisis de la situación actual se tomaron como referencia los datos de la zafra 2008/2009, los cuales se detallan a continuación:

3.2.1.1. Molienda neta por día

En este caso se tomó un promedio 19 000 toneladas de caña diarias (TCD) que es el equivalente a la molienda neta por día, con molienda del Tándem A y B, según datos de la zafra 2008/2009.

3.2.1.2. Molienda neta por hora

Para calcular este valor se divide la cantidad de toneladas de caña diaria entre el número de horas de operación de un día de zafra.

Ecuación 2:

$$\text{MNH} = \text{TCD} / \text{horas diarias de operación zafra}$$

$$\text{MNH} = 19,000 \text{ T} / 24 \text{ h}$$

$$\text{MNH} = 791,67 \text{ T} / \text{h}$$

Donde:

MNH = molienda neta por hora

TCD = toneladas de caña diarias

3.2.1.3. Producción de bagazo

Este dato es de importancia para los cálculos que se realizarán más adelante; para este caso, según observaciones y tomas de lectura del laboratorio, se toma que el 26 % del total de la caña que ingresa a los molinos, es convertida en bagazo en (libras / hora), que es la biomasa que se utiliza para combustible de las calderas.

Ecuación 3:

$$\text{PB} = (\text{TCD}) * (26 / 100)$$

$$\text{PB} = (19,000) * (26 / 100)$$

$$\text{PB} = 4,940,00 \text{ toneladas de bagazo diarios}$$

Donde:

PB = producción de bagazo por tonelada de caña diaria

TCD = toneladas de caña diarias

3.2.1.4. Consumo de vapor

Según los datos tomados por lecturas en laboratorio, y según monitoreo en la sala de mando, se tiene que el consumo de vapor que, dependiendo del porcentaje de caña en libras por tonelada, es de:

Ecuación 4:

$$CV = 748,00 \text{ libras vapor / hora}$$

Donde:

CV = consumo de vapor

3.2.1.5. Producción de caña

Los datos de la zafra en mención indican que la producción de caña es en promedio de 2 700 000 toneladas de caña por zafra.

3.2.1.6. Consumo total de vapor

Este dato se toma del consumo de vapor multiplicado por la molienda neta por hora, como se mencionó anteriormente, de la siguiente forma:

Ecuación 5:

$$\begin{aligned}CTV &= (MNH)*(CV) \\CTV &= (791,67 \text{ T/h})*(748,00 \text{ libras vapor / hora}) \\CTV &= 592\,167,00 \text{ libras vapor / hora}\end{aligned}$$

Este valor se demostrará más adelante, cuando se tabulen los datos de laboratorio de producción de vapor por cada caldera.

Donde:

CTV = consumo total de vapor

MNH = molienda neta por hora

CV = consumo de vapor

3.2.1.7. Eficiencia de calderas y turbogeneradores

Para realizar un análisis comparativo de los equipos, es necesario tomar una lectura de datos, los cuales muestran cuál es el comportamiento de los equipos. Con estos datos se puede ver qué tanto consumo y generación de vapor es el existente.

3.2.1.7.1. Eficiencias de calderas

Estos datos se tomaron de los fabricantes.

Tabla VII. **Eficiencias de calderas**

CALDERA	EFICIENCIA	UNIDAD
Caldera # 1	2,40	Libras vapor / libras bagazo
Caldera # 4	2,05	Libras vapor / libras bagazo
Caldera # 5	2,10	Libras vapor / libras bagazo
Caldera # 6	2,05	Libras vapor / libras bagazo
Caldera # 7	2,05	Libras vapor / libras bagazo

Fuente: elaboración propia, con datos del fabricante.

3.2.1.7.2. Eficiencia de turbogeneradores

Estos datos se tomaron de los fabricantes.

Tabla VIII. **Eficiencias de turbogeneradores**

TURBO	EFICIENCIA	UNIDAD
Turbo condensing	10,50	Libra vapor / kW
Turbo tgm-2003	13,357	Libra vapor / kW
Turbo trona	17,0	Libra vapor / kW
Turbo 4 mw	36.0	Libra vapor / kW
Turbo topping	50,0	Libra vapor / kW

Fuente: elaboracion propia.

De la tabla VI se puede observar que el más deficiente en consumo de vapor es el turbogenerador Topping, con 50 libras vapor/kW; esto significa que consume más vapor para generar un kW en comparación con los demás.

Más adelante se verá porque se dejará fuera de línea. En el segundo caso se observará al turbogenerador de 4 MW con 36 libras vapor/kW, por ser de primordial importancia para la producción de vapor de escape para la fabricación de azúcar, no se puede dejar fuera de línea, ya que por su pequeña

generación se puede regular la carga en horas de bajo consumo y en horas pico.

3.2.1.8. Producción de vapor por calderas hacia turbogeneradores de escape

Según el balance de vapor y toma de lecturas que se obtuvo de la zafra 2008/2009; los ajustes promedio de las calderas quedan de la siguiente manera.

Tabla IX. Producción de vapor por caldera

CALDERA	PRODUCCIÓN	UNIDADES
Caldera # 1	86 167,00	Libras vapor / hora
Caldera #4	92 000,00	Libras vapor / hora
Caldera # 6	197 000,00	Libras vapor / hora
Caldera #7	217 000,00	Libras vapor / hora
Total producción	592 167,00	Libras vapor/ hora

Fuente: elaboración propia, con base en lecturas obtenidas de laboratorio.

Como se puede notar, el valor del total de la producción es equivalente al consumo total de vapor que se obtuvo anteriormente de la ecuación 5, como era de esperarse.

3.2.1.9. Consumo de vapor por calderas hacia turbogeneradores de escape y molinos con turbinas de vapor

El consumo de vapor que se analiza en esta sección, corresponde a los sistemas que después de pasar por ellos, el vapor se puede utilizar en otro proceso, por ejemplo hacia la fábrica de azúcar.

Tabla X. Consumo de vapor actual de los turbogeneradores de escape

TURBOGENERADOR	CONSUMO	UNIDADES
Turbo topping	0	Libras vapor /hora
Tandem b	70 000	Libras vapor /hora
Turbo 4 mw	86 167	Libras vapor /hora
Turbo tgm-2003	197 000	Libras vapor /hora
Turbo trona	239 000	Libras vapor /hora
Total consumo	592 167	Libras vapor /hora

Fuente: elaboracion propia, con base en las lecturas obtenidas de laboratorio.

El vapor que produce la caldera 6 es para alimentar directamente al turbogenerador TGM-2003. El vapor producido por la caldera 1 es para alimentar directamente al turbogenerador de 4MW, mientras que las calderas 4 y 7 en conjunto, alimentan al turbogenerador Trona y también mediante un reductor de 600 PSI a 200 PSI para las turbinas de molinos del Tándem B.

También se puede observar que el turbogenerador Topping no tiene consumo, ya que para la zafra 2008/2009 estuvo fuera de línea por baja eficiencia, como se demostró anteriormente, aunque siempre disponible por emergencias.

Aquí también se puede demostrar que el consumo total de vapor coincide con el dato anterior calculado con la ecuación 5 de CVT (consumo de vapor total).

3.2.1.10. Consumos de bagazo por calderas de escape

Para saber el consumo de bagazo que se tiene en cada una de las calderas que alimentan a los turbogeneradores de escape, se procede de la siguiente manera según la ecuación 8: se realiza la división entre la producción de vapor de las calderas de escape y la eficiencia de cada una de ellas de la siguiente manera:

Ecuación 6:

Consumo bagazo = producción de vapor/eficiencia caldera

3.2.1.10.1. Consumo de bagazo de la caldera 6

$CC6 = (197\ 000 \text{ libras vapor / hora}) / (2,05 \text{ libras vapor / libras bagazo})$

$CC6 = 96\ 098,00 \text{ libras bagazo / hora}$

Donde:

CC6 = consumo de bagazo de la caldera 6

3.2.1.10.2. Consumo de bagazo de la caldera 4

$$CC4 = (92\ 000 \text{ libras vapor / hora}) / (2,05 \text{ libras vapor / libras bagazo})$$

$$CC4 = 44\ 878,00 \text{ libras bagazo / hora}$$

Donde:

CC4 = consumo de bagazo de la caldera 4

3.2.1.10.3. Consumo de bagazo de la caldera 7

$$CC7 = (217\ 000 \text{ libras vapor / hora}) / (2,05 \text{ libras vapor / libras bagazo})$$

$$CC7 = 105\ 854,00 \text{ libras bagazo / hora}$$

Donde:

CC7 = consumo de bagazo de la caldera 7

3.2.1.10.4. Consumo de bagazo de la caldera 1

$$CC1 = (86\ 167 \text{ libras vapor / hora}) / (2,4 \text{ libras vapor / libras bagazo})$$

$$CC1 = 35\ 903,00 \text{ libras bagazo / hora}$$

Donde:

CC1 = consumo de bagazo de la caldera 1

3.2.1.10.5. Consumo total de bagazo de escape

Con lo anterior se tiene un consumo total de bagazo por las calderas de escape, sumando todos los consumos de la siguiente manera.

Ecuación 7:

$$\begin{aligned} \text{CTBE} &= \text{CC1} + \text{CC4} + \text{CC6} + \text{CC7} \\ \text{CTBE} &= 96\,098 \text{ libras bagazo / hora} + 44\,878 \text{ libras bagazo / hora} \\ &\quad + 105\,854 \text{ libras bagazo / hora} + 35\,903 \text{ libras bagazo / hora} \\ \text{CTBE} &= 282\,732,18 \text{ libras bagazo / hora} \end{aligned}$$

Donde:

CTBE = consumo total de bagazo por calderas de escape

CC1 = consumo de la caldera 1

CC4 = consumo de la caldera 4

CC6 = consumo de la caldera 6

CC7 = consumo de la caldera 7

3.2.1.11. Producción de potencia en kilovatio hora por medio de turbogeneradores de escape

Para el cálculo de la producción de energía en kilovatios, se efectúa mediante la ecuación 8, realizando la división entre el consumo de vapor y la eficiencia de cada turbogenerador, de la siguiente manera.

Ecuación 8:

Producción de kilovatios = consumo vapor por turbo / eficiencia turbo

3.2.1.11.1. Producción turbo TGM-2003

Consumo de vapor = 197 000 libras vapor / hora

Que es el equivalente a la producción de vapor de la caldera núm. 6.

Eficiencia = 13 357 libras vapor / kW

Producción TGM-2003 = (197, 000 libras vapor / hora) / (13,357 libras vapor / hora / kW)

Producción TGM-2003 = 14,749 kWh

3.2.1.11.2. Producción turbo Trona

Consumo de vapor = 239 000 libras vapor / hora

Eficiencia = 17 libras vapor / kW

Producción Trona = (239 000 libras vapor / hora) / (17 libras vapor / kW)

Producción Trona = 14 059 kWh

3.2.1.11.3. Producción turbo Topping

Como se observó anteriormente en la tabla VII de eficiencias, actualmente este turbogenerador se encuentra fuera de línea, ya que la eficiencia es muy baja, pero se encuentra disponible en caso de emergencias.

3.2.1.11.4. Producción de turbo de 4 MW

Consumo de vapor = 86 167 libras vapor / hora

Eficiencia = 36 libras vapor / kW

Producción turbo de 4 MW = (86 167 libras vapor / hora) / (36 libras vapor /kW)

Producción turbo de 4 MW = 2 394 kWh

Tomar en cuenta que este último turbogenerador de 4 MW, como se explicó anteriormente, no puede quedar fuera de línea a pesar de su baja eficiencia, ya que este es de importancia por la facilidad que se tiene al regular la generación en horas pico y en horas de poca demanda. Con lo anterior se tiene una producción total por turbogeneradores de escape de la siguiente manera:

Ecuación 9:

$$\begin{aligned} \text{PTTE} &= \Sigma \text{ Producción de turbogeneradores} \\ \text{PTTE} &= 14\,749 \text{ kWh} + 14\,059 \text{ kWh} + 2\,394 \text{ kWh} \\ \text{PTTE} &= 31\,201,17 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Donde:

PTTE = producción total solo de los turbogeneradores de escape

Tabla XI. **Producción de potencia en kilovatio-hora por turbogeneradores de escape**

TURBO	PRODUCCIÓN	UNIDADES
Turbo TGM-2003	14 749	kWh
Turbo TRONA	14 059	kWh
Turbo TOPPING	0	kWh
Turbo 4 MW	2 394	kWh
Total Kw producidos	31 201	kWh

Fuente: elaboración propia, con base en lecturas obtenidas de laboratorio.

Esta es la producción total que se tiene actualmente solo con turbogeneradores de escape.

3.2.1.12. Venta actual de potencia en kilovatio-hora con turbogeneradores de escape

Con los cálculos anteriores y tomando en cuenta los datos que se tomaron de los medidores de energía instalados en el área de cogeneración, se muestra una lectura promedio del consumo de energía en kilovatio-hora de, 17 620 kilovatio-hora. Con lo cual se puede calcular la venta al distribuidor solo con turbogeneradores de escape.

Ecuación 10:

$$\begin{aligned} \text{VATE} &= \text{PTTE} - \text{CTI} \\ \text{VATE} &= 31\,201 \text{ kWh} - 17\,620 \text{ kWh} \\ \text{VATE} &= 13\,581 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Donde:

VATE = venta actual por turbogeneradores de escape

PTTE = producción total de los turbogeneradores de escape

CTI = Consumo kilovatio-hora total de ingenio

Lo anterior corresponde solamente a los turbogeneradores de escape instalados actualmente.

A continuación se verá la producción con el único turbogenerador de condensación.

3.2.1.13. Producción de potencia en kilovatio-hora por medio del turbogenerador de condensación

Los datos de la generación en kilovatio-hora del turbogenerador de condensación se obtuvieron de lecturas promedio de la zafra 2008/2009 reportadas al AMM, dando como resultado:

$$\text{GEN CON} = 21\,670 \text{ kWh}$$

Tomando en cuenta que el consumo de servicios auxiliares es, según los medidores de energía instalados en el área de cogeneración, dando como resultado un total de 1 950 kilovatio-hora, con esto se calcular la generación neta solo con el turbogenerador de condensación mediante la ecuación 11 como sigue:

Ecuación 11:

$$\begin{aligned} \text{GEN N CON} &= \text{GEN CON} - \text{CONS AUX} \\ \text{GEN N CON} &= 21\ 670 \text{ kWh} - 1\ 950 \text{ kWh} \\ \text{GEN N CON} &= 19\ 720 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Donde:

GEN CON = generación en barras del turbogenerador de condensación

GEN N CON = generación neta con bagazo con el turbogenerador de condensación.

CONS AUX = consumo de servicios auxiliares solamente del área de cogeneración

3.2.1.14. Bagazo disponible ingenio

Es necesario realizar este cálculo para obtener el bagazo sobrante que se utiliza para la generación de energía después de finalizada la zafra, o lo que se le denomina como zafra eléctrica. También se debe dejar un porcentaje adicional de bagazo, ya sea por pruebas de disponibilidad solicitadas por el ente regular, o para pruebas después del mantenimiento anual y por supuesto para el arranque inicial de zafra.

En este caso, para calcular el bagazo total generado por zafra se toma la siguiente fórmula:

Ecuación 12:

$$\text{BDI} = (\text{Molienda neta por hora} * \text{factor}) * (\text{producción de bagazo})$$
$$\text{BDI} = [\text{libras bagazo/ hora}]$$

Nota: debe tomarse en cuenta que 1 libra de bagazo produce 2 libras de vapor, según datos de laboratorio.

$$\text{BDI} = (791,67 * 2,20462) * (26/100)$$
$$\text{BDI} = 453780,17 \text{ libras bagazo/ hora}$$

Donde:

BDI = bagazo disponible para el ingenio

2 204,62 = factor para convertir de toneladas a libras

26/100 = factor de porcentaje de bagazo por cantidad de caña

3.2.1.15. Bagazo de reserva

Para el cálculo de bagazo de reserva se toma un 10 % del total de bagazo producido por día; esto con el fin de tener bagazo suficiente para pruebas que se deseen realizar, por pruebas de arranque después del mantenimiento anual y las de disponibilidad que se soliciten.

Ecuación 13:

$$\begin{aligned}BR &= BDI * 0,1 \\BR &= 453\,780,17 * 0,1 \\BR &= 45\,378,02 \text{ libras bagazo/ hora}\end{aligned}$$

Donde:

BR = bagazo de reserva

BDI = bagazo disponible para el ingenio

3.2.1.16. Bagazo de escape

El bagazo de escape es el mismo que el consumo de bagazo de las calderas 1, 4, 6 y 7 juntas, que van directo hacia los turbogeneradores de escape y turbinas del Tándem B, por lo tanto la ecuación 7, un total de:

$$CTBE = 282\,732 \text{ libras bagazo / hora}$$

3.2.1.17. Bagazo disponible para turbogenerador de condensación

Entonces se tiene que el bagazo restante es el que se utiliza para alimentar el turbogenerador de condensación de la siguiente forma:

Ecuación 14:

$$\begin{aligned} \text{BTC} &= \text{BDI} - \text{BR} - \text{CTBE} \\ \text{BTC} &= 453\,780,17 - 45\,378,67 - 282\,732 \text{ [libras bagazo/ hora]} \\ \text{BTC} &= 125\,669,97 \text{ libras bagazo/ hora} \end{aligned}$$

Donde:

BTC = bagazo disponible para el turbogenerador de condensación

BDI = bagazo disponible para el ingenio

BR = bagazo de reserva para después de zafra

CTBE= consumo total de bagazo que se utiliza para alimentar a las caderas escape

3.2.1.18. Consumo real de bagazo por el turbogenerador de condensación

Para calcular este dato se necesita saber las eficiencias tanto del turbogenerador, como de la caldera que lo alimenta:

3.2.1.18.1. Eficiencia caldera 5

La caldera núm. 5 es la que alimenta directamente al turbogenerador condensación, y según la tabla VIII, se puede observar que la eficiencia de la caldera es de 2,10 libra vapor / libra bagazo.

3.2.1.18.2. Eficiencia turbogenerador *condensing*

También como se puede observar en la tabla VI, la eficiencia del turbogenerador de condensación es de 10,50 libra vapor / kW.

Se procede al cálculo de consumo real de bagazo por el turbogenerador de condensación, utilizando la siguiente fórmula:

Ecuación 15:

$$C_{rctc} = (\text{eficiencia de turbo} * \text{generación bruta}) / (\text{eficiencia c5})$$

$$C_{rctc} = (10,5 * 21,670) / (2,1)$$

$$C_{rctc} = 108\ 350,00 \text{ libras bagazo / hora}$$

Donde:

CRTC = consumo real de bagazo por el turbogenerador condensación

3.2.1.19. Sobrante de bagazo

Este es el bagazo que sobra del turbogenerador de condensación y que va dirigido hacia las bodegas de bagazo, que no se confunda con la reserva de bagazo, ya que ambas tienen funciones diferentes. Se calcula mediante los datos obtenidos de las ecuaciones 14 y 15, dando como resultado lo siguiente.

Ecuación 16:

$$SB = BTC - CRTC$$

$$SB = 125\,676,03 \text{ libras bagazo / hora} - 108\,353 \text{ libras bagazo / hora}$$

$$SB = 17\,326,03 \text{ libras bagazo / hora}$$

Donde:

SB = sobrante de bagazo

BTC = bagazo disponible para el turbogenerador de condensación

CRTC = consumo real de bagazo por el turbogenerador condensación

3.2.1.20. Almacenamiento de bagazo por zafra

Ecuación 17:

$$ABZ = [(SB / \text{Molienda neta}) * (\text{Caña por zafra})] / 2\,204,62$$

$$ABZ = [(7\,319 / 791\,67) * (2\,700,000)] / 2\,204,62$$

$$ABZ = 26\,803,07 \text{ libras de bagazo}$$

Donde:

ABZ = almacenamiento de bagazo por zafra

SB = sobrante de bagazo

2 204,62 = factor para pasar de toneladas a libras

2 700,000 = es la cantidad de toneladas de producción de caña por zafra

3.2.1.21. Venta total de potencia en kilowatt con bagazo

Con lo anterior se puede calcular la venta total al distribuidor, sumando la generación de los turbogeneradores de escape y el turbogenerador de condensación y restando los respectivos consumos, tanto del ingenio como de servicios auxiliares:

Ecuación 18:

$$\begin{aligned} \text{VTCB} &= \text{VATE} + \text{GEN N CON} \\ \text{VTCB} &= 13\,581,17 \text{ kWh} + 19\,720 \text{ kWh} \\ \text{VTCB} &= 33\,301,17 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Donde:

VTCB = venta total con bagazo

VATE = venta actual solo con turbogeneradores de escape

GEN N CON = generación neta con turbogenerador de condensación

De lo anterior se pueden calcular los días de generación extra que se tienen con bagazo, generando con el turbogenerador de condensación para final de la zafra, pruebas, entre otros.

Ecuación 19:

$$\begin{aligned} \text{DECB} &= [(\text{ABZ} * 2, 204,62) / \text{CRTC}] / 24 \\ \text{DECB} &= [(26\,803,07 * 2\,204,62) / (108\,353)] / 24 \\ \text{DECB} &= 22,7 \text{ días} \end{aligned}$$

Donde:

DECB = días extras de generación con el turbogenerador de condensación

ABZ = almacenamiento de bagazo por zafra

2 204,62 = factor para pasar de toneladas a libras

3.2.1.22. Venta kilowatt por tonelada de caña

Como dato también se puede calcular la venta en kilowatt por tonelada de caña:

Ecuación 20:

$$VPTC = VTCB / \text{Molienda neta por hora}$$

$$VPTC = 33\,301,00 \text{ kWh} / 791,67 \text{ T/h}$$

$$VPTC = 42,06 \text{ Kw} / \text{T.C}$$

Donde:

VPC = venta de potencia en kilowatt por tonelada de caña

VTCB = venta total con bagazo

Con los días extras se puede calcular la venta adicional por tonelada de caña así:

Ecuación 21:

$$VPDFZ = (ABZ * 22\,204,62 * EFC5) / (EFTC * \text{Caña por zafra})$$

$$VPDFZ = (26\,803,07 * 2,204\,62 * 2,10) / (10,50 * 2\,700,000)$$

$$VPDFZ = 4,38 \text{ kW} / \text{T.C}$$

Donde:

VPDFZ = venta de potencia en kilowatt por tonelada de caña, después de finalizada la zafra

ABZ = almacenamiento de bagazo por zafra

2 204,62 = factor para pasar de toneladas a libras

EFC5 = eficiencia de la caldera 5

EFTC = eficiencia del turbogenerador de condensación

De lo anterior se tiene un total de venta de energía neta de:

Ecuación 22:

$$\begin{aligned} \text{GTVPCB} &= \text{VPTC} + \text{VPDFZ} \\ \text{GTVPCB} &= 42,06 \text{ kilowatt} / \text{T.C} + 4,76 \text{ kilowatt} / \text{T.C} \\ \text{GTVPCB} &= 46,82 \text{ kilowatt} / \text{T.C} \end{aligned}$$

Donde:

GTVPC = gran total de venta de potencia en kilowatt con bagazo

VPDFZ = venta de potencia en kilowatt por tonelada de caña, después de finalizada la zafra.

VPTC = venta de potencia en kilowatt por tonelada de caña

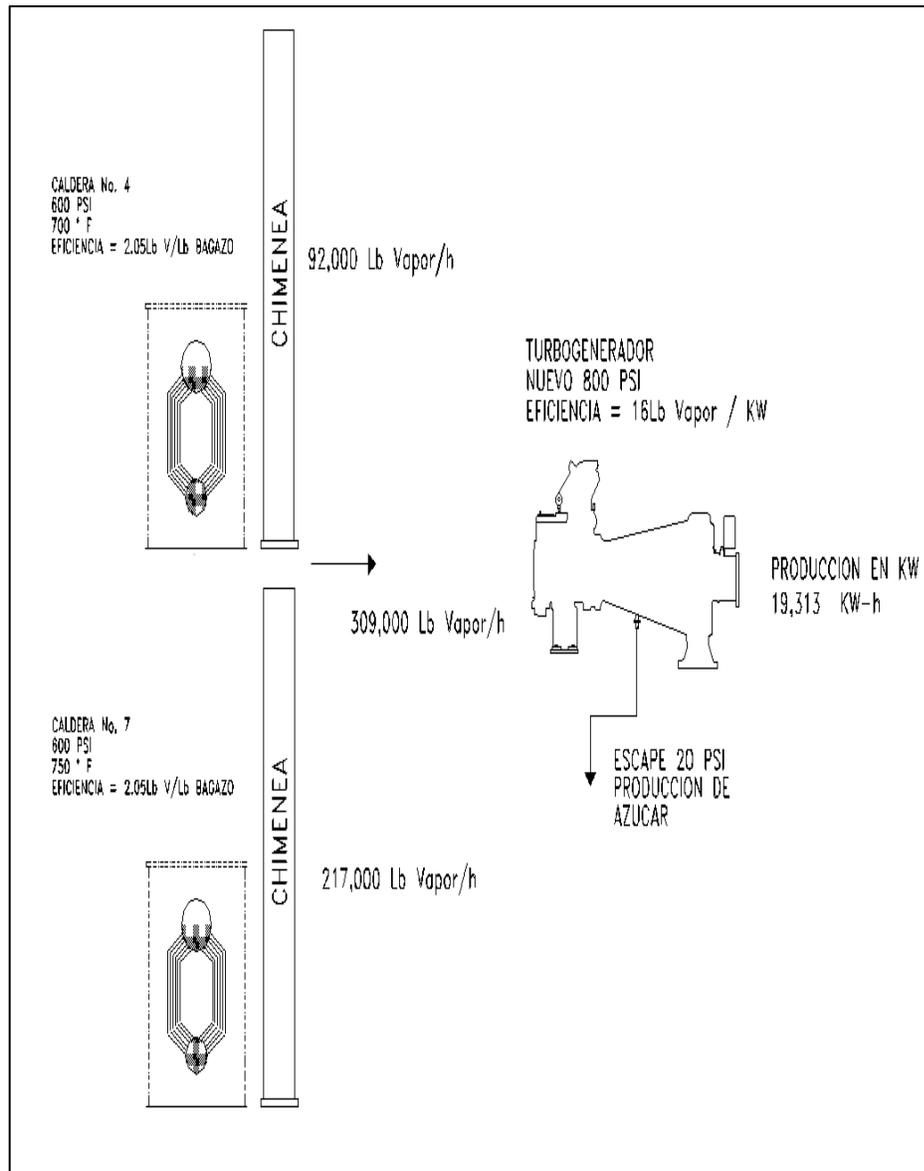
El gran total de venta de potencia en kilowatt con bagazo definido como GTVPCB; este cálculo se verá más adelante cuando se realice el análisis de la nueva generación, la cual se demuestra en la siguiente sección.

3.2.2. Situación futura con la nueva propuesta

Para este análisis de la situación futura no se espera un incremento en la producción de bagazo, pero sí un consumo eficiente tanto de bagazo como de vapor.

Por tal motivo como se observa en la figura 12, las calderas 4 y 7 son las que alimentarán al nuevo turbogenerador que se instalará para incrementar la generación de energía eléctrica y también aumentar el consumo de vapor de manera eficiente, la eficiencia de 16 libras vapor por kilowatt, se seleccionó mediante propuestas enviadas por el fabricante.

Figura 20. **Esquema para la situación futura con turbogenerador nuevo**



Fuente: elaboración propia, con base en la operación actual de las calderas 4 y 7.

Para el cálculo de los nuevos parámetros de la situación futura se hace uso de algunas fórmulas que se utilizaron en las secciones anteriores, por lo tanto solo se hará mención de las tablas.

También se demostrará que el consumo que queda de la no utilización de las turbinas y del turbogenerador Trona, va directamente hacia el nuevo turbogenerador.

3.2.2.1. Eficiencia de turbogeneradores

En la siguiente tabla se tiene ya incluido en nuevo turbogenerador.

Tabla XII. **Eficiencias turbogeneradores con nuevo turbogenerador**

TURBO	EFICIENCIA	UNIDAD
Turbo CONDENSING	10,5	Libras vapor / Kw
Turbo TGM-2003	13,357	Libras vapor / Kw
Turbo nuevo 600 PSIG	16	Libras vapor / kW
Turbo TRONA	17	Libras vapor / Kw
Turbo 4 MW	36	Libras vapor / kW
Turbo TOPPING	50	Libras vapor / kW

Fuente: elaboración propia con base en datos de los fabricantes.

Se puede observar que el más deficiente en consumo de vapor es el turbogenerador Topping, con 50 libras vapor/kilowatt, que quiere decir que consume más vapor para generar un kilowatt.

3.2.2.2. Nuevos consumos

Para este caso, como es de esperarse, los consumos se modifican, se agrega el nuevo turbogenerador, se eliminan los consumos de las turbinas de vapor que alimentan a los molinos de un Tándem y por último se elimina el consumo del turbogenerador Trona.

Tabla XIII. Nuevos consumos de vapor

TURBOGENERADOR	CONSUMO	UNIDADES
Turbo TRONA **	0	Libras vapor / h
Tandem B **	0	Libras vapor / h
Turbo TOP PING	0	Libras vapor / h
Turbo 4 MW	86,167	Libras vapor / h
Turbo TGM-2003	197,000	Libras vapor / h
Turbo nuevo 800 PSIG	309,000	Libras vapor / h
Total de consumo	592,167	Libras vapor / h

Fuente: elaboración propia con base en datos obtenidos de lecturas.

Por motivos de baja eficiencia se decide dejar fuera de línea el turbogenerador Trona, pero siempre disponible tal y como ocurre con el turbogenerador Topping.

De la tabla anterior se puede observar que el consumo del nuevo turbogenerador es el equivalente al vapor disponible del turbogenerador Trona con 239 000 libras vapor/hora y el vapor de las turbinas de vapor del molino Tándem B con 70 000 libras vapor/hora. El consumo del nuevo turbogenerador, se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 23:

$$C T N = C T T + C T V T B$$

$$C T N = 239\ 000 \text{ libras vapor / hora} + 70\ 000 \text{ libras vapor / hora}$$

$$C T N = 309\ 000 \text{ libras vapor / hora}$$

Donde:

C T N = consumo de vapor del turbogenerador nuevo

C T T = consumo de vapor del turbogenerador Trona, el cual se deja fuera de línea.

C T V T B = consumo de vapor de las turbinas del Tándem B, los cuales se sustituirán por motores eléctricos, como se verá más adelante.

Se obtiene también parte del consumo del nuevo turbogenerador, por medio del vapor que dejan de consumir las cinco turbinas de vapor que hacen funcionar a los molinos del Tándem B después de su motorización, con motores de alta eficiencia.

Como se verá más adelante el nuevo turbogenerador con eficiencia de 16 libras vapor / kilowatt, es el único en el mercado que se acopla al consumo

$$C T N = 309\ 000 \text{ libras vapor/hora}$$

3.2.2.3. Consumo de bagazo por calderas de escape

Como se explica al inicio de esta sección, no se espera un aumento en la generación de bagazo, por lo tanto de la ecuación 6, se obtienen los siguientes consumos de bagazo por las calderas de escape.

CC6 = 96 098 libras bagazo /hora

CC5 = 44 878 libras bagazo /hora

CC7 = 105 854 libras bagazo /hora

CC1 = 35 903 libras bagazo /hora

Con lo anterior se tiene un consumo total de bagazo de escape de (ver ecuación 7).

CTBE = 282 732 libras bagazo /hora

3.2.2.4. Producción de kilowatt esperado por medio de los turbogeneradores de escape

El cálculo de la producción de kilowatt se realiza mediante la fórmula de consumo de vapor/eficiencia, como se vio anteriormente (ver ecuación 10); en este caso se incluye la producción del nuevo turbogenerador.

La producción actual por turbogeneradores de escape está dada por los siguientes turbogeneradores:

- Producción TGM 2003 = 14 749 kWh

- Producción turbo 4 MW = 2 394 kWh

Para el turbogenerador nuevo se tiene según la tabla 12 y 13:

Producción turbo nuevo = (309 000 libras vapor / hora) / (16 libras vapor / kW)

Producción turbo nuevo = 19 313 kWh

Con lo anterior se tiene una producción total por turbogeneradores de escape y se calcula sumando toda la generación producida por los turbogeneradores de la siguiente manera:

Ecuación 24:

$$PTTE2 = \Sigma \text{ Nueva producción de turbogeneradores}$$

$$PTTE2 = 14\,749 \text{ kWh} + 2\,394 \text{ kWh} + 19\,313 \text{ kWh}$$

$$PTTE2 = 36\,455 \text{ kWh}$$

Donde:

PTTE2 = la nueva producción de potencia en kilovatio-hora

3.2.2.5. Nuevo consumo kilovatio hora ingenio

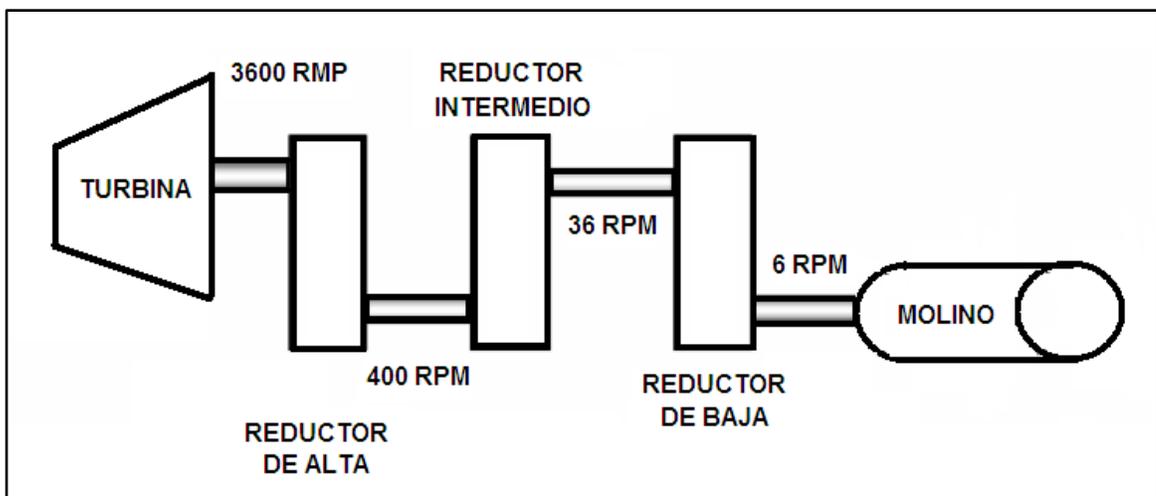
El dato anterior del consumo del ingenio se tomó de los medidores de energía con una lectura promedio, dando como resultado, 17 620 kWh.

Como se puede observar, no incluye el consumo por motorización de los molinos del Tándem B, el cual es un proyecto para reemplazar a las turbinas existentes que tienen un consumo deficiente de vapor y que se pretende

mejorar con la instalación de motores eléctricos; lo anterior se puede resumir en las figuras 28 y 29.

En este caso en la figura 21, se ve cómo los molinos son impulsados mediante turbinas.

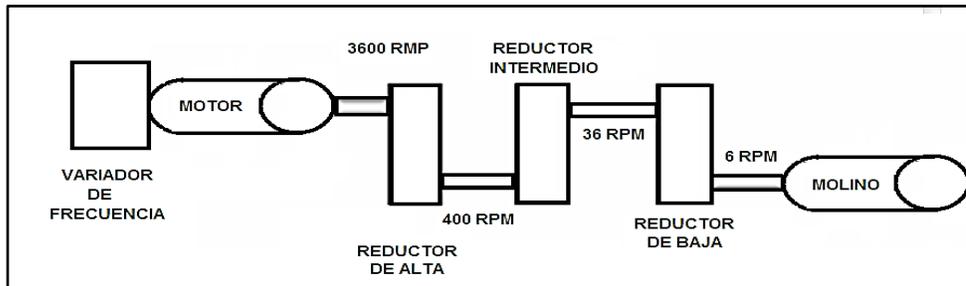
Figura 21. **Funcionamiento de molinos antes de la motorización**



Fuente: elaboración propia, con programa Microsoft Visio.

En este otro caso, en la figura 22 se ve el reemplazo por motores eléctricos, con lo cual se pretende mejorar el funcionamiento de los molinos y ahorrar el consumo de vapor, el cual irá hacia el nuevo turbogenerador en donde se aprovechará de mejor manera.

Figura 22. **Funcionamiento de motores después de la motorización**



Fuente: elaboración propia, con programa Microsoft Visio.

3.2.2.6. Consumo de motores eléctricos de alta eficiencia

En este caso después de la motorización de las turbinas de los molinos se obtiene un consumo de los motores de la siguiente manera:

5- motores de alta eficiencia con un consumo de 477 kW cada uno

Ecuación 25:

$$\text{Consumo motores} = (\text{número de motores}) * (\text{consumo por motor})$$

$$\text{Consumo motores} = (5) * (477)$$

$$\text{Consumo motores} = 2,387 \text{ kWh}$$

3.2.2.7. Nuevo consumo total kilovatio-hora ingenio

Ecuación 26:

$$\text{NCTI} = \text{consumo ingenio} + \text{consumo motores eléctricos}$$

$$\text{NCTI} = 17\,620 \text{ kWh} + 2\,387 \text{ kWh}$$

$$\text{NCTI} = 20\,007 \text{ kWh}$$

Donde:

NCTI = nuevo consumo proyectado para el ingenio

3.2.2.8. Venta esperada con turbogeneradores de escape

Con la nueva producción del nuevo turbogenerador de escape, se tiene lo siguiente:

Tabla XIV. **Producción de energía nueva esperada con turbogeneradores de escape**

TURBO	PRODUCCIÓN	UNIDADES
Turbo TGM-2003	14 749	kWh
Turbo 4 MW	2 394	kWh
Turbo NUEVO 800 PSIG	19 313	kWh
TOTAL Kw PRODUCIDOS	36 455	kWh

Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos de lecturas.

Con los cálculos anteriores, la nueva generación de energía esperada y tomando en cuenta el consumo del ingenio se tiene una venta al distribuidor de:

Ecuación 27:

$$\begin{aligned} \text{VETE} &= \text{PTTE2} - \text{NCTI} \\ \text{VETE} &= 36\,455 \text{ kWh} - 20\,007 \text{ kWh} \\ \text{VETE} &= 16\,448 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Donde:

VETE = venta esperada solo con turbogeneradores de escape

PTTE2 = nueva producción de potencia en kilovatio-hora

NCTI = nuevo consumo proyectado para el ingenio

3.2.2.9. Bagazo disponible ingenio

En este caso, para calcular el bagazo total generado por zafra se toma la siguiente fórmula (ver ecuación 12):

$$\text{BDI} = (\text{molienda neta}) * (\text{producción de bagazo}) * (2204,6)$$

$$\text{BDI} = 453\,780,17 \text{ libras bagazo/ hora}$$

3.2.2.10. Bagazo de reserva nuevo

Para este caso se debe tomar en cuenta que se espera una optimización en el uso de bagazo para la producción de vapor; es por ello que se asume un 7 % del total de bagazo producido; con ello se logra tener un ingreso adicional,

sin dejar a cero la reserva de bagazo, que como se mencionó anteriormente, se utiliza para realizar pruebas.

Ecuación 28:

$$\begin{aligned}BR &= 453\,786,70 * 0,7 \\BR &= 31\,764,61 \text{ libras bagazo/ hora}\end{aligned}$$

Donde:

BR = bagazo de reserva

3.2.2.11. Bagazo de escape

El bagazo de escape es el mismo que el consumo de bagazo de las calderas 1, 4, 6 y 7 juntas, por lo tanto da: 282 732 libras bagazo/hora.

3.2.2.12. Bagazo disponible para turbogenerador de condensación

Este valor se obtiene de la sección anterior según la ecuación 16:

$$\begin{aligned}BTC &= BDI - BR - CTBE \\BTC &= 453\,780,17 - 31\,764,61 - 282\,732,18 \text{ [libras bagazo/ hora]} \\BTC &= 139\,283,37 \text{ libras bagazo/ hora}\end{aligned}$$

Donde:

BTC = bagazo disponible para turbogenerador de condensación

3.2.2.13. Consumo real de bagazo por el turbogenerador de condensación

Ver ecuación 15:

$$\text{CRTC} = (\text{eficiencia turbo} * \text{generación bruta}) / (\text{eficiencia caldera } 5)$$

$$\text{CRTC} = (10,5 * 21,670) / (2,1)$$

$$\text{CRTC} = 108\ 350,00 \text{ libras bagazo / hora}$$

Donde:

CRTC = consumo real de bagazo por el turbogenerador de condensación

3.2.2.14. Sobrante de bagazo

Según la ecuación 16:

$$\text{SB} = \text{BTC} - \text{CRTC}$$

$$\text{SB} = 139\ 283,37 - 108\ 350,00 \text{ [libras bagazo / hora]}$$

$$\text{SB} = 30\ 933,37 \text{ libras bagazo / hora}$$

Donde:

SB = sobrante de bagazo

3.2.2.15. Almacenamiento de bagazo por zafra

También de la ecuación 17:

$$ABZ = ((SB / \text{Molienda neta}) * (\text{Caña por zafra})) / 2\,204,62$$

$$ABZ = ((30\,933,37 / 791,67) * (2\,700,000)) / 2\,204,62$$

$$ABZ = 47\,854,07 \text{ libras de bagazo}$$

Donde:

ABZ = almacenamiento de bagazo por zafra

SB = sobrante de bagazo

2 204,62 = factor para pasar de toneladas a libras

3.2.2.16. Venta esperada total escape y condensación

Con lo anterior se calcula la venta total neta al distribuidor, sumando la generación de los turbogeneradores de escape y el turbogenerador de condensación y restando los respectivos consumos, tanto de ingenio como de servicios auxiliares:

Ecuación 29:

$$VEEC = VETE + \text{GEN N CON}$$

$$VEEC = 16\,448 \text{ kWh} + 19\,720 \text{ kWh}$$

$$VEEC = 36\,168 \text{ kWh}$$

Donde:

VEEC = venta esperada total por turbogeneradores de escape y de condensación.

VETE, = venta esperada solo con turbogeneradores de escape

GEN N = generación neta con bagazo con el turbogenerador de condensación (ver ecuación 13).

De lo anterior se puede calcular la nueva cantidad de días de generación extra que se tienen con bagazo generado con el turbogenerador de condensación.

Ecuación 30:

$$\begin{aligned} \text{DECBN} &= \text{ABZ} * 2\,204,62 / \text{CRTC} / 24 \\ \text{DECBN} &= ((47\,854,07 * 2\,204,62) / (108\,350,00)) / 24 \\ \text{DECBN} &= 40,57 \text{ días} \end{aligned}$$

Donde:

DECBN = días extras de generación con el turbogenerador de condensación

ABZ = almacenamiento de bagazo por zafra

2,204,62 = factor para pasar de toneladas a libras

CRTC = consumo real del turbogenerador de condensación

3.2.2.17. Venta esperada de potencia en kilowatt por tonelada de caña

Como dato también se puede calcular la venta en kilowatt por tonelada de caña, utilizando la ecuación 31 como sigue:

Ecuación 31:

VPTCN = venta total con bagazo/molienda neta por hora

$$VPTCN = 36\,168 \text{ kWh} / 791,67 \text{ T/h}$$

$$VPTCN = 45,69 \text{ kW} / \text{T.C}$$

Con los días extras se puede calcular la venta adicional por tonelada de caña así:

Ecuación 32:

$$VPDFZN = (ABZ * 2\,204,62 * EFC5) / (EFTC * \text{Caña por zafra}) * 0,92$$

$$VPDFZN = (47\,854,07 * 2\,204,62 * 2,10) / (10,50 * 2\,700,000) * 0,92$$

$$VPDFZN = 8.49 \text{ kW} / \text{T.C}$$

Donde

VPDFZ = venta de potencia en kilowatt por tonelada de caña, después de finalizada la zafra.

ABZ = almacenamiento de bagazo por zafra

2,204,62 = factor para pasar de toneladas a libras

EFC5 = eficiencia de la caldera 5

EFTC = eficiencia del turbogenerador de condensación

De esto resulta un total en la venta de:

Ecuación 33:

$$\begin{aligned}\text{Gran total de venta kilowatt con bagazo nuevo} &= \text{GTVPCBN} \\ \text{GTVPCBN} &= \text{Venta kW / T.C.} + \text{Venta kW / T.C. después final zafra} \\ \text{GTVPCBN} &= 45,69 \text{ kW / T.C} + 8,49 \text{ Kw / T.C} \\ \text{GTVPCBN} &= 54,18 \text{ kW / T.C}\end{aligned}$$

3.2.2.18. Comparativo

Con lo anterior se realiza una comparación entre la generación antes del proyecto y la nueva generación; se observa un aumento significativo en la producción de potencia en kilowatt.

Total de venta kilowatt con bagazo antes del montaje:
= 46,82 kW / T.C

Total de venta kilowatt con bagazo después del montaje:
= 54,18 kW / T.C

Ecuación 34:

Venta de energía neta adicional:

$$\begin{aligned}&= 54,18 \text{ kW / T.C} - 46,82 \text{ kW / T.C} \\ &= 7,36 \text{ kW / T.C}\end{aligned}$$

En el capítulo 4 se verá si el proyecto de la instalación del nuevo turbogenerador es fiable, y, si en realidad el nuevo consumo eficiente de vapor traerá ganancias significativas.

3.3. Criterios de selección de equipos y accesorios

El esquema de la figura 15 presenta las principales partes en conjunto para el buen funcionamiento del nuevo turbogenerador; cada una de estas partes se detallará en la siguiente sección y se explicarán los criterios a tomar en cuenta para la selección de cada una de ellas. A continuación se defino cada una de las partes importantes para la generación de energía eléctrica.

3.3.1. Sistema de voltaje

El ingenio opera con los siguientes niveles de voltaje:

- 13,8 kV
- 2,4 kV
- 0,48 kV

Todos a 60 Hz, debido a que es la frecuencia del sistema nacional interconectado. También se deben de tomar en cuenta los tipos de tensión existentes en Guatemala a nivel de transmisión, los cuales son:

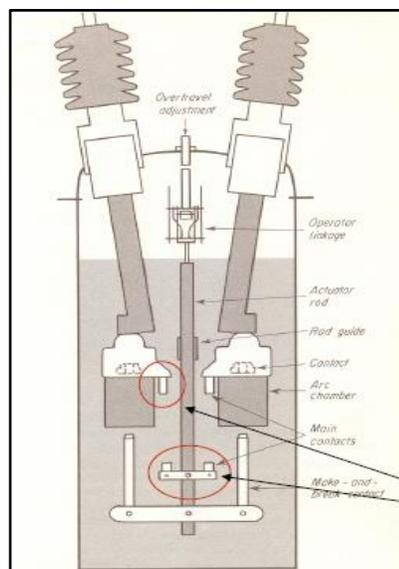
- 230 kV
- 138 kV
- 69 kV

La generación que se proyecta enviar al SNI, según el siguiente proyecto se enlaza a la red de transmisión, con una conexión que se realiza a la línea de 69 KV, mediante un transformador de potencia, como se verá más adelante.

3.3.2. Interruptor de potencia

Identificado como 52 / 1 / 5, es el encargado de realizar la conexión directamente al sistema nacional interconectado. No es más que el interruptor de potencia ya instalado que es de tipo sumergido en aceite o de gran contenido de aceite; este tipo de interruptor trabaja por medio flujos de aceite como medio de extinción del arco eléctrico, y se utiliza la energía propia del arco para generar dichos flujos. Son tres compartimientos uno para cada fase sumergidos en aceite, figura 31.

Figura 23. **Interruptor de potencia de gran contenido de aceite para una fase**



**Cuernos de
arqueo**

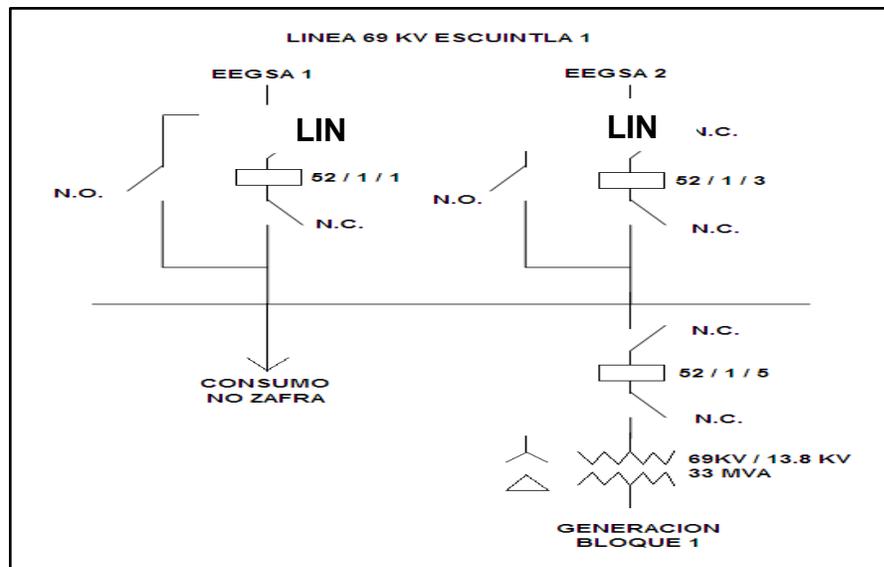
Fuente: elaboración propia, con programa Adobe Illustrator.

Las compañías generadoras de electricidad suministran datos a los consumidores, quienes deben de determinar las corrientes de falla con el fin de especificar los interruptores apropiados para una planta industrial que se conecta al sistema de la compañía en un cierto punto. Para este caso el consumidor es de la misma compañía, que en época de zafra genera su propia electricidad.

3.3.3. Transformador de potencia

El transformador de potencia también ya existente tiene una capacidad de 33 MVA en voltaje 69/13,8 kV con conexión delta-estrella y su conexión hacia el sistema nacional interconectado por medio del interruptor de potencia 52 / 1 / 5, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 24. **Diagrama unifilar de la subestación ingenio consumo-generación**



Fuente: elaboración propia, con base en situación actual de la subestación.

3.3.4. Gobernador

El gobernador que en este caso puede ser electrónico maneja y controla la relación combustible contra la potencia eléctrica mediante un actuador, en este caso, el combustible es el vapor, pero por ejemplo en caso de motogeneradores, el combustible es el búnker.

Para el caso particular de las turbinas de vapor, este incluye lo siguiente para su operación

- Manual: en este modo la función permite al operador definir la posición de la válvula de control para la regulación de la carga eléctrica en el generador, mediante la manipulación de los comandos respectivos desde las estaciones de operación. No obstante, se preserva la protección preventiva por variaciones en los cabezales de presión de alta, media y/o baja; así como por alta temperatura del vapor y alta presión diferencial en ruedas. No se debe habilitar el lazo principal de control de potencia eléctrica por medidas de seguridad.
- Automático: en este modo la función debe habilitar el lazo principal de control de potencia eléctrica y ser quien comanda la toma de carga con base en la demanda y la relación de cambio de las ordenadas por el operador desde las estaciones de operación, o por la función de control coordinado, regulando la posición de la válvula de control de admisión de vapor, la cual puede ser de una sola unidad o de un par, según el diseño y finalidad de la turbina, en función de la demanda de carga ordenada por el operador.

La función coordina la toma de carga ante variaciones críticas de la presión en los cabezales de alta, media o baja presión, según aplique; así como por alta temperatura del vapor y alta presión diferencial en ruedas, si esto último también aplica, considerando detenciones y/o retrocesos en la toma de carga para la corrección de cualquier anomalía.

3.3.5. Turbina

Como se estudió anteriormente, es el sistema que se encarga de la conversión de la energía mecánica a eléctrica. La turbina como tal tiene varias ventajas, las cuales son de importancia para este tipo de aplicación, estas son:

- Compacto
- Ligera en peso
- En diseños modernos es bastante eficiente
- Funcionamiento silencioso
- Funcionamiento sin vibraciones

3.3.6. Generador síncrono

Como elemento principal de la planta de generación de energía eléctrica, es necesario repasar las principales características del generador.

3.3.6.1. Especificaciones eléctricas del generador

El generador y todos sus equipos periféricos y accesorios se seleccionan con base en una operación continua a valores nominales y sus tolerancias, sin exceder la elevación de temperatura.

El generador cumple con las características eléctricas principales siguientes:

- Tipo: síncrono
- Factor de potencia: 0,8 atrasado a 0,9 adelantado
- Velocidad: 3 600 *r/min* +/- 10 %
- Número de polos: 2
- Número de fases: 3
- Frecuencia: 60 *Hz* ± 2*Hz*
- Tensión nominal: 13 800 *V*
- Nivel de aislamiento 15 *KV*
- Clase de aislamiento: clase *F*, con elevación de temperatura clase *B*, a temperatura ambiente del aire de 313,1 *k* (+40 °C)
- Conexión: estrella
- Altura de operación: por requerimiento del proyecto
- Sistema de enfriamiento: TEWAC TEEAC, como se verá más adelante
- Instalación: interior
- Grado de protección: IP 54 de acuerdo con 529-ANCE- 2006

3.3.7. Diseño del generador eléctrico

- El generador cumple la condición para la operación continua, durante 24 *h* en los días que dure la zafra, a valores nominales de operación, la vida útil del generador seleccionado no es menor de 20 años; el primer periodo operacional en forma ininterrumpida debe ser de al menos 3 años, según los requerimientos de la planta.
- El generador soporta cambios repentinos de carga de cualquier valor entre cero y la capacidad total, sin sufrir daños.

- Las mediciones de temperatura se realizan por medio de elementos de temperatura RTD, los cuales deben ser de tipo Pt-100, de tres elementos (triada) o comúnmente conocidas como de tres hilos.
- Los equipos eléctricos, componentes e instalaciones eléctricas, cumplen con los requerimientos de clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico.
- La instalación eléctrica de los equipos auxiliares del generador cumplen con los requerimientos de buen diseño de instalaciones eléctricas, asimismo, la instalación del generador también cumple con los requerimientos aplicables según sea el lugar de la instalación y recomendación del fabricante.
- En función de su capacidad, el diseño y fabricación para la selección del generador debe basarse en los requerimientos de la norma IEC 60034-1, IEC 60034-3, NEMA MG 1 y por último de la norma IEEE C50.13. Se describen de la siguiente manera en el caso de la norma IEC 60034-1 que cubre los requisitos generales para todas las máquinas eléctricas rotativas; IEC 60034-3 cubre los detalles de máquinas síncronas de rotor cilíndrico que se aplican con turbinas de vapor y por último la norma IEEE / ANSI C50.13- 2005, que cubre los generadores síncronos de rotor cilíndrico impulsados por turbinas de vapor.
- La eficiencia mínima del generador eléctrico es de 97,5 por ciento al 100 por ciento de carga, con factor de potencia de 0,8, incluyendo pérdidas en las chumaceras.
- La potencia nominal solicitada es la potencia mínima que debe entregar

el generador en forma continua después de la alimentación a las cargas propias.

- El generador síncrono opera a la potencia nominal (MVA), frecuencia y factor de variación en la tensión de salida de ± 5 por ciento de la nominal.
- La tensión del generador está libre de armónicas, al menos de armónicas pares y tercera armónica. La tensión generada por el generador eléctrico es lo más cercano a una senoide, considerando una distorsión armónica no mayor al 3 %, acorde a la norma NEMA MG-1/2 1998.
- El generador soporta los esfuerzos causados por cortocircuito de 1 000 MVA simétricos pico, en 13, 800 V.
- La apertura súbita del interruptor del generador no debe causar daños al generador ni a la turbina.
- La velocidad de disparo del generador eléctrico es de 3 960 r/min.
- El acoplamiento del generador con la turbina debe cumplir con ser capaz de soportar cualquier esfuerzo generado por cortocircuito en el generador o cualquier efecto por pérdida de sincronización que pueda causar una torsión mecánica no deseada en el generador.
- El aumento de temperatura máxima de operación del generador no debe exceder el valor establecido por las normas internacionales, de acuerdo con el tipo de aislamiento. Las elevaciones máximas de temperatura garantizadas en las diferentes partes del generador, respecto del enfriamiento para el generador de polos lisos, no deben exceder de los

siguientes valores establecidos en la norma ANSI. C50.13:

Tabla XV. **Temperaturas permitidas en generador enfriado por aire**

GENERADOR CON ROTOR DE POLOS LISOS		
PARTE	MÉTODO DE MEDIDA	TEMPERATURA (°C)
Aire de enfriamiento	Relevador	45-50
Embobinado de C.A.	Detector RTD	110
Embobinado de campo	Resistencia	110
Núcleo magnético en contacto con embobinado	Termómetro	130

Fuente: elaboración propia.

Las anteriores elevaciones de temperatura se entienden a los kVA máximos con el factor de potencia nominal y a una altura al nivel del mar.

La temperatura de otras partes de la máquina no debe llegar a valores tales que puedan significar riesgo para los aislamientos eléctricos u otras partes del generador.

Las temperaturas de los devanados se medirán en seis puntos con detectores de temperatura con termopares internos (RTD's) de platino de 100 Ohms, instalados en las partes más calientes del embobinado.

Adicionalmente, se suministran 12 detectores más, para instalarlos en los extremos del núcleo del estator; 6 en cada extremo, con la finalidad de detectar los posibles incrementos de temperatura en los extremos del núcleo, ocasionados por condiciones de operación sobreexcitado o subexcitado, cerca de los límites de su curva de capacidad.

Todos los aumentos de temperatura para el generador eléctrico y el excitador son para operación continua, medidos sobre una temperatura ambiente de 45 °C.

- La medición de temperatura de chumaceras debe ser por RTD's en cada una, de acuerdo con IEC 60034-1. Para cada rodamiento radial se debe disponer de dos RTD's, uno conectado para supervisión y el otro como respaldo. Las chumaceras deben contar con detección de vibración.
- Las chumaceras del generador deben aislarse para impedir el flujo de corriente a través de ellas. El valor de resistencia de aislamiento para las chumaceras debe ser de 10 Ohms como mínimo, medidos con un

probador de resistencia de aislamiento de 500 V a 30 °C. El material dieléctrico no debe ser higroscópico o sea no debe tener capacidad de absorber o ceder humedad.

- El generador debe estar provisto de calentadores de espacio controlado por termostato, operados a 220/127 V de corriente alterna, para operación cuando el generador esté fuera de servicio.
- La temperatura de las partes mecánicas de la máquina no debe llegar a valores de riesgo para los aislamientos eléctricos u otras partes del generador.
- Se debe proporcionar la curva de capacidad del generador (3 juegos). Adicionalmente se deben indicar los niveles de potencia reactiva que puede manejar con un factor de potencia adelantado, sin exceder los límites de elevación de temperatura garantizada (subexcitado). El generador eléctrico debe ser diseñado para poder operar sobreexcitado, con la finalidad de suministrar VARS para las compensar cargas reactivas del sistema.
- Se deben proporcionar todos los transformadores de corriente y potencial que se requieran para las funciones de medición y protección.
- Los transformadores de corriente y potencial deben cumplir con el numeral.
- Los transformadores de corriente para protección deben tener una potencia de precisión que garantice la operación adecuada de los dispositivos de protección en condiciones de cortocircuito sin llegar a la

saturación; el fabricante debe demostrarlo empleando curvas de saturación; asimismo estos transformadores deben ser independientes a los de medición.

3.3.7.1. Estator

En el estator, el paquete de chapas, formado por láminas de acero silicio separadas de ambas las caras con bajas pérdidas eléctricas, es prensado y el conjunto fijo a través de viga metálica o sistema de largueros.

En los generadores de alta tensión, las bobinas son preformadas utilizando cable de sección rectangular, y separadas con resina apropiada para clase F y revestidas con aislamiento del tipo mica que después de calentamiento sufre la cura y entonces obtiene alta resistencia mecánica en el bobinado. Las bobinas son alojadas en las ranuras del estator y fijadas por medio de calce de fibra de vidrio o magnético.

La fijación de estos calces se garantiza por el canal en cola de golondrina en la ranura y por la utilización de un laminado expansible a la base de manta de vidrio. El amarre de las cabezas de bobinas se hace utilizándose materiales altamente absorbentes, garantizando la rigidez mecánica necesaria para soportar las más severas condiciones de funcionamiento.

3.3.7.2. Rotor

El rotor acomoda el bobinado de campo, cuyos polos son formados por el paquete de chapas. Un bobinado en jaula para amortiguamiento compensa servicios en paralelo y con carga irregular. El rotor se equilibra dinámicamente y puede soportar los efectos eléctricos y mecánicos provenientes de la

sobrevelocidad prevista por norma y del disparo conforme proyecto. Fabricado con polos lisos, el rotor posee entrehierro constante a lo largo de toda periferia del núcleo de hierro. Este rotor tiene forma cilíndrica, en cuya periferia el bobinado de excitación se aloja en ranuras.

Las bobinas de campo son hechas de barras, cables o láminas de cobre separadas con material aislador clase H.

El rotor de polos lisos del turbogenerador no posee prominencias y concavidades, siendo prácticamente un monobloque. Así, él se vuelve más robusto y fuerte a las sobrevelocidades y disparos de las turbinas.

3.3.7.3. Cojinetes

Los cojinetes están dispuestos en las extremidades de la carcasa y sirven para soportar la masa del rotor y permitir que el mismo gire. Los cojinetes de buje son lubricados con aceite y los rodamientos pueden ser lubricados con grasa o aceite. Un correcto procedimiento de almacenaje, operación y mantenimiento son determinantes para su desempeño y vida útil.

3.3.7.4. Intercambiador de calor o sistema de enfriamiento

El medio de enfriamiento interno del generador debe ser directo por aire en circuito cerrado; también ser hermético al polvo y no permitir entrada de agua o aceite lubricante al generador. La circulación o movimiento del aire lo debe proporcionar un ventilador instalado en el rotor del generador. Es conveniente emplear enfriador secundario por agua, con cambiadores de calor montados en forma separada.

El enfriador de agua debe estar preferentemente al nivel del generador. La temperatura del agua de enfriamiento a la entrada del cambiador de calor no debe exceder de $298,1\text{ K}$ ($+ 25\text{ °C}$) y no ser menor de $278,1\text{ K}$ ($+ 5\text{ °C}$) de acuerdo con la sección 6.5 de IEC 60034- Q1, que establece la temperatura de agua de refrigeración y la del agua del refrigerante en la entrada de un intercambiador de calor de la máquina; la temperatura ambiente del agua (en el caso de las máquinas sumergibles con la superficie de refrigeración o máquinas con camisa de refrigeración con agua) no será superior a 25 °C ni ser inferior a 5 °C .

El sistema de enfriamiento se debe diseñar de manera que, si una sección sale de servicio, la unidad sea capaz de llevar al menos las dos terceras partes de la potencia nominal del generador, sin que las temperaturas permisibles de las partes activas de la máquina sean excedidas, de acuerdo con la sección 3 de IEC 60034-3.

El sistema de enfriamiento debe ser hermético y diseñado para evitar el ingreso de partículas contaminantes y conductoras en los devanados del estator. Los ventiladores del generador eléctrico deben estar montados en la flecha y suministrar suficiente circulación de aire hacia el estator y el rotor para mantener la temperatura de los devanados en los límites previstos. Se deben proporcionar los siguientes datos del sistema de enfriamiento:

- Número de secciones
- Superficie total de enfriamiento
- Cantidad de aire de circulación
- Pérdida de presión de aire de entrada en el enfriador
- Velocidad del fluido en el cambiador de calor
- Pérdida de calor

- Temperatura de entrada del aire
- Temperatura de salida del aire
- Cantidad de agua fresca requerida
- Pérdida de presión del agua en el enfriador
- Presión de agua a la entrada del enfriador
- Eficiencia térmica

Algunos diseños de turbogeneradores son provistos de intercambiadores de calor aire-agua instalados en la parte inferior o superior del generador y otros lo son también del intercambiador de calor aire-aire, normalmente instalados en la parte superior del generador.

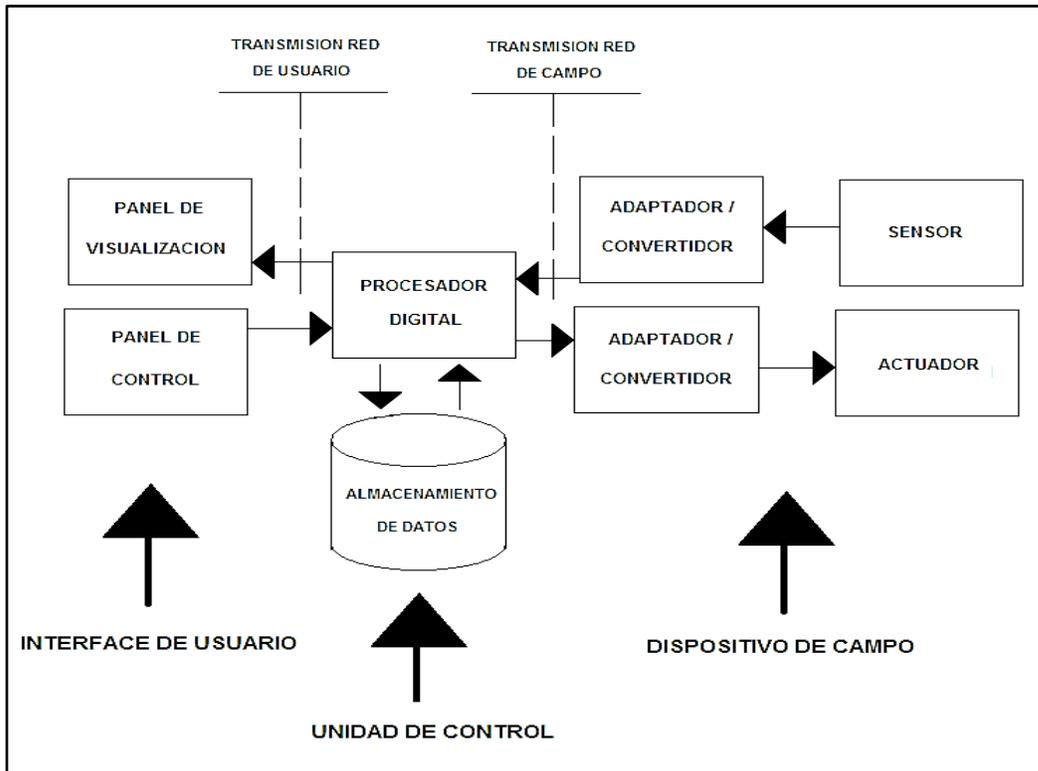
3.3.8. Sistema de control

El monitoreo constante de los procesos automatizados en tiempo real en la industria es uno de los pilares fundamentales para la buena operación de un planta, independientemente que sea de generación de energía, fábrica de producto terminado, entre otros., lo que se busca es la mejora continua.

3.3.8.1. SCADA

Por sus siglas en inglés supervisor y *control and data acquisition*, sistema de control de supervisión y de adquisición de datos.

Figura 25. Configuración de un sistema SCADA



Fuente: elaboración propia, con programa Adobe Illustrator.

Su funcionamiento es por medio de un software de control (ejecutada en una estación de trabajo, como se verá más adelante) que intercambia información con los elementos de campo y que supervisa/controla el proceso de forma automática.

Esta información sirve para diversos usuarios: operadores, supervisores, mantenimiento, gestores, entre otros.

3.3.8.2. Funciones generales

Adquisición de datos: recoger, procesar y almacenar información recibida.

Supervisión: observar desde un monitor la evolución de las variables del proceso.

Control: modificar la evolución del proceso. Se suele actuar sobre las referencias o consignas de los controladores de campo (PLC's).

Transmisión de datos: transmitir información a dispositivos de campo y a otras estaciones de trabajo.

Bases de datos: gestión de datos con bajos tiempos de acceso.

Interfaz de usuario: representación gráfica del proceso. HMI (*Human Machina Interface*).

Explotación: tratamiento de los datos para la gestión de calidad, control estadístico y gestión de la producción.

3.3.8.3. Sala de control

Para realizar el monitoreo de los procesos se necesita de una área específica en donde se centren todos los medios para realizar dicho trabajo; en él se realizarán maniobras de control de los procesos de una forma más efectiva.

3.3.8.3.1. Monitor de secuencia de eventos

Se entiende por evento el suceso que altera la secuencia, operación o disponibilidad del turbogenerador, incrementándose el número de señales que cambian su estado en el instante de tiempo en que ocurre dicho evento. La velocidad de procesamiento de la adquisición de datos y de comunicación para garantizar que todas las señales son registradas en tiempo y forma es vital. Para tener un registro de eventos deben tomar en cuenta lo siguiente:

- Registro de las secuencias importantes del turbogenerador y su operación, para lo cual se deben instrumentar y adquirir todas aquellas señales binarias necesarias para definir “grupos de monitoreo de secuencia de eventos”.
- Registro de las variables representativas del turbogenerador y los comandos de operación: se deben instrumentar y adquirir todas aquellas señales analógicas necesarias para definir “grupos de monitoreo de secuencia de eventos”.
- Registrar los comandos de operación, accionados desde las estaciones de operación y/o de ingeniería.
- Estampado de la fecha y hora en el registro de las variables, con precisión de milisegundos.
- Herramientas para el análisis posterior de los eventos sucedidos, principalmente aquellos que terminan con el disparo de la unidad.

- Proporcionar los diálogos en pantalla de la estación de ingeniería para analizar la secuencia de eventos en un periodo de tiempo determinado, con información de la base de datos histórica, permitiendo la comparación en el tiempo de las variables y comandos para determinar la causa o causas que originaron el evento.
- Los grupos de señales para registro de secuencia de eventos deben poder incluir variables calculadas.

3.3.9. Interruptor del generador

Este equipo es el interruptor principal del generador que da salida hacia el transformador principal de 33 MVA. Se selecciona el tipo de interruptor en vacío, ya que el diseño de vacío sigue siendo superior a otras tecnologías de la interrupción del arco. Es también el encargado de abrir en caso de cualquier anomalía eléctrica que tenga la unidad generadora, tal como se verá en la siguiente sección, que explica las diferentes protecciones y la ubicación de las mismas. Los criterios tomados para la selección del interruptor del generador son los siguientes:

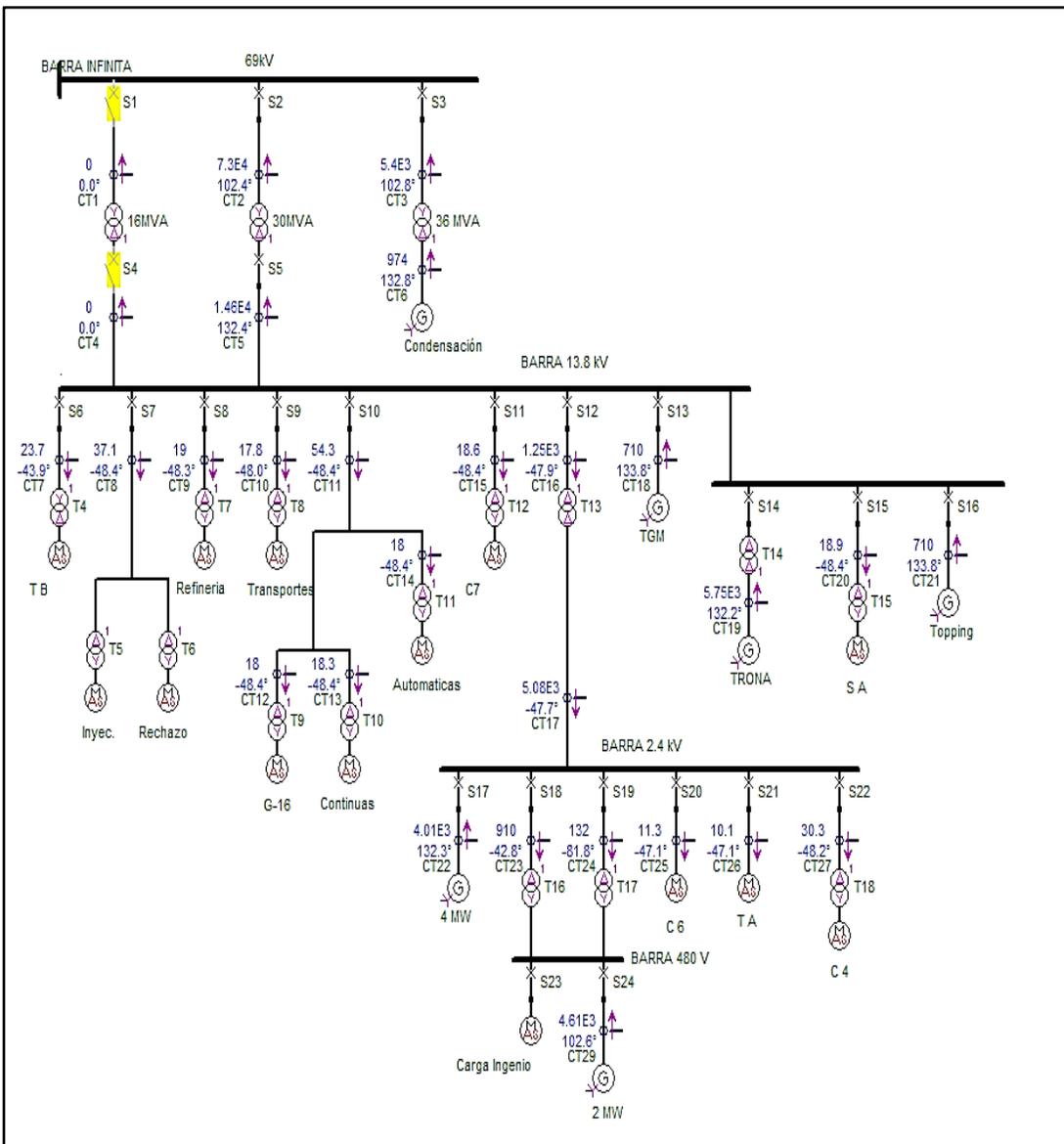
- Debe ser adecuado para un sistema eléctrico de 15 kV
- 3 fases, 3 hilos, 60 Hz

La capacidad interruptiva debe ser de acuerdo con el siguiente análisis de cortocircuito.

En el estudio de cortocircuito utilizará como herramienta el simulador ELPLEK 0,95. Con este programa de computadora simula un cortocircuito en la

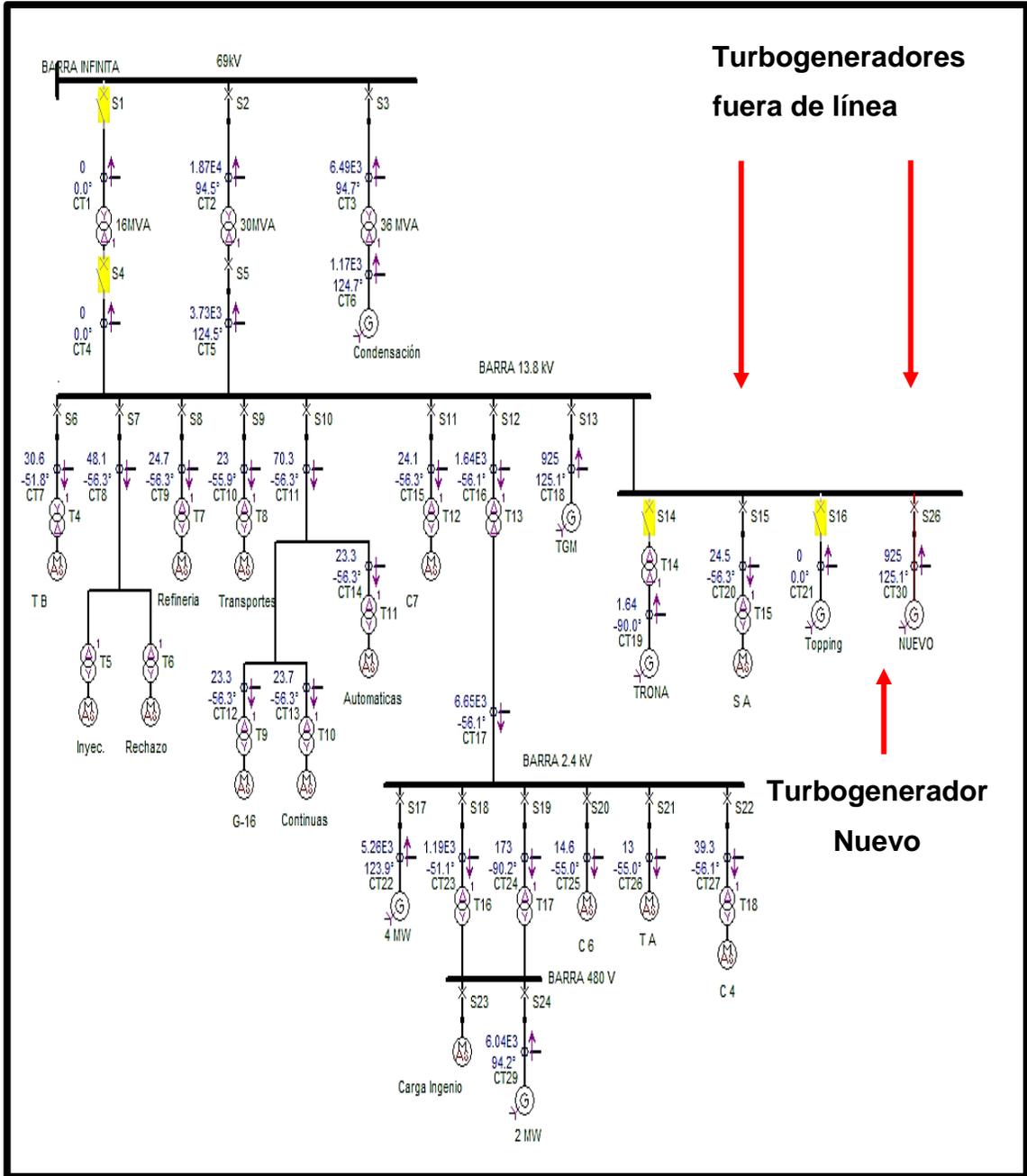
barra de 13,8 KV, ya que es el punto de falla para cálculo de protecciones del generador.

Figura 26. Diagrama unifilar en condiciones normales antes de instalar nuevo turbogenerador



Fuente: elaboración propia, mediante programa ELPEK.

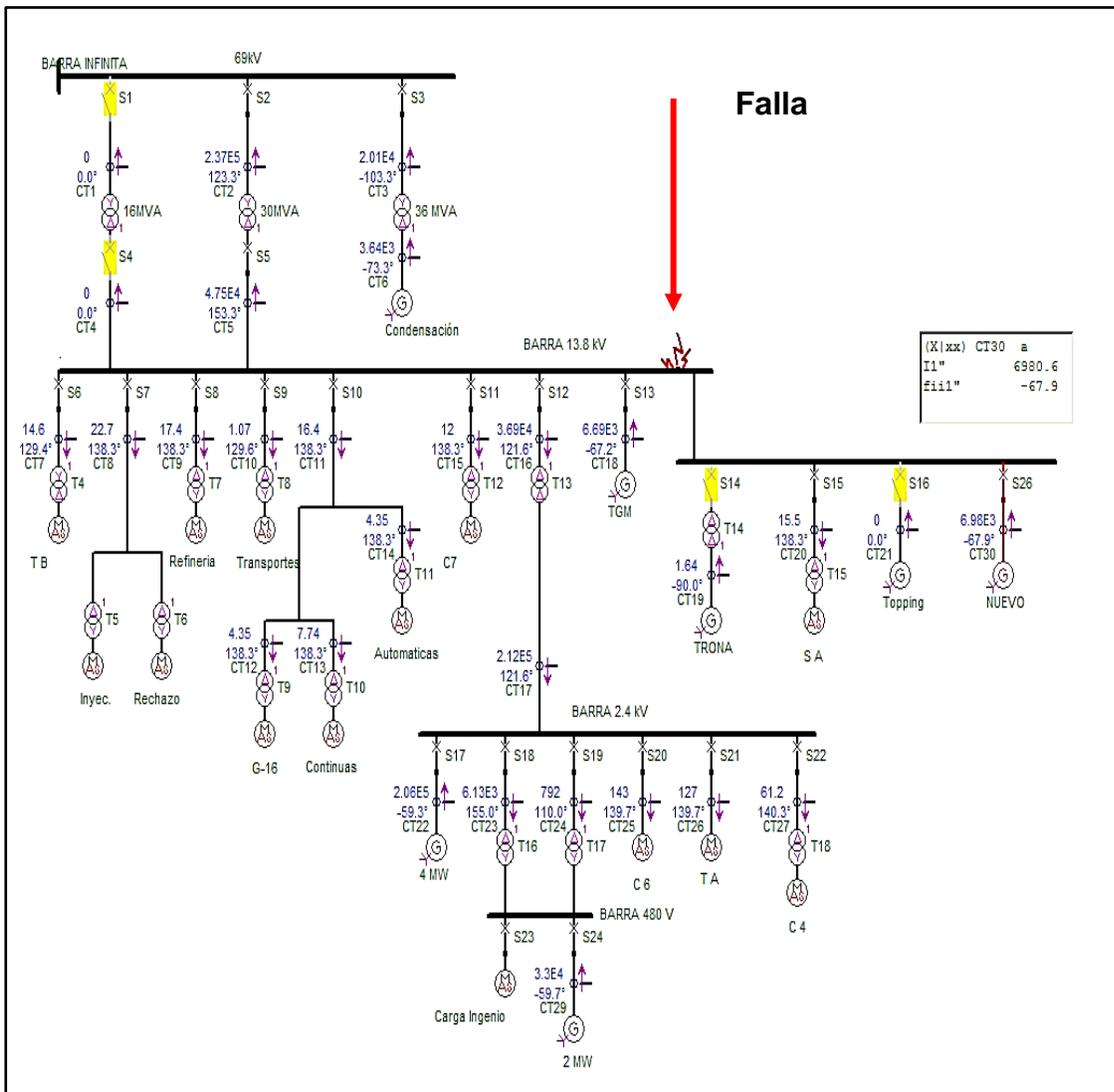
Figura 27. Diagrama unifilar en condiciones normales con nuevo turbogenerador



Fuente: elaboración propia, mediante programa ELPEK.

A continuación se realiza la simulación con una falla en la barra de 13,800 voltios, la cual ayudará a seleccionar el interruptor adecuado mediante el valor de la capacidad interruptiva del mismo, que se debe seleccionar.

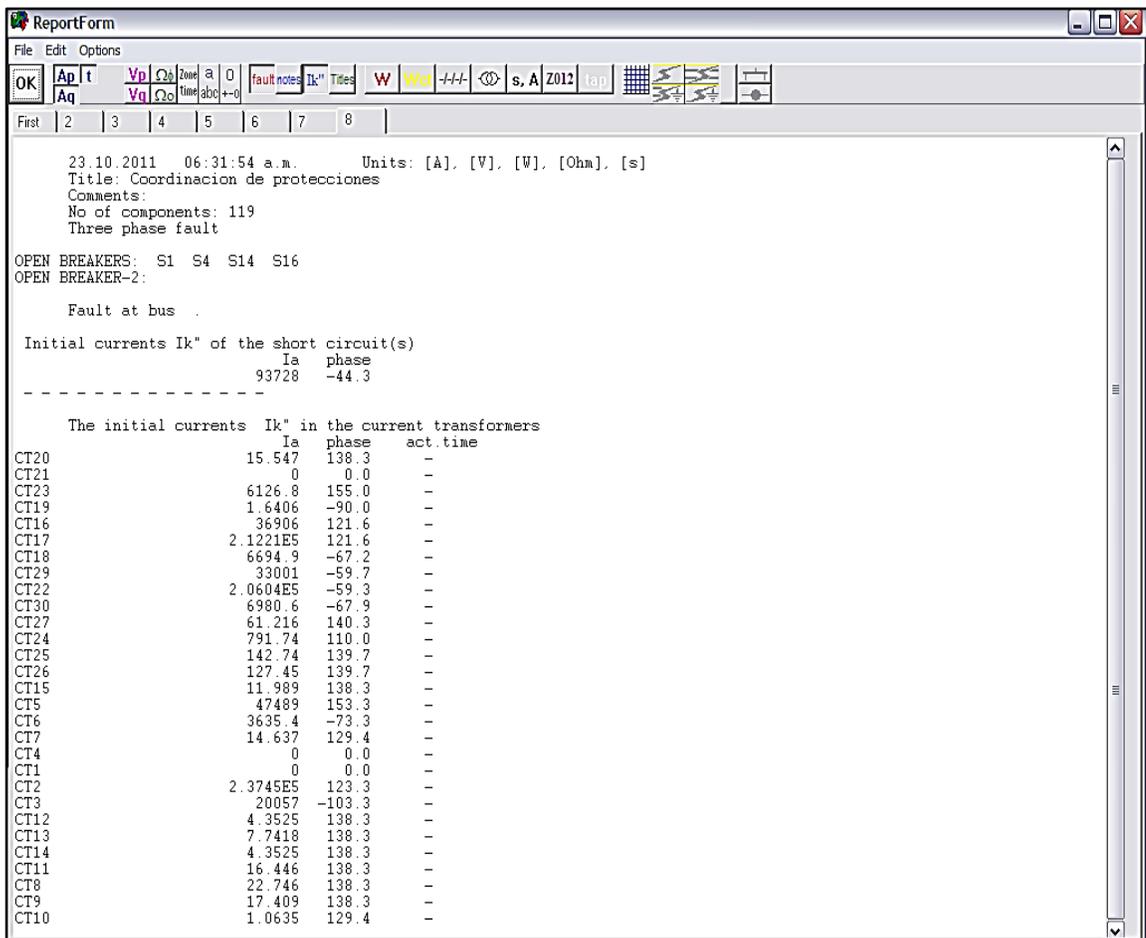
Figura 28. Diagrama unificar en condiciones de falla en barra de 13,8 kV



Fuente: elaboración propia, mediante programa ELPEK.

Luego de la simulación de la falla obtendrá el reporte, el cual muestra un resumen de los valores de cortocircuito en cada punto.

Figura 29. Reporte de valores de corriente en estado de falla



Fuente: elaboración propia, mediante programa ELPEK.

En el reporte anterior se observa el comportamiento de la corriente de cortocircuito que pasa a través de cada transformador de corriente. El punto a estudiar es la corriente que pasa a través del CT 29, la cual se aproxima a 6,98 kiloamperios.

Por lo tanto la corriente de ICC (corriente de cortocircuito) que pasa a través del generador de 20 MW es de 6,98 kA.

Con lo anterior se tiene que se necesita un interruptor con capacidad interruptiva de 7 kilo amperios. Se puede agregar que el estudio de cortocircuito, en un sistema sirve para:

- Determinar las características interruptivas de los elementos de las corrientes de cortocircuito tales como: interruptores, fusibles, restauradores y fusibles de potencia principalmente.
- Para la selección y coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de cortocircuito.
- Estudios de estabilidad

Los sistemas eléctricos están constituidos por fuentes productoras de energía, elementos de transformación, y redes de transmisión y distribución, así como los elementos de consumo (cargas), las cuales eléctricamente hablando, se divide en: elementos de fuentes activas y elementos de fuentes pasivas de CC.

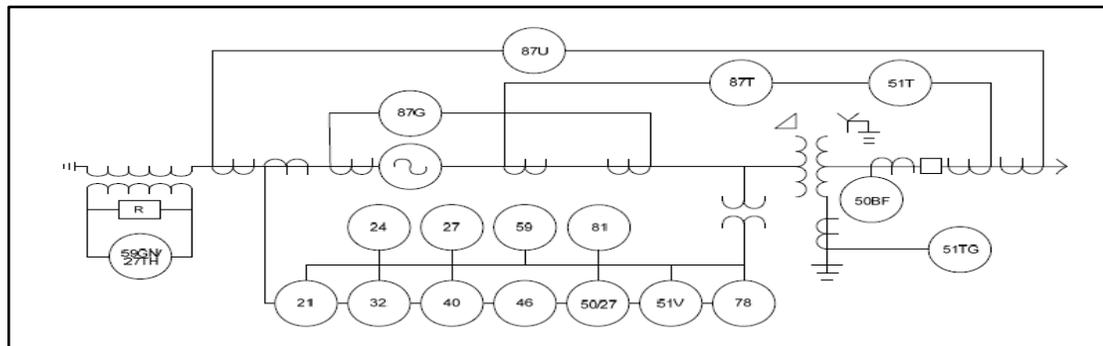
- Fuentes activas: se consideran como elementos activos o fuentes suministradoras de las corrientes de cortocircuito a: generadores, transformadores, motores síncronos y asíncronos.
- Fuentes pasivas: se consideran como elementos pasivos o limitadores de las corrientes de cortocircuito a: las impedancias de las máquinas rotatorias (generadores, motores síncronos y asíncronos), las

impedancias de las líneas de transmisión de distribución, transformadores y todo tipo de reactores y resistencias limitadoras. En las tablas anteriores se tienen los datos de las fuentes activas y pasivas generadoras y limitadoras de las corrientes de corto circuito en el sistema eléctrico del ingenio.

3.3.10. Criterios para calibración de los reveladores de protección del generador eléctrico

La protección eléctrica del generador se realizará mediante un relevador digital, el cual deja atrás los antiguos relevadores de aguja y bobina. La protección de un generador supone la consideración de las máximas posibilidades de condiciones de funcionamiento anormal, en comparación con la protección de cualquier otro elemento del sistema. A continuación se muestra el diagrama unifilar con el relevador digital propuesto y se muestra la ubicación de los dispositivos de protección.

Figura 30. Diagrama unifilar propuesto para la protección del generador



Fuente: elaboración propia.

Se propone este diseño ya que es el más completo que se puede encontrar en el mercado y el cual proporciona mayor protección a la unidad generadora, tomando en cuenta también, la versatilidad de las protecciones, así como su fácil análisis en situaciones de falla.

La figura anterior describe la protección sobre un generador conectado en unidad. Estas funciones de protección han sido tomadas como referencia según las guías IEEE para la protección de generadores de C. A. (C37.102). Esta proporciona los lineamientos para desarrollar un esquema de disparo global de la protección del generador. Los esquemas de disparo individuales varían dependiendo de las preferencias de la planta, experiencias de operación y las capacidades específicas de las turbinas y calderas. A continuación se muestran los criterios para la calibración del relevador digital, así como la ubicación por individual de cada uno de los relevadores de protección.

3.3.10.1. Calibración del relevador verificador de sincronismos 25

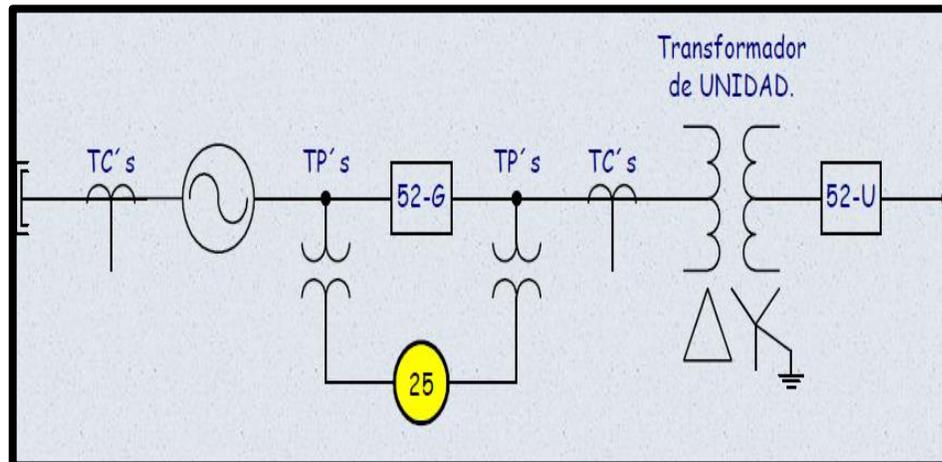
Debe recordarse que un incorrecto sincronismo de un generador en un sistema de potencia puede resultar en daños, tanto en el generador, como en el transformador elevador asociado.

3.3.10.1.1. Criterio para la calibración

Según la guía de protección de generadores de la IEEE C37-102, el criterio de la calibración es como sigue.

- Ángulo de cierre del Interruptor: $\pm 10^\circ$
- Porcentaje de voltaje: 0 hasta + 5 %
- Diferencia de frecuencia < 0.067Hz

Figura 31. **Conexión propuesta para el relevador 25**



Fuente: elaboración propia.

3.3.10.2. **Calibración del revelador protección por baja tensión 27**

La protección por baja tensión utiliza una medición de la tensión en terminales del generador. La sección 4.5.7 de la norma IEEE C37. 102 – 2006, de la "Guía para la protección de generadores de C. A.", describe la protección de la siguiente manera: esta protección por disparos por baja tensión, es muy poco utilizada en los generadores. Se utiliza con frecuencia como un elemento de enclavamiento para otras funciones de protección, como el relé de pérdida de campo (40), relé de distancia (21), de energización inadvertida (50/27), el

relé fuera de paso (78), entre otros; en donde la anomalía que se detecte conduce directamente o indirectamente a una mínima condición de tensión.

Los generadores son diseñados generalmente para funcionar de forma continua a un voltaje mínimo de 95 %, de su tensión nominal, mientras entrega la potencia nominal a frecuencia nominal.

Operar un generador con tensión en los bornes menor al 95 % del nominal, puede resultar en efectos no deseados, tales como la reducción en el límite de estabilidad, el consumo de potencia reactiva excesiva de la red al que está conectado y un mal funcionamiento de los dispositivos sensibles a la tensión y el equipo.

En efecto, sin embargo, una función del tiempo, si se aplica la protección para una alarma y no para un disparo de la unidad, de tal manera que el operador pueda tomar medidas adecuadas para remendar la condición de baja tensión (si es posible).

3.3.10.2.1. Criterio para la calibración

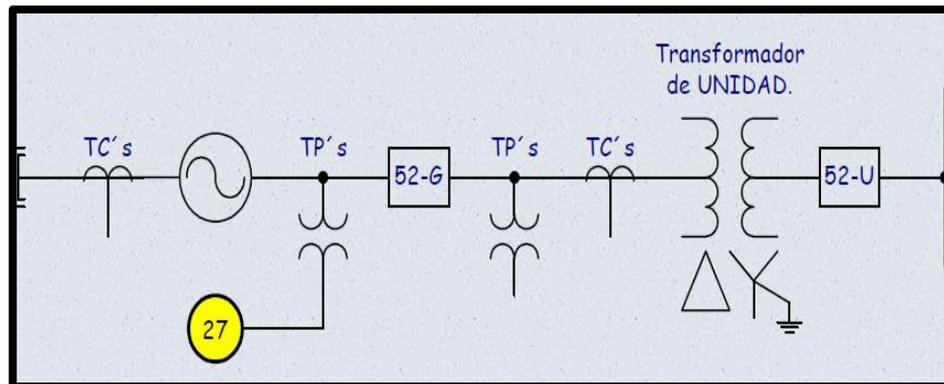
Para los relevadores instantáneos y característica de tiempo inverso:

PU: 90 % Vn

Tiempo = 9,0 segundos al 90 % del ajuste de PU

Instantáneo: 80 %Vn

Figura 32. **Conexión propuesta para el relevador 27**



Fuente: elaboración propia.

3.3.10.3. **Calibración del relevador protección por potencia inversa 32**

La protección contra potencia inversa actúa mediante una medición de la potencia inversa, derivada de la tensión real de generador y la $\sqrt{3}$ de la corriente. Según La sección 4.5.5 de la norma IEEE C37. 102 – 2006, de la "Guía para la protección de generadores de C. A.", describe la protección de la siguiente manera: "La motorización de un generador se produce cuando se pierde el suministro de energía en el primotor del generador, mientras este se encuentra conectado y en operación. Cuando esto ocurre, el generador actúa como un motor síncrono. Si bien esta condición se define como motorización del generador, la principal preocupación es la protección de la fuerza motriz, que puede ocasionar severos daños".

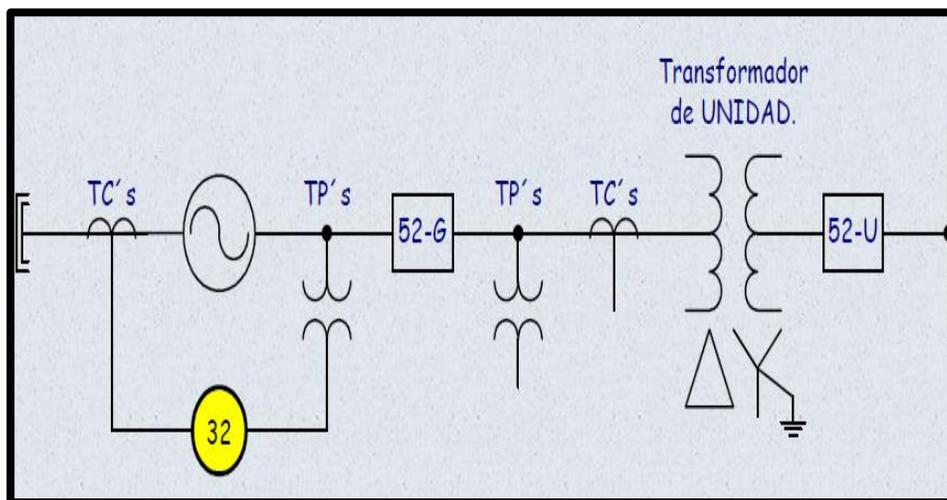
"Aunque algunos de los dispositivos utilizados en la lógica de control para el esquema secuencial de disparo, son los mismos que los utilizados en la protección de anti motorización, las dos funciones no se deben confundir".

3.3.10.3.1. Criterio para la calibración

Turbina de vapor: 0.5 % - 3 % potencia nominal

Tiempo: < 30seg

Figura 33. Conexión propuesta para el relevador 32



Fuente: elaboración propia.

3.3.10.4. Calibración del relevador protección por pérdida de campo 40

Para la protección contra pérdida de campo, se utiliza la medición de la impedancia derivado del cociente entre la tensión en terminales del generador, dividido entre la corriente del estator del generador. Esto según la sección 4.5.1 de la norma IEEE C37. 102 – 2006, de la "Guía para la protección de generadores de C. A.", describe la protección de la siguiente manera:

“La fuente de excitación para un generador puede ser completamente o parcialmente desconectada, debido a varios tipos de incidentes, tales como el disparo accidental del interruptor de campo, el circuito de campo abierto, el circuito de campo en corto, error de regulación de voltaje del sistema o la pérdida de suministro del sistema de excitación. Cualquiera que sea la causa de la pérdida de excitación puede presentar graves condiciones de funcionamiento, tanto para el generador como para el sistema asociado. Cuando un generador pierde excitación, se produce sobrevelocidad y funciona como un generador de inducción. Se continúa suministrando una cierta energía al sistema y recibe su excitación del sistema en forma de VAR”.

Si el generador está funcionando a plena carga, la corriente del estator puede estar en exceso al doble de lo normal, y debido a que ha perdido sincronismo, los altos niveles de frecuencia, denominados *slipfrequency*, pueden producir corrientes inducidas en el rotor. Esto puede ocasionar un sobrecalentamiento peligroso, en los bobinados del estator y los núcleos del roto y estator en un corto tiempo.

Una pérdida de campo hace que el impacto sea devastador sobre el sistema de energía, como una pérdida de apoyo de la potencia reactiva de un generador, así como la creación de una importante pérdida de potencia reactiva del sistema. La protección contra la pérdida de campo del generador proporciona lo siguiente:

- Prevenir daños a la máquina debido a las grandes corrientes del estator.
- Para evitar la fuga de potencia reactiva desde el sistema, resultando en un colapso de voltaje (disminución) y el disparo de las líneas de transmisión.

3.3.10.5. Calibración de relevador de protección por secuencia negativa 46

La protección por sobrecorriente de secuencia negativa, utiliza una medida de la corriente de secuencia negativa producida por las condiciones de desequilibrio del sistema, al cual está conectado el generador. Según la sección 4.5.2 de la norma IEEE C37. 102 – 2006, de la *Guía para la protección de generadores de C. A.*, describe la protección de la siguiente manera:

Hay un número de condiciones del sistema que pueden causar desequilibrio trifásico de las corrientes en un generador. Las causas más comunes son las asimetrías del sistema (líneas traspuestas), cargas desequilibradas, fallos del sistema, fases desequilibradas y abiertas. Estas condiciones del sistema, producen componentes de corriente de secuencia negativa, que inducen una doble frecuencia en la superficie del rotor, los anillos de retención, las cuñas de ranura y en menor grado sobre el devanado de campo.

Estas corrientes de rotor pueden causar altas temperaturas y posiblemente peligrosas en un corto tiempo.

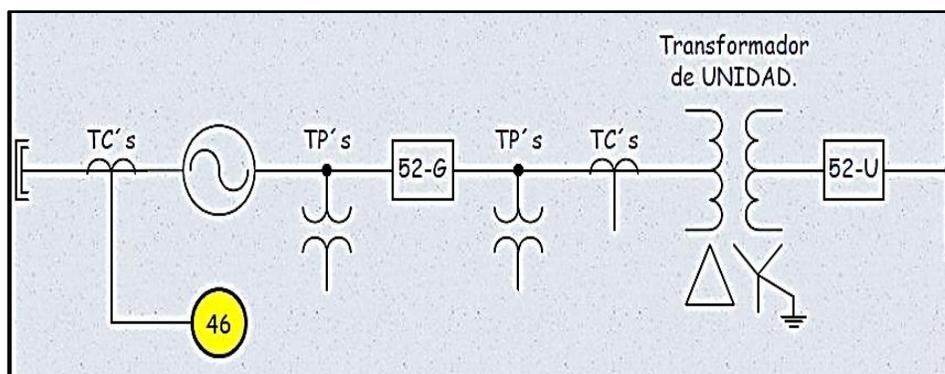
3.3.10.5.1. Criterio para la calibración

El ajuste deberá ser menor, a la máxima corriente de secuencia negativa (I_2) permisible, expresada en por ciento (%) de la corriente nominal para los siguientes casos se tiene:

- Polos salientes con devanados amortiguadores: 10 %
- Polos salientes sin devanados amortiguadores: 5 %

- Rotor cilíndrico indirectamente enfriado: 10 %
- Directamente enfriado hasta 960MVA: 8 %
- Directamente enfriado desde 961 hasta 1200 MVA: 6 %
- Directamente enfriado desde 1201 hasta 1500 MVA: 5 %

Figura 35. **Conexión propuesta para el relevador 46**



Fuente: elaboración propia, con programa adobe Illustrator.

3.3.10.6. **Calibración del relevador de protección por sobrecorriente instantánea (fase y neutro) 50/50N**

Según la sección 4.3.3.1.1 de la Norma IEEE C37.102-2006, *Guía para la protección de generador de C. A.*, un relé de sobrecorriente de tiempo con el elemento instantánea se puede utilizar como protección primaria o de respaldo, cuando el generador está conectado a tierra a través de un transformador de distribución con una resistencia secundaria. El TC del relé de sobrecorriente puede ser ubicado en el neutro del generador.

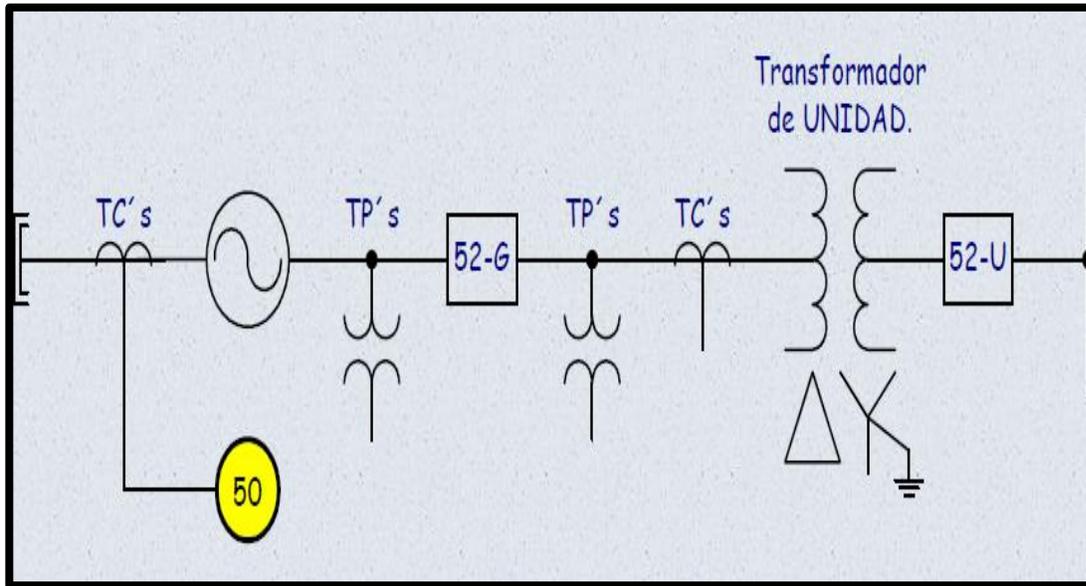
Cuando el TC se conecta directamente en el neutro, se emplea una relación de 5:5 al TC. Cuando el TC está conectado en el circuito secundario del transformador de distribución, la relación del TC debe ser seleccionada de modo que la corriente máxima en el relé 50/51N es aproximadamente el máximo en amperios del generador de falla a tierra.

Cuando en una de las fases del generador exista un flujo continuo de corriente en el relé 50/51G causada por alguna capacitancia parásita en el sistema que está siendo protegido. Esta corriente se compone principalmente de armónicos de frecuencia fundamental, principalmente de la tercera. Esto ocasionará variación directamente con la potencia activa y reactiva en la máquina, de modo que el flujo de corriente máxima se producirá en la unidad a plena carga. Si la resistencia secundaria se selecciona adecuadamente, este valor raramente superará 0,5 A, donde la corriente máxima (en el generador y en el relé de tierra) se aproxima a 10 A.

Es importante que la corriente en el relé 50/51G pueda medirse con la unidad en funcionamiento a plena carga. Por ejemplo, si el *pickup* del relé se ajusta para 135 % del valor medido, esta protección proporcionará típicamente para 90 % a 95 % del devanado del estator.

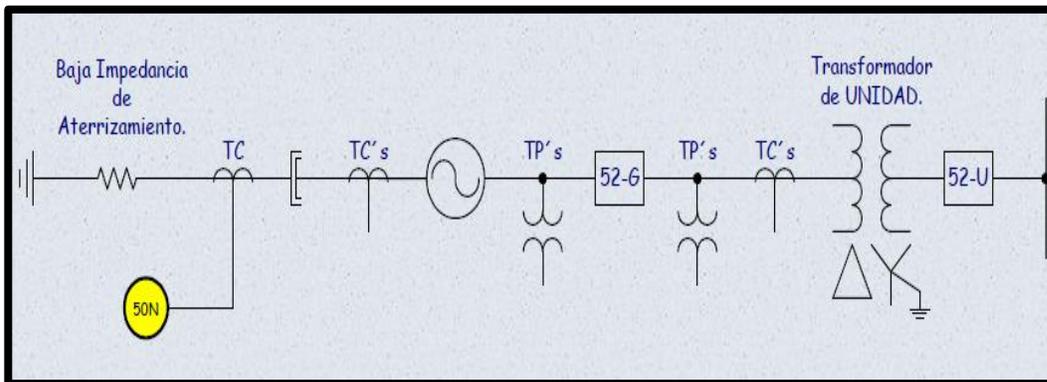
Un relé insensible a los armónicos puede quedar fijado en un *pickup* más bajo, ofreciendo una mayor protección al estator. Un voltaje puede existir en el neutro del generador cuando se produce un fallo en el lado de alta tensión del transformador. Se debe proporcionar un retardo de tiempo para la sobrecorriente 50/51G, de lo contrario, la máquina puede presentar falsos disparos o no actuar, incluso cuando se presente un fallo en el sistema de transmisión. El ajuste también debe ser adecuado para la coordinación con los fusibles del transformador potencial generador.

Figura 36. **Conexión propuesta para el relevador 50**



Fuente: elaboración propia, con programa Adobe Illustrator.

Figura 37. **Conexión propuesta para el relevador 50N**



Fuente: elaboración propia, con programa Adobe Illustrator.

3.3.10.7. Calibración del relevador de protección por falla de sobrecorriente de tiempo inverso con restricción de voltaje 51 V

Para la protección de sobrecorriente controlado por voltaje y voltaje restringido, se utiliza una medición de tensión en terminales del generador. Su función es proporcionar una protección de respaldo contra fallas en el sistema, cuando no protege la coordinación de protecciones de tiempo corriente al sistema de potencia al cual está conectado el generador.

Hay que tomar en cuenta que la función 21 es otro método para proporcionar respaldo para las fallas del sistema, y por lo tanto no es apropiado que ambas funciones entren al mismo tiempo. La sección 4.3.3.1.1 de la Norma IEEE C37.102-2006, *Guía para la protección del generador de C. A.*, describe el propósito de esta protección: "El tipo de dispositivo de sobrecorriente que se utiliza generalmente para la protección del sistema es mediante un relé controlado por tensión tiempo- sobrecorriente".

Ambos tipos de relés están diseñados para limitar el funcionamiento bajo condiciones de sobrecarga de emergencia y proporcionar una adecuada sensibilidad para la detección de fallos.

En el relé de tensión-restringida, la corriente de arranque varía como una función de la tensión aplicado al relé. En un tipo de relé con restricción de voltaje cero, la corriente de arranque es 25 % del *pickup* de ajuste con restricción de voltaje de 100 %.

3.3.10.7.1. Criterio para la calibración

Control de voltaje:

51PU = 50 % (corriente plena carga)

VC= 75 % Vnom

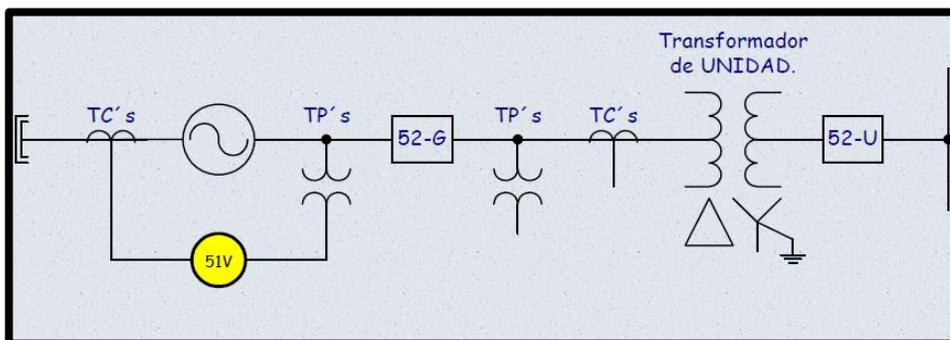
El tipo de curva y el ajuste del dial, deberán estar coordinados con los relevadores de línea del sistema, para fallas en las líneas de transmisión de la planta.

Restricción de corriente:

51PU = 150 % (corriente plena carga)

El tipo de curva y el ajuste del dial deberán estar coordinados con los relevadores de línea del sistema, para fallas en las líneas de transmisión de la planta.

Figura 38. **Conexión propuesta para el relevador 51V**



Fuente: elaboración propia.

3.3.10.8. Calibración del relevador de protección por falla de alto voltaje 59

Este tipo de protección contra sobretensiones, utiliza una medición de la tensión en terminales del generador. La sección 4.5.6 de la Norma IEEE C37.102 -2006, *Guía para la protección del generador de C. A.*, describe el propósito de esta protección como sigue:

“La sobretensión en un generador se puede producir sin necesidad de exceder los límites de la relación V / Hz de la máquina”. En general este es un problema asociado con generadores hidráulicos, donde al rechazo de carga, el exceso de velocidad puede superar el 200 % de lo normal.

Bajo esta condición en una base de V / Hz , la sobreexcitación no puede ser excesiva, pero la magnitud de la tensión sostenida puede estar por encima de los límites permisibles, entonces los relés con la relación V / Hz del generador no detectarán esta condición de sobretensión, por lo tanto se requiere una protección contra sobretensiones.

En general, esto no es un problema con turbogeneradores de vapor y los generadores de turbinas de gas debido a la rápida respuesta del sistema de control de la velocidad y reguladores de voltaje. La protección de sobrevoltaje generador está provista de una frecuencia con compensación del relé de sobretensión.

El relé debe tener tanto una unidad instantánea y una unidad de tiempo de retardo con una característica de tiempo inverso. La unidad instantánea se establece generalmente alrededor de un 130 % a 150 %, mientras que

la tensión con unidad de tiempo inverso, se establece alrededor de un 110 % de la tensión normal.

3.3.10.8.1. Criterio para la calibración

Relevador de tiempo inverso e instantáneo:

PU: 110 % Vnom.

Tiempo: 2.5 seg. A 140 % de PU (*pickup*).

Instantáneo: 130 – 150 % Vnom.

Relevador de tiempo definido (2 elementos):

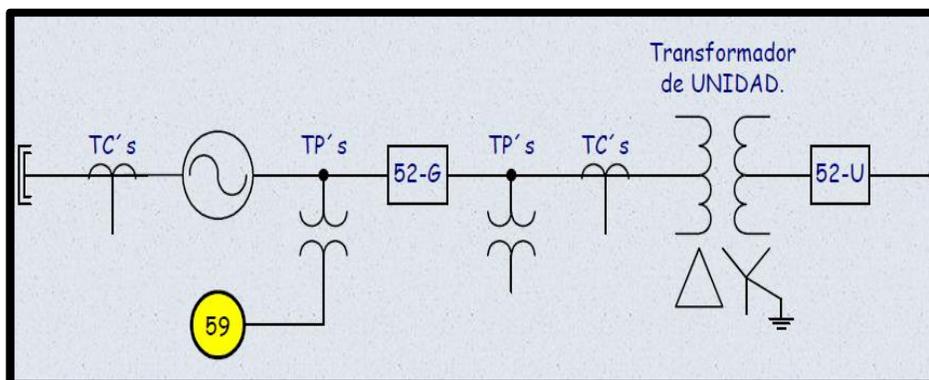
Alarma PU : 110 % Vnom.

Tiempo: $10 < t < 15$ seg.

TripPU: 150 % Vnom.

Tiempo: 2 seg.

Figura 39. **Conexión propuesta para el relevador 59**



Fuente: elaboración propia, con programa Adobe Illustrator.

3.3.10.9. Calibración del relevador de protección por falla sobre baja frecuencia 81

La protección de sobrefrecuencia o subfrecuencia como se le conoce, utiliza la medición de la frecuencia de la tensión para detectar las condiciones de sobrefrecuencia o subfrecuencia.

La sección 4.5.8 de la Norma IEEE Standard C37.102-2006, *Guía para la protección de generadores de C. A.*, describe el propósito de esta protección como sigue:

El funcionamiento de los generadores a frecuencias anormales (ya sea sobrefrecuencia o subfrecuencia) puede resultar por un rechazo de carga o desajuste entre la carga del sistema y la generación.

Un rechazo de carga completa o parcial se debe a fallas que se presentan en el sistema o por un exceso de filtración de carga durante una perturbación del sistema principal.

El rechazo de carga hará que el generador produzca una sobrevelocidad y con ello operar a una frecuencia superior a lo normal. En general, la condición de sobrefrecuencia no plantea graves problemas, ya que el operador puede tomar acciones de control para recuperar rápidamente la velocidad del generador y la frecuencia puede ser restablecida a la normalidad sin la necesidad de disparar el generador.

En general, la operación a baja frecuencia de un generador de la turbina es más importante que operación de sobrefrecuencia, ya que el operador no tiene la opción de controlar la acción.

3.3.10.9.1. Criterio para la calibración

81 U ALARMA: pick up: 59.5 Hz.

Tiempo: 10 s

81 U DISPARO:

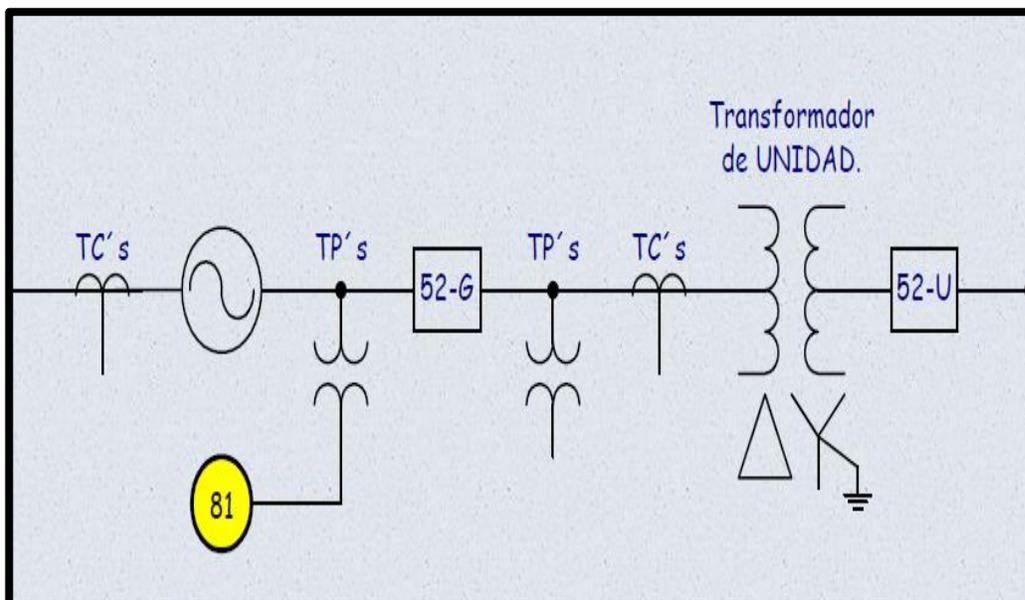
Este ajuste deberá estar por debajo del ajuste del relevador de carga por baja frecuencia, y por encima del límite de operación de baja frecuencia de la turbina.

81 U ALARMA

Pickup: 60.6 Hz.

Tiempo: 5 sec.

Figura 40. Conexión propuesta para el relevador 81



Fuente: elaboración propia, con programa Adobe Illustrator.

3.3.10.10. Calibración del relevador de diferencial de corriente 87

La función de protección diferencial utiliza la falta de la fase de los bobinados del estator del generador.

La retransmisión diferencial detectará fallas trifásicas, fallas de fase, fallas de fase a fase-tierra y algunas fallas de fase a tierra dependiendo de cómo el generador está conectado a tierra. Según la sección 4.3 del estándar IEEE C37.102-2006, *Guía para la protección de generador de C. A.*, describe los efectos de esta protección como sigue:

"Alguna forma de transmisión diferencial de alta velocidad se utiliza generalmente para fallas de fase, para la protección de los bobinados del estator del generador. La retransmisión diferencial detectará fallas trifásicas, fallas de fase a fase, fallas de doble fase-tierra, y alguna falla monofásica a tierra, dependiendo de cómo el generador está conectado a tierra.

El diferencial de la retransmisión no detectará fallas a tierra del estator de alta impedancia a tierra. La impedancia alta normalmente limita la corriente de defecto a niveles considerablemente por debajo de la sensibilidad. Tres tipos de relés diferenciales de alta velocidad se utilizan para la detección de fallos del estator fase:

- Porcentaje diferencial
- Diferencial de alta impedancia
- Autoequilibrio diferencial

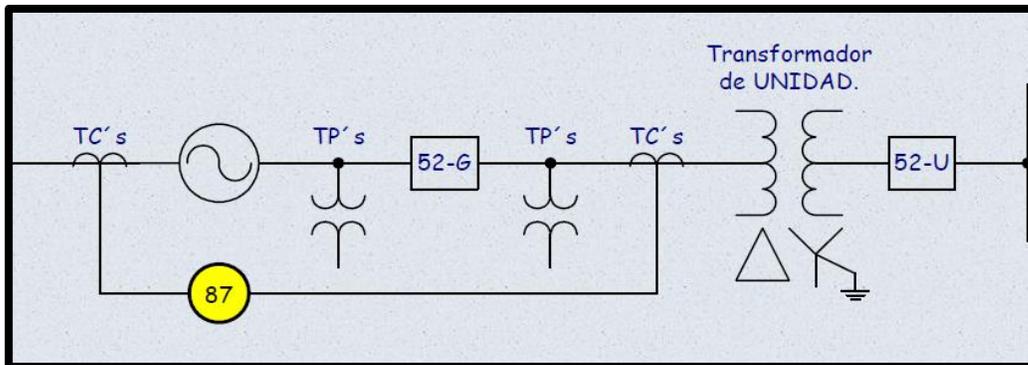
3.3.10.10.1. Criterio para la calibración

PU: 0.3 A

Pendiente: 10 %

Tiempo: instantáneo

Figura 41. Conexión propuesta para el relevador 87



Fuente: elaboración propia, con programa Adobe Illustrator.

3.3.11. Protecciones mecánicas del turbogenerador

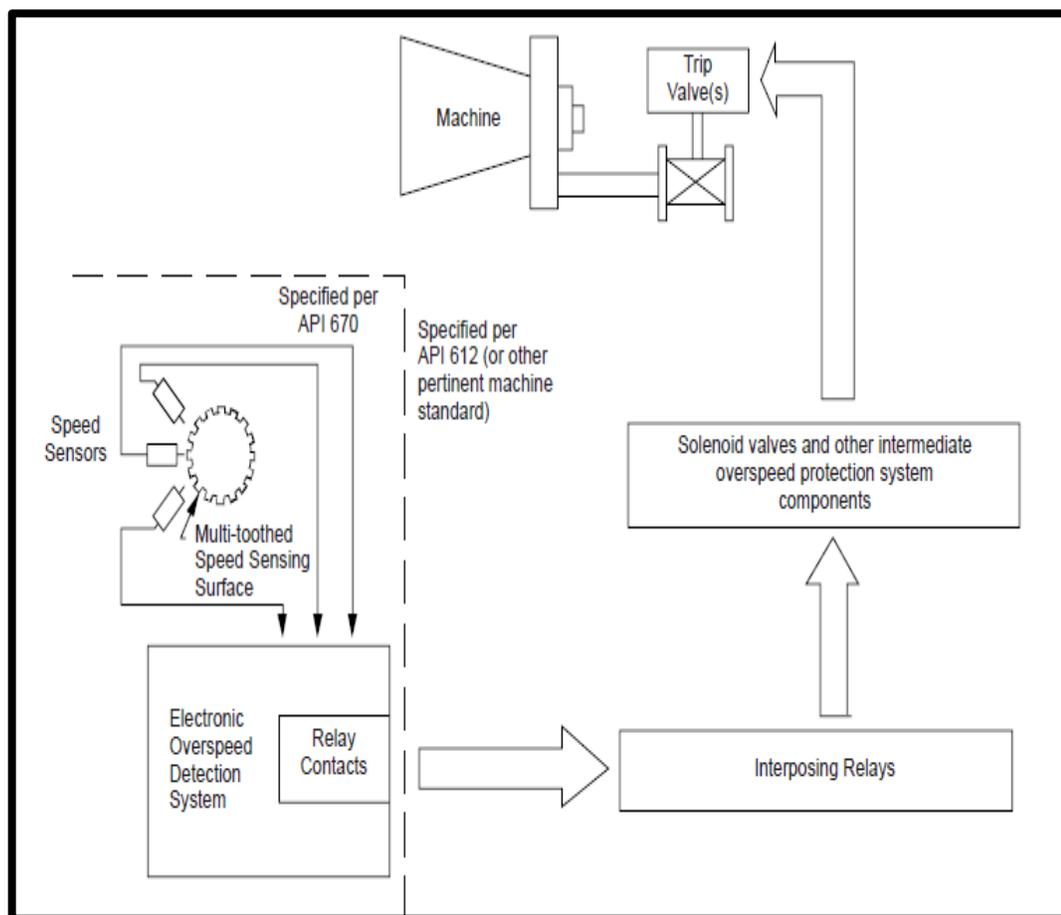
A continuación se enumeran los criterios que se tomaron en cuenta para la selección de la protección mecánica para disparar la unidad generadora:

Protección por sobrevelocidad, dado por el sistema electrónico dedicado e independiente del control de velocidad, conforme lo establece el API 670 en su apéndice J o equivalente, que establece las consideraciones del sistema de detección electrónica por sobrevelocidad como sigue:

El estándar empleado para una máquina rotativa en general, especificará los parámetros permitidos momentáneos a la hora de un exceso de velocidad en porcentaje de la velocidad nominal.

Se requiere que el sistema de protección de sobrevelocidad para evitar que el rotor no supere el 127 % de la velocidad nominal de funcionamiento en las unidades mecánicas, y el 121 % en unidades de generador.

Figura 42. Sistema de protección por sobre velocidad



Fuente: elaboración propia, con programa Adobe Illustrator.

- Por alta velocidad del control de velocidad.
- Por falla de rotación en la turbina a un 20 % de apertura de la válvula de control de entrada de vapor.
- Por tiempo excedido en el arranque.
- Por desaceleración de la turbina.
- Por baja presión del aceite de control del actuador y válvulas de cierre rápido.
- Por bajo vacío en el condensador (si aplica).
- Por baja temperatura del vapor sobrecalentado.
- Por presencia de fuego.
- Por alta o baja presión de aceite lubricante.
- Por alta temperatura en el aceite de lubricación.
- Por alto nivel del condensador.
- Por alta desviación del punto de ajuste y variable controlada.
- Por falla del sistema de control, sensores o equipo.
- Por sistema de detección y diagnóstico de equipo dinámico (por alta vibración, por desplazamiento axial, por alta temperatura en los metales de chumacera de la turbina).
- Por fuego en compartimiento de la turbina.
- Por falla en el generador eléctrico.
- A solicitud del operador (botonera local, botonera remota y comando desde la IHM).
- Por el control de voltaje del generador (AVR).
- Por el relevador de protecciones del generador.

3.3.12. Selección de los transformadores de corriente

Para la medición de los parámetros de la planta de generación, tales como corriente, voltaje y potencia, es necesario instalar los elementos con los cuales se pueden obtener estas lecturas, es por ello que se necesita seleccionar dichos elementos para que no exista error en la medición.

3.3.12.1. Cálculo de los transformadores de corriente para el generador

Datos del generador a instalar en la subestación.

SPOT = 20 MVA

V = 13,8 KV

Ecuación 30:

$$I \text{ salida} = \text{SPOT [MVA]} / (\sqrt{3} * \text{KV})$$
$$I \text{ salida} = 20000 / (\sqrt{3} * 13,8) = 836,74 \text{ Amperios}$$

De acuerdo con la Norma ANSI C57.13, para seleccionar un transformador de corriente se deben definir las condiciones que este necesita cumplir para desempeñar con seguridad las funciones de protección del generador. La clase de protección se asocia a una carga de norma y se define como la tensión en voltios que aparece en las terminales del secundario cuando circula por la carga una corriente igual a 20 veces la corriente nominal sin introducir un error mayor del 10 %. Por ejemplo, para transformadores con una corriente nominal de 5 amperios, la clase de protección se define para una corriente secundaria de 100 amperios.

Tabla XVI. Clases de transformadores de corriente

Corriente secundaria a 100 amperios, 60 Clase de Precisión para Protección Norma ANSI C57.13.			
<i>Clase de Protección</i>	<i>Carga</i>	<i>Impedancia</i>	<i>Tensión Vs</i>
C-10	B0.1	0.1 ohmios	10 voltios
C-20	B0.2	0.2 ohmios	20 voltios
C-50	B0.5	0.5 ohmios	50 voltios
C-100	B1.0	1.0 ohmios	100 voltios
C-200	B2.0	2.0 ohmios	200 voltios
C-400	B4.0	4.0 ohmios	400 voltios
C-800	B8.0	8.0 ohmios	800 voltios

Fuente: ANSI C57.13. p. 4.

De acuerdo con la tabla anterior se elige la clase C-10, la cual posee impedancia de 0,1 ohmio y soporta una tensión de 10 voltios. Debido a que la protección multifuncional que se propone tiene un *burden* alrededor 0,05 ohmios. La relación de transformación para los transformadores de corriente para el generador es entonces:

Ecuación 31:

$$RCT \times 20 \text{ veces} \times I \text{ nom. de sec. de CT's} \geq I \text{ falla max o cc}$$

$$RCT \times 20 \times 5 \geq I \text{ falla o de cc}$$

$$RCT \times 100 \geq I \text{ falla o de cc}$$

$$RCT \geq I \text{ falla o de cc} / 100 \geq$$

Por lo tanto:

$$310 \times 5 = 1550$$

Donde:

RCT = relación de transformación para los transformadores de corriente.

Tomando esta relación en la siguiente tabla el valor inmediato superior que es de 1550 o 2000:5; para asegurarse que no se saturen los CT's tomará el valor de 2000:5.

Tabla XVII. **Relaciones de los CT's**

<i>Relaciones de Transformadores de Corriente, de norma y usuales simples en Amperios</i>		
5:5	150:5	1500:5
10:5	200:5	1600:5
15:5	250:5	2000:5
20:5	300:5	2400:5
25:5	400:5	2500:5
30:5	500:5	3000:5
40:5	600:5	3200:5
50:5	800:5	3500:5
75:5	1000:5	4000:5
100:5	1200:5	5000:5

Fuente: ANSI C57.13. p. 8.

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA

4.1. Análisis económico del proyecto

En el capítulo 3 se describe el motivo por el cual es importante aumentar la generación de energía eléctrica por medio de la eficiencia en el consumo de vapor.

Para este estudio se tomarán en cuenta los costos de: producción del vapor, generación de energía eléctrica, y la inversión de la ampliación de la cogeneración por medio de un nuevo turbogenerador, en comparación con la disponibilidad del incremento de venta de kilovatio-hora al sistema nacional interconectado.

4.1.1. Costos de protección de vapor

Para empezar debe conocerse que, para producir 1 libra de vapor por hora, se necesitan 2,1 libras de bagazo aproximadamente, esto según observaciones de laboratorio. El costo del bagazo en la industria azucarera es despreciable, ya que es un desecho de la caña de azúcar. El consumo de energía eléctrica para la operación normal de las calderas por día promedio, según los medidores instalados en el área de cogeneración del ingenio es de:

Ecuación 32:

$$CEC = CEC1 + CEC4 + CEC6 + CEC7$$

$$CEC = 1,937,5 \text{ kWh} * 24\text{h}$$

$$\text{CEC} = 46,500,00 \text{ kW por día}$$

Donde:

CEC = consumo de energía eléctrica total de las calderas

CEC1 = consumo de energía eléctrica de la caldera 1

CEC4 = consumo de energía eléctrica de la caldera 4

CEC6 = consumo de energía eléctrica de la caldera 6

CEC7 = consumo de energía eléctrica de la caldera 7

El costo de la energía eléctrica en temporada de zafra es de Q 0,98/ kWh, lo que representa un costo por día promedio de:

Ecuación 33:

$$\text{C.E.} = 46,500 \times 0,98$$

$$\text{C.E.} = \text{Q } 45,570,00 \text{ por día}$$

Donde C.E. es el costo de energía por día en zafra.

También se debe tomar en cuenta que, para el tratamiento de agua de alimentación, se tienen los siguientes químicos, incluyendo el costo por día:

$$\text{Soda líquida} = 17,53 \text{ lb/día @ Q } 0,97/\text{lb} = \text{Q } 17,00$$

$$\text{Químico 237} = 10,00 \text{ lb/día @ Q } 29,46/\text{lb} = \text{Q } 294,60$$

$$\text{Químico 204} = 7,75 \text{ lb/día @ Q } 20,34/\text{lb} = \text{Q } 157,64$$

$$\text{Químico 271} = 5,00 \text{ lb/día @ Q } 26,55/\text{lb} = \text{Q } 132,75$$

$$\text{Químico 284} = 1,50 \text{ lb/día @ Q } 27,38/\text{lb} = \text{Q } 41,07$$

Sumando los costos anteriores, se obtiene el costo total por tratamiento de agua de calderas se tiene:

TTA = Q 643,06 por día

Donde:

TTA = total de costo por tratamiento de agua por día de las calderas

Para la mano de obra se obtiene de los siguientes datos:

Tabla XVIII. **Costos de mano de obra por día de operación en área de calderas**

PUESTO	SALARIO POR DIA	SALARIO POR HORA	TURNO A	TURNO B	TURNO C
Operador de Caldera	Q 80,14	Q 10,02	Q 88,47	Q 118,52	Q 148,58
Auxiliar de Caldera	Q 44,93	Q 5,62	Q 53,26	Q 70,11	Q 86,96
Electricista	Q 77,99	Q 9,75	Q 86,32	Q 115,57	Q 144,81
Instrumentista	Q 80,14	Q 10,02	Q 88,47	Q 118,52	Q 148,58
Camequero	Q 46,55	Q 5,82	Q 54,88	Q 72,34	Q 89,79
peón	Q 39,67	Q 4,96	Q 48,00	Q 62,88	Q 77,75
Subtotal			Q 419,40	Q 557,94	Q 696,47
Total de mano de obra					Q 1 673,81

Fuente: elaboración propia.

Entonces, con los datos anteriores se puede calcular el costo total, para la operación de las calderas en un día de zafra, el cual es:

Ecuación 34:

$$C.O. = C.E. + TTA + TMO$$

Donde:

C.O = costo de operación en zafra

C.E = costo de energía por día en zafra

TTA = costo total de tratamiento de agua por día de las calderas

TMO = total de mano de obra

$$C.O. = Q 45 570,00 + Q 643,06 + Q 1 673,80$$

$$C.O. = Q 47 886,86$$

Y el costo por hora es:

$$C.O. / h = 47 886,86 / 24$$

$$C.O. /h = Q 1 995,29 \text{ (costo por hora)}$$

De donde, el costo para producir 1 libra de vapor es:

$$\text{Costo vapor} = C.O. /h / QC$$

$$\text{Costo vapor} = (Q 1 995,29 h) / (309 000 \text{ Lb vapor} / h)$$

$$\text{Costo vapor} = Q 0,01 / \text{Lb vapor}$$

Si se tiene la eficiencia del nuevo turbogenerador, según la tabla X, y el costo del vapor, que es de Q 0,01 / libra, se puede calcular el costo de generación de energía eléctrica mediante el nuevo turbogenerador:

Ecuación 35:

$$\begin{aligned}\text{Costo de generación} &= (\text{libras vapor} / \text{kWh}) * (Q / \text{libra}) \\ \text{Costo de generación} &= (16,00 \text{ libras vapor} / \text{kW h}) * (0,01Q / \text{Lb}) \\ \text{Costo de generación} &= 0,16 Q / \text{kWh}\end{aligned}$$

Por lo tanto, el costo de generación de energía eléctrica mediante el nuevo turbogenerador por cada kilovatio-hora es de Q 0,16.

Recordando de la sección 3.2.2.4, que la generación neta esperada es: producción turbogenerador nuevo de 600 PSI = 19 313 kilovatio-hora. Finalmente, se tiene que el costo de generación de los 19 313 kilovatio-hora que la planta venderá al SIN durante los 100 días de zafra es:

Ecuación 36:

$$\begin{aligned}\text{CG} &= (Q 0,16/\text{kWh}) * (19 313 \text{ KW} * 24\text{h/d} * 100\text{d}) \\ \text{CG} &= Q 7 416, 192,00\end{aligned}$$

Donde:

CG = costo de generación del nuevo turbogenerador, durante los 100 días de zafra.

4.1.2. Costos de generación eléctrica

El costo de la generación de energía eléctrica se tomará para el turbogenerador nuevo de 20 MW.

El turbogenerador tiene un consumo de 16 libras de vapor por kilovatio-hora generado.

El costo de mantenimiento promedio del turbogenerador es de:

$$CM = Q 151 613, 89$$

El costo de la mano de obra anual de reparación y operación es:

$$CMO = Q 177 812,10$$

Los datos de costo de mantenimiento (CM) y el costo de la mano de obra (CMO) son datos proporcionados por la planta de cogeneración del ingenio según los últimos mantenimientos. Con esto se puede obtener un costo total para la generación de energía eléctrica CGE como sigue:

Ecuación 37:

$$\begin{aligned} CGE &= CM + CMO + CG \\ CGE &= Q 151 613,89 + Q 177 812, 10 + Q 7 416, 192,00 \\ CGE &= Q 7 745, 617,99 \end{aligned}$$

Donde:

CGE = costo de generación de energía durante toda la zafra

CM = costo de mantenimiento

CMO = costo de mano de obra

CG = costo de generación de energía por hora

4.1.3. Costos de inversión del proyecto

El equipo necesario para la puesta en marcha del presente proyecto se muestra en la tabla XIX.

Tabla XIX. Resumen de costos

EQUIPO Y ACCESORIOS			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
TURBOGENERADOR			
Turbo de 22.0 MW.	1	\$4 800,000	\$4 800,000
SUBTOTAL			\$4 800,000
Equipos e instalación eléctrica			
Interruptor tipo celda con su relé de protección para 15 KV	1	\$50 885,00	\$50 885,00
CT's para protección 2000:5 con aislamiento de 15 KV	3	\$4 555,00	\$13 665,00
PT's para 15 KV	2	\$3 545,00	\$7 090,00
PT's para 69 KV	1	\$4 455,00	\$4 455,00
Seccionador Outdoor Airbreak Switch, 3 Pole, TYPE V2CA 69 KV 600 Amp	4	\$5 555,00	\$22 220,00
Unidad de medición	1	\$18 890,00	\$18 890,00
Medidor de energía	1	\$7 125,00	\$7 125,00
<i>Synchronizing swing panel</i>	1	\$11 900,00	\$11 900,00
Pararrayos de 15 KV, 12.7 MOCV	3	\$1 980,00	\$5 940,00
Aislador tipo subestación 69 KV - 350 KV	18	\$545 00	\$9 810,00
Aislador tipo subestación 15 KV	6	\$295,00	\$1 770,00
Blindaje, conectores y herrajes	1	\$4 855,00	\$4 855,00
Estructura	1	\$5 825,00	\$5 825,00
Cable con aislamiento para 15 KV	1	\$12 000,00	\$12 000,00
Cable aluminio 500 MACM CLASS B	1	\$8 000,00	\$8 000,00
Accesorios para cable de 15 KV	1	\$3 500,00	\$3 500,00
Equipo de montaje (grúas)	1	\$9 500,00	\$9 500,00
Obra civil	1	\$7 800,00	\$7 800,00
Mano de obra del sistema eléctrico	1	\$11 500,00	\$11 500,00
SUBTOTAL			\$194 510,00
Sustitución de las turbinas por motores eléctricos de alta eficiencia			
Reductores de alta	5	\$45 000,00	\$225 000,00
Motores 1000 HP, 1790 RPM, 2400/4160 Volts	5	\$52 355,00	\$261 775,00
Variadores ACS1000, 1000 HP, 4160 Volts	5	\$133 375,00	\$666 875,00
Edificio	1	\$350 000,00	\$350 000,00
Cable	1	\$50 000,00	\$50 000,00
Breaker	5	\$25 000,00	\$125 000,00
Estructura y cuarto de variadores	1	\$50 000,00	\$50 000,00
SUBTOTAL			\$1 728,650
		GRAN TOTAL	\$6 723,160

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con los datos obtenidos en la tabla anterior, el costo total de inversión es:

Costo de inversión = US 6 723,160 \$

El costo de generación de energía durante los 100 días de zafra que se describe en la sección anterior, en moneda nacional es:

CGE = Q 7 745 617, 99

Al tipo de cambio actual Q 8,00 por US \$1,00, queda que, el CGE en US \$ es:

CGE = US 968 202, 25 \$

El costo de venta de energía eléctrica, según el mercado eléctrico es de USD \$0,066 por kWh. Por lo tanto, el precio de venta de los 19,313 MW-h durante 100 días de zafra es:

Ecuación 38:

$$CV20MW = (19,313 \text{ kWh}) * (24 \text{ h/d}) * (100 \text{ d}) * (\text{US } \$ 0.066)$$

$$CV20MW = \text{US } 3\,059\,179,20 \$$$

La utilidad que se obtendrá por la venta de los 19,313 MW-h durante los 100 días de zafra es.

Ecuación 39:

$$\begin{aligned} \text{Utilidad neta} &= \text{CV20MW} - \text{CGE} \\ \text{Utilidad neta} &= \text{US } 3\,059\,179,20 \$ - \text{US } 968,202,25 \$ \\ \text{Utilidad neta} &= \text{US } 2\,090\,976,95 \$ \end{aligned}$$

Donde:

CV20 MW = precio de venta de los 20 MW aproximados

CGE = costo de generación de energía

Ecuación 40:

Tiempo de recuperación = US \$ costo de Inversión / US \$ utilidad neta

Tiempo de recuperación = 6,723,160,00 / 2,090,976,95 años

Tiempo de recuperación = 3,215319995 años

Tiempo de recuperación en días = 321,5319995 días de zafra

Respecto de los cálculos anteriores, se concluye que con la inversión del proyecto de la ampliación de la generación de energía eléctrica con el nuevo turbogenerador, el ingenio tiene capacidad para venta exclusiva; tal inversión se recupera en 3 zafra de 100 días, aproximadamente. Lo anterior demostrará en la siguiente sección.

4.2. Análisis costo-beneficio del proyecto

Este análisis se lleva a cabo para conocer si el proyecto es rentable o no por medio de un cálculo en donde se comparan los costos y los beneficios a largo plazo del proyecto en mención.

4.2.1. Depreciación

Es una reducción anual del valor de una propiedad, planta o equipo. La depreciación puede ser por tres motivos: el uso, paso del tiempo y la obsolescencia. Es el desgaste al que están sometidos los equipos y las maquinarias que están incluidas en la propuesta, tal y como se refleja a continuación.

Ecuación 41:

$$\begin{aligned} \text{Depreciación} &= \text{valor actual} / \text{años de vida útil} \\ \text{Depreciación} &= \text{USD } 6,723,160,00 \$ / 15,00 \text{ años} \\ \text{Depreciación} &= \text{USD } 448,210,67 \$ \end{aligned}$$

Por lo cual se tiene que el valor del equipo, después de unos 15 años de vida útil será de USD 448,210,67 \$

4.2.2. Relación costo/beneficio

El principio de costo-beneficio establece que el valor es creado cuando el beneficio de una decisión excede su costo. El valor financiero es creado por medio de la influencia de tres variables:

- El flujo de efectivo
- El tiempo
- El riesgo

Las decisiones financieras se encuentran íntimamente relacionadas con el valor del dinero a través del tiempo. Los valores determinan la oportunidad de

flujos futuros de efectivo que se vayan a recibir. Los fondos que se reciban en el próximo año, valen más que el mismo monto, cuando este se recibe en el quinto o en el décimo año.

La mayoría de las decisiones financieras, tanto a nivel personal como a nivel de los negocios, deben tomar en cuenta el valor del dinero a través del tiempo.

Resumiendo los datos anteriores, se construye la siguiente tabla de flujo de efectivo para un período de 3 años:

Tabla XX. **Costo beneficio**

P	Año 1	Año 2	Año 3
6 723 160,00 \$	2 090 976,95 \$	2 090 976,95 \$	2 090 976,95 \$

Fuente: elaboración propia.

4.2.3. El valor presente neto (VPN)

Este es una alternativa para toma de decisiones de inversión, lo cual permite determinar de antemano si una inversión es factible o no, para poder realizarla, y no hacer así malas inversiones que provoquen pérdidas en un futuro.

El valor presente neto VPN es la diferencia entre el valor presente del flujo de efectivo de un proyecto y su inversión, o bien, es la diferencia entre beneficios y costo.

El valor presente neto puede desplegar tres posibles respuestas, las cuales pueden ser:

$VPN < 0$

$VPN = 0$

$VPN > 0$

Cuando $VPN < 0$, y el resultado es un valor negativo muy grande alejado de cero, está alertando o previniendo que el proyecto no es rentable, ya que se está estimando que habrá pocos ingresos y en el tiempo que se pretende recuperar la inversión no se logra; pero cuando da un valor de $VPN < 0$ (cerca de cero) está indicando que la opción puede ser rentable que se pretende obtener una tasa de utilidad muy grande.

Cuando $VPN = 0$ está indicando que exactamente se está generando el porcentaje de utilidad que se desea, y cuando $VPN > 0$, está indicando que la opción es rentable y que inclusive podría incrementarse el porcentaje de utilidad, como se verá más adelante.

Para realizar comparaciones en varias opciones y elegir la mejor, siempre debe compararse con el mismo tiempo en vida útil; si el caso fuera contrario debe encontrarse un mínimo común denominador.

En resumen, un valor positivo del VPN en un proyecto implica que el valor presente del flujo de efectivo que genera el proyecto excede el valor de la inversión. El valor o beneficio creado por un proyecto es igual al valor presente neto VPN.

El VPN se calcula mediante la siguiente fórmula:

Ecuación 42:

$$VPN = -I + \sum_1^n \frac{Ct}{(1+r)^t}$$

Donde:

I = inversión

n = número de años de pagos de efectivo

r = tasa de descuento o interés en el tiempo t

Ct = pago o flujo de efectivo en el tiempo t

t = número correlativo de pago en el tiempo

Para el presente proyecto se tiene que es para 3 años:

I = US 6 723 160,00 \$

n = 3

R = 15 % (tasa actual para depósitos a plazo fijo en sistema bancario)

Ct = US 2 090 976,95 \$

T = 4

De la ecuación para VPN se tiene:

N=3

$VPN = -6\,723\,160,00 + (2\,090\,976,95) / (1 + 0,15) + 2\,090\,976,95) / (1+0,15)$

$(1 + 0,15)) + 2\,090\,976,95 / ((1 + 0,15) (1 + 0,15) (1 + 0,15))$

VPN = -409 318 73

Como VPN es un valor negativo, tiene que para 3 años el proyecto no es rentable, con lo cual se descarta la aproximación que se realizó en la sección anterior.

Así que se calcula para N = 4 como sigue:

$$N = 4$$

$$\begin{aligned} \text{VPN} &= -6\,723\,160,00 + (2\,090\,976,95) / (1 + 0,15) + 2\,090\,976,95 / ((1 + 0,15) (1 + 0,15)) + 2\,090\,976,95 / ((1 + 0,15) (1 + 0,15) (1 + 0,15)) + 2\,090\,976,95 / ((1 + 0,15) (1 + 0,15) (1 + 0,15) (1 + 0,15)) \\ \text{VPN} &= 2\,355\,998,28. \end{aligned}$$

Como se puede ver para N = 4 el valor de VPN es positivo; por lo tanto se tiene que para 4 años el proyecto sí es rentable, viable y recuperable.

4.2.4. La tasa interna de retorno (TIR)

Conceptualmente se puede decir que la tasa interna de retorno es la tasa máxima de utilidad que puede pegarse u obtenerse en la evaluación de una alternativa.

La tasa interna de retorno es la tasa de descuento o interés que vuelve al valor presente neto igual a cero, en una serie determinada de flujo de efectivo. Para calcularla se emplea la siguiente ecuación:

Ecuación 43:

$$0 = -I + \sum_1^n \frac{Ct}{(1+IRR)^t}$$

Donde:

IRR = tasa interna de retorno

Calculando ahora la tasa interna de retorno para el proyecto, se tiene para la ecuación:

$$\text{TIR} = 9 \%$$

Esta tasa es inferior a la del sistema bancario; por lo tanto para 4 años el proyecto no es rentable, se puede calcular entonces para 5 años.

$$\text{TIR} = 17 \%$$

Esta tasa es superior a la del sistema bancario, que indica el interés con el cual retorna la inversión de \$ 6 723 160,00. Como se demuestra, esta tasa es mayor a la actual en los bancos (15 %). Por lo cual se puede observar que el proyecto es rentable en un plazo de 5 años.

4.2.5. Factibilidad técnica

Analizando los trabajos que se llevan a cabo para la ejecución de este proyecto, se puede observar que no hay mayores inconvenientes técnicos que impidan su realización, ya que se cuenta con personal y recursos técnicos suficientes para ejecutar estos trabajos, desde la ingeniería de detalles hasta la puesta en marcha del nuevo turbogenerador; por tal razón es factible desde el punto de vista técnico.

4.2.6. Comparación económica antes y después del montaje

Como se analizó en el capítulo 3, se ve un aumento significativo de la generación mediante el nuevo turbogenerador, como era de esperarse.

4.2.6.1. Ingreso total por venta de energía eléctrica con bagazo antes del montaje del nuevo turbogenerador

Producción por tonelada de caña= 46,82 kW / T.C

De la ecuación 4 se tiene que:

$$\text{MNH} = 791,67 \text{ TC/h}$$

Por lo tanto:

Producción de potencia en kWh = (46,82 kW/TC)*(2, 700,000 TCZ)

Producción de potencia en kWh = 126,415, 87 MWh

Precio *spot* por Megavatio-hora con bagazo: USD 66,00

Por lo tanto se tiene que el ingreso promedio antes del montaje con el precio por Megavatio-hora es de:

Ingreso promedio antes del montaje = (USD 66,00 * 126 415, 87 MWh)

Ingreso promedio antes del montaje = USD 8 343 447, 49 MWh

4.2.6.2. Ingreso total por venta de energía eléctrica de bagazo después del montaje del nuevo turbogenerador

Producción por tonelada de caña = 54,18 kW / T.C

De la ecuación 4 se tiene que:

$$\text{MNH} = 791,67 \text{ TC/h}$$

Por lo tanto:

Producción de potencia en kWh = (54,18 kW/TC)*(2 700,000 TC/ zafra)

Producción de potencia en kWh = 146,285, 98 MWh

Precio spot por Megavatio-hora con bagazo: USD 66,00

Por lo tanto se tiene que el ingreso promedio antes del montaje con el precio por MWh es de:

Ecuación 44:

Ingreso promedio antes del montaje = (USD 66,00 * 146,285, 98 MWh)

Ingreso promedio antes del montaje = USD 9, 654,874, 71 MWh por zafra

4.2.6.3. Ingreso neto adicional

Ecuación 45:

$$\text{Generación neta adicional} = 54,18 \text{ kW / T.C} - 46,82 \text{ kW / T.C}$$

$$\text{Generación neta adicional} = 7,36 \text{ kW / T.C}$$

$$\text{Generación neta adicional} = (7,36 \text{ kW / T.C.}) * (2, 700,000 \text{ TC/zafra})$$

$$\text{Generación neta adicional} = 19,870, 11 \text{ MWh por zafra}$$

Ecuación 46:

$$\text{Ingreso neto adicional} = (\text{USD } 66,00 * 19,870, 11 \text{ MW})$$

$$\text{Ingreso neto adicional} = \text{USD } 1, 311,427, 22 \text{ por zafra}$$

De lo anterior se puede calcular también el tiempo aproximado de recuperación de la inversión de \$6, 723,160, de la siguiente manera:

$$\text{Tiempo de recuperación} = \text{USD } 6, 723,160 / \text{USD } 1, 311,427, 22$$

$$\text{Tiempo de recuperación} = 5,13 \text{ zafras}$$

Que equivale a 5 zafras aproximadamente, tal y como se demostró con el cálculo de la tasa interna de retorno de la sección 4.2.4.

5. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

5.1. Etapas de evaluación

El proyecto de generación es conforme la Ley de Protección y Mejoramiento al Medio Ambiente, basada principalmente en la protección de los ecosistemas humanos y naturales.

Como misión, el Ministerio de Energía y Minas fomenta el apoyo a las industrias generadoras de energía eléctrica, ya que permite de manera directa un grado de independencia externa para el uso de combustibles, sobre todo en la actual crisis mundial y principalmente el beneficio nacional a corto y mediano plazo.

Por otro lado, permite utilizar los propios recursos energéticos nacionales; en este caso el uso de biomasa cañera con sus consecuencias ambientales positivas, de protección, conservación y producción.

La planta de producción de energía eléctrica, así como el ingenio, se ubica en un lugar con escasa población en sus alrededores, en área de fincas agrícolas, en donde se cultiva la caña, minimizando el riesgo y vulnerabilidad industrial.

5.2. Normativa ambiental utilizada para el control de emisiones en plantas termoeléctricas

La normativa utilizada es la que se encuentra en el *Manual para la prevención y disminución de la contaminación* realizada por el grupo del Banco Mundial y aprobado en julio de 1998, en el cual se cita el *Manual de prácticas para plantas nuevas de energía termoeléctrica* y se hace referencia a los límites permisibles de emisiones de la siguiente manera:

- Material particulado: para todas las plantas o unidades, las emisiones de PM (material particulado de todos los tamaños) no deben exceder 50 mg/Nm³. El EA debe prestar la atención específica a partículas más pequeñas de 10 µm de diámetro aerodinámico (PM10) en el aire saliente, puesto que son estos los inhalados en los pulmones y se asocian a los efectos más serios sobre salud humana, donde los niveles posibles de ambiente de partículas finas (menores que 2,5 milímetros de diámetro) deben ser medidos. La evidencia epidemiológica reciente sugiere mucho por el daño de salud causado por la exposición a las partículas, ya que se asocia a estas partículas finas, las cuales penetran lo más profundamente posible en los pulmones.

En emisiones de PM10 y de partículas finas se debe incluir; la ceniza, hollín y los compuestos del carbón (a menudo los resultados de la combustión incompleta), los condensados ácidos, los sulfatos y nitratos, así como el plomo, cadmio, y otros metales. Partículas finas, incluyendo los sulfatos, los nitratos, y los compuestos del carbón, también son formados por procesos químicos adentro de la atmósfera, pero ellos tienden a dispersarse sobre el conjunto de aire saliente.

- Dióxido de sulfuro: emisiones totales del dióxido de sulfuro de las centrales eléctricas o de las unidades debe ser menores de 0,20

toneladas por día métrico (tpd) por MWe de la capacidad para los primeros 500 MWe, más 0,10 tpd para cada uno de los MWe adicionales de la capacidad sobre los 500 MWe. Además, la concentración del dióxido de sulfuro en los tubos de los gases no deben exceder 2,000 mg/Nm³; las emisiones máximas no deben exceder el límite de 500 tpd. La construcción de dos o más plantas separadas en la misma circunvalación de aire saliente no es aceptable.

- Óxidos de nitrógeno: los límites específicos de las emisiones para los óxidos de nitrógeno son 750 mg/Nm³ o 260 nanogramos por Jules (ng/J), o 365 partes por millón (ppm) para una central eléctrica con carbón y hasta 1,500 mg/Nm³ para las plantas usando el carbón con la materia volátil menor del 10 %; 460 mg/Nm³ (o 130 ng/J, o 225 ppm) para una central eléctrica de combustión, y 320 mg/ Nm³ (o 86 ng/J, o 155 ppm) para una central eléctrica de gas.

Para las unidades de las turbinas de combustión, los niveles máximos de las emisiones de NOx son 125 mg/Nm³ (de oxígeno seco al 15 %) para la de gas; 165 mg/Nm³ (de oxígeno seco al 15 %) para las de diésel (combustible número 2); y 300 mg/Nm³ (oxígeno seco al 15 %) para las de combustible (número 6 y otros); donde hay dificultades técnicas, tales como escasez del agua disponible para la inyección del agua, una variación de las emisiones son permitidas hasta un nivel máximo hasta 400 mg/Nm³ (oxígeno seco al 15 %) se consideran aceptables, con tal que no haya preocupaciones ambientales significativas asociadas a los niveles ambiente del dióxido del ozono o del nitrógeno.

- Para los usos de financiamiento recibidos después del 1 de julio de 2000, los niveles de las emisiones de NOx debe ser menores de 2,000 mg/Nm³ (o 13 gramos por kilovatio hora, g/Kwh. en oxígeno seco al 15 %).

- Para usos de financiamiento recibidos antes del 1 de julio de 2000, los niveles de las emisiones de NOx deben ser menos de 2,300 mg/Nm³ (o 17 g/Kwh. en oxígeno seco al 15 %). En todos otros casos, los niveles máximos de los óxidos de nitrógeno deben ser de 400 mg/Nm³ (en oxígeno seco al 15 %).

Las guías que se presentan en la tabla I deben ser utilizadas solamente para realizar un dictamen del ambiente en ausencia de estándares de ambiente locales.

Estas guías fueron elaboradas como el consenso que valora el tener en cuenta particular los estándares del WHO, del USEPA, del EU y del manual de prácticas. No son algún sustituto de cualquier manera para propios estándares de calidad ambiente del aire de un país.

Tabla XXI. **Calidad ambiental del aire en centrales termoeléctricas (microgramo/metro cúbico)**

Contaminante	Promedio de 24 hrs.	Promedio anual
a. PM ₁₀	150	50
b. TSP	230	80
c. NO ₂	150	100
d. SO ₂	150	80

Fuente: elaboracion propia.

Nota: para las plantas más pequeñas de 50 MWe, incluyendo esos combustibles ardientes no fósiles, los niveles de las emisiones de PM10 pueden estar tanto como 100 mg/Nm³. Si son justificados por el EA, los niveles de las

emisiones de PM10 hasta 150 mg/Nm³ pueden ser aceptables en circunstancias especiales. Los niveles máximos de las emisiones para los óxidos de nitrógeno siguen siendo iguales, mientras que para el dióxido de sulfuro, las emisiones máximas alcanzadas son 2 000 mg/Nm³.

5.3. Evaluación de impactos y medidas para minimizarlos

La experiencia internacional en operación de centrales de generación de energía eléctrica con uso de biomasa muestra que el proceso y tamaño de dichas centrales pueden ser variados, dependiendo del tipo de biomasa y la potencia de la central de energía eléctrica.

El efecto más relevante de su operación se relaciona principalmente con las emisiones a la atmósfera. El resto de los potenciales efectos ambientales son propios de cualquier actividad industrial, no siendo exclusivos de esta tipología y se refieren principalmente a la emisión de ruido.

Los elementos que tienen impacto en la emisión de contaminantes relacionados con la combustión de biomasa son:

- Azufre
- Nitrógeno
- Cloro
- Cenizas
- Metales pesados

Una mayor concentración de estos compuestos en la materia prima, aumenta la emisión del contaminante. Las emisiones difieren de acuerdo con el tipo de combustible utilizado, por ejemplo la biomasa proveniente de la madera

y la paja, en este caso de caña de azúcar, tienen bajo contenido de nitrógeno (0,1 % - 0,2 % y 0,5 % respectivamente, según datos de laboratorio) en comparación con plantas que tienen alto contenido de proteínas como granos de trigo por ejemplo.

Este nitrógeno, en el proceso de combustión, se transforma en NOX, liberándose a la atmósfera. La biomasa tiene menor contenido de azufre en relación con el carbón; por ejemplo la biomasa que tiene el contenido de azufre más alto contiene un 0,3 %. Dependiendo de la tecnología de control de emisiones, alrededor del 40 a 90 % del azufre contenido en el combustible se capta en la ceniza.

5.3.1. Evaluación de impactos

En esta sección se estudia cada uno de los posibles impactos que se pudieran presentar durante la ejecución del proyecto, así como los posibles medios para contrarrestar los efectos que se puedan tener en el ambiente.

5.3.1.1. Impactos asociados a la etapa de construcción

Para la etapa de construcción se estima que los impactos que se generarán serán los que a continuación se presentan.

Tabla XXII. **Emisiones a la atmósfera**

Emisión	Tipo y manejo
Material particulado	Polvo generado en movimiento de tierra. Circulación de vehículos y maquinarias restringidas. Tolva de camiones cubierta con lona.
Sonora	Origen en fuentes móviles, limitada al área del proyecto. Para efectos prácticos se considera como “fuente fija”.
	Emisiones propias de este tipo obras (construcción de fundaciones y montaje) y movimiento de tierra menor.
	Las emisiones limitadas a horarios diurnos.

Fuente: elaboración propia con datos obtenidos, mediante observación y visita.

Tabla XXIII. **Residuos**

Residuos	Manejo
Sólido industriales (incluye escombros)	Reutilización de escombros o retiro en camiones tolva cubiertos con lona o similar y depositados en vertedero autorizado (cantera LOFER).
	Previa aprobación de la autoridad competente, se considera la reutilización de material proveniente de embalaje del turbogenerador, o en su defecto, ser dispuestos en vertedero autorizado.
Sólidos domésticos	Se considera manejo en bolsas plásticas y contenedores herméticos y su retiro dos veces por semana, para ser transportados al vertedero municipal.
Líquidos domésticos	Se considera el empleo de baños químicos (mantención contratada).

Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos, mediante observación y visita.

5.3.1.2. Impactos asociados a la etapa de operación

En la etapa de operación se presentan, dependiendo del tipo de proceso empleado las siguientes emisiones a la atmósfera:

- Residuos sólidos y líquidos: el mantenimiento del turbogenerador producirá eventualmente volúmenes marginales de residuos sólidos:
 - Filtros de aire
 - Filtros de aceite lubricante
 - Embalaje de repuestos, entre otros

La combustión de biomasa se relaciona con la formación de contaminantes debido a dos razones, por un lado la combustión incompleta que depende de parámetros de operación, y por otro la composición de la biomasa. A continuación se detallan las emisiones relacionadas con la combustión de biomasa:

- Emisiones de material particulado
- Monóxido de carbono (CO)
- Hollín
- Óxidos de nitrógeno
- Ácido clorhídrico (HCl)
- Dióxido de azufre
- Compuestos orgánicos volátiles (COV)
- Hidrocarburos policíclicos aromáticos (HAP)

Además, pueden generarse emisiones de dioxinas y furanos (PCDD/PCDF5) y metales pesados, todos estos datos obtenidos de laboratorio.

En el caso de la quema de biomasa sólida se generan cenizas y escorias; además, se obtiene polvo recolectado a través de las turbinas u otro tipo de tecnología de control.

Es importante establecer de manera clara la disposición final de estos residuos. En el caso de la quema de biomasa sólida, si las cenizas van a disponerse en algún tipo de suelo, es necesario realizar un análisis previo, y justificar la calidad de estas. Es decir, para una adecuada, eficiente y segura aplicación de las cenizas en suelos o caminos forestales es necesario conocer las concentraciones de contaminantes potencialmente peligrosos que puedan más tarde contaminar suelos y aguas subterráneas y evaluar también la capacidad efectiva para neutralizar la acidez de los suelos y las concentraciones de nutrientes benéficos (en especial fósforo como P_2O_5 y potasio como K_2O).

Para asegurar un manejo controlado de las cenizas generadas por el proyecto en evaluación, se deberá establecer un manejo adecuado y programado durante las etapas de manipulación y almacenamiento en el predio, transporte y disposición final, de modo que se logre minimizar los efectos al medio ambiente.

Dentro del proceso, corresponderá principalmente a aguas de purga de la caldera y agua de descarga de los sistemas de enfriamiento. Otros residuos líquidos y potenciales fuentes de contaminación del agua son: escurrimientos desde pilas de acopio de biomasa, acopios de cenizas y escorias, y agua de

lavado de filtros. También se producen residuos líquidos de la limpieza húmeda de gases.

- Ruido: es importante que se desarrolle una proyección de las emisiones de ruido que generará el proyecto y cuáles serán las emisiones finales en el receptor más cercano.
- Olores: las principales emisiones de olores provienen de la biomasa en descomposición, en este caso la biomasa de caña no produce mal olor.
- Gaseosas: durante la etapa de operación del proyecto, las emisiones de gases producto al uso del gas natural como combustible en el turbogenerador serán principalmente óxidos de nitrógeno (NO_x) y dióxido de carbono (CO_2).

Las emisiones primarias de NO_x se originan del nitrógeno contenido en el combustible, mientras que el NO_x térmico proviene del nitrógeno del aire que reacciona con O_2 a una temperatura sobre los 1300 °C.

5.3.1.3. Medidas para minimizar los efectos

El método más efectivo para minimizar los efectos ambientales de cualquier proyecto de desarrollo es la prevención.

A continuación se describen algunas de las técnicas recomendadas para control de emisión de contaminantes al aire, con el objeto de servir de referencia para definir los sistemas aplicables al proyecto en forma particular.

Es necesario destacar que la mayoría de las medidas propuestas son de carácter referencial. Los proyectos deben ser evaluados individualmente y se debe analizar la aplicabilidad de las medidas de control propuestas.

5.3.1.3.1. Control de emisiones de material particulado

Para controlar el material particulado se pueden utilizar distintos tipos de equipos. En la siguiente tabla se indican las diferentes tecnologías y la eficiencia de reducción estimada de cada una de ellas.

Tabla XXIV. Tecnología de control de material particulado

Tecnología de captación	Grado de captación esperado	Condición del efluente
Ciclones-multiclones	80 % para tamaños < 20 μm 95 % para tamaños < 50 μm	Seco o húmedo dependiendo
Torres de aspersión	98 % para tamaños < 5 μm 50 % para tamaños < 3 μm	Húmedo
Lavadores de gases Venturi <i>scrubbers</i>	90 a 99 % para tamaños < 5 μm	Húmedo
Filtros de manga	95 a 99 % para tamaños < 5 μm	Seco o húmedo dependiendo del acondicionamiento
Precipitador electrostático	80 a 99 % o más en todas las partículas	Seco o húmedo dependiendo del acondicionamiento
Filtro de papel de alta eficiencia	Hasta 99 % para tamaños < μm	Seco

Fuente: elaboración propia.

El tipo de equipo de control a utilizar dependerá de las emisiones estimadas del proyecto y del lugar donde se instale. El proponente deberá evaluar cuál será la alternativa de control más adecuada a implementar.

5.3.1.3.2. Control de emisiones de gases

Los gases producidos por la quema de biomasa son CO, NO_x, HCl, SO₂, COV y HAP. El CO y los hidrocarburos, incluyendo los COVs y HAPs, se producen por la combustión incompleta de la biomasa, por lo que su nivel de emisión depende en gran medida del control de la estequiometría y humedad del combustible. Las emisiones de NO_x se originan principalmente por el nitrógeno contenido en el combustible. En general, la combustión de biomasa se realiza a bajas temperaturas, por lo que los NO_x generados térmicamente representan una pequeña fracción del total producido. Las tecnologías para evitar o abatir los NO_x se describen a continuación.

- Reducción catalítica y no catalítica selectiva

Los dos sistemas usan técnicas de reducción de NO_x en los que NH₃ (o urea) es inyectado para reducir selectivamente los NO_x presentes en los gases de combustión a N₂ y agua.

- Inyección de agua o vapor

El objetivo de esto es reducir la temperatura de la llama. Dependiendo de los niveles iniciales de NO_x; este método puede reducirlo más de un 60 %. La inyección de agua tiende a reducir la eficiencia del proceso (de un 2 a 3 %).

- Premezcla pobre

Esta tecnología consiste en mezclar el combustible con un exceso de aire (2 a 2,4 veces el aire estequiométrico). Con esto se rebaja la temperatura de la llama disminuyendo de esa manera la formación de NOx.

- Quemadores de bajo Nox

Estos quemadores permiten que el combustible y el aire se mezclen y quemen en forma controlada, en etapas. Estos quemadores no pueden ser usados en calderas de parrillas.

- Recirculación de humos

Este proceso incluye a todos los tipos de quemadores que hacen recircular una fracción de los productos de combustión hacia el aire primario, lo que produce una disminución de la concentración de oxígeno en la zona de combustión y asimismo una caída de la temperatura de combustión. Por este método se consigue una reducción de 15 a 30 % de NOx respecto de los quemadores sin recirculación.

- Tecnología de lecho fluidizado

En comparación con la tecnología de quema en parrilla, la tecnología de lecho fluidizado presenta la ventaja de trabajar a temperaturas inferiores, unos 800 °C frente a los alrededor de 1000 °C que trabajan los equipos de parrilla, lo que disminuye las emisiones de óxidos de nitrógeno y la formación de aglomerados y escorias producidos en la combustión de la biomasa. Asimismo, es una tecnología más eficiente en general que la

de parrilla frente a los variables contenidos de humedad y la gran heterogeneidad que suele presentar la biomasa en sus características físicas.

Las emisiones de HCl pueden eliminarse a través de los siguientes métodos:

- Lavador de gases: los gases de combustión se traspasan a contracorriente por agua atomizada.
- Sorción seca, se añade hidrato de calcio a los gases de combustión, el ácido clorhídrico reacciona con el hidróxido de calcio (Ca(OH)_2) y se transforma en cloruro de calcio, que se puede eliminar a través del equipo de control de polvos. Este es un sistema simple comparado con un lavador de gases.

Aunque las emisiones de SO_2 son reducidas, a continuación se indican los métodos de control más comunes:

- Utilizar un combustible con bajo contenido de azufre.
- Tecnología de lechos fluidizados: se le inyecta una sustancia, la mayoría de las veces caliza molida, al combustible, lo que produce la remoción del azufre que reacciona formando compuestos sólidos, que luego son retirados con las cenizas. Pueden remover sobre un 90 % del SO_2 generado al interior del lecho.

- Desulfurización de gases de combustión (FGD) seca o húmeda con cal o caliza: debido a que la cal reacciona con otros gases ácidos, este sistema de control también sirve para remover HCl del flujo de gases.

5.3.1.3.3. Control de emisiones de dioxinas y furanos

Para la formación de dioxinas es necesaria la existencia de cloro, carbono y temperaturas de combustión entre los 250 °C y 450 °C. Un primer paso para prevenir la generación y emisión de dioxinas consiste en ejercer un estricto control respecto de la calidad de la biomasa a combustionar. Es necesario tener en consideración el porcentaje de cloro existente en la materia prima. Se recomienda dosificar la cantidad de biomasa que contenga altos niveles de cloro, por ejemplo paja o biomasa no natural, en el total del combustible.

Una segunda acción es controlar las condiciones de la combustión. Para lograr esto se aplican las denominadas “medidas primarias” en la misma fuente de emisión, que son las siguientes:

- Temperaturas de combustión por sobre los 800 °C.
- Tiempo de residencia mínimo de 2 segundos.
- Mantención de un régimen de turbulencia durante la combustión.
- Completar la combustión de las cenizas volantes.
- Operar la combustión con bajos excesos de aire (menores al 6 %).
- Enfriamiento rápido de los gases de salida de la chimenea a un rango de 150 °C -200 °C.
- Evitar los *peaks* de monóxido de carbono.
- Acortar la fase de operación en el rango de temperaturas de formación de dioxinas.

5.3.1.3.4. Control del ácido sulfhídrico

Para la combustión de biogás y su utilización en equipos generadores es importante controlar el contenido de ácido sulfhídrico (H_2S). En efecto, en el biogás se encuentran cantidades variables. El H_2S , al reaccionar con agua, se convierte en ácido sulfúrico (H_2SO_4) altamente corrosivo y puede ocasionar graves daños en el motor. Con el fin de eliminar o disminuir el porcentaje de H_2S en el biogás se pueden emplear sistemas de filtro con sustancias como cal viva o apagada, o la inyección de oxígeno puro o aire (2-6 % vol), a la salida del reactor.

5.3.1.3.5. Control de olores

Las principales emisiones de olores provienen de la biomasa en descomposición. Para evitar y controlar estas emanaciones se recomienda mantener el lugar de almacenamiento seco, cubierto y tapado. Otra medida de control es el almacenamiento en bodegas con biofiltros.

Si es necesario trasladar algún tipo de biomasa que genera olores molestos, se debe realizar en contenedores cerrados para minimizar estas emanaciones. Si las emanaciones de olores son demasiado intensas, existen alternativas de control como inyectar ozono en el ducto de ventilación de la sala de almacenamiento, a la salida del digestor de biomasa, si se trata de utilización de biogás o eventualmente en la sala de caldera.

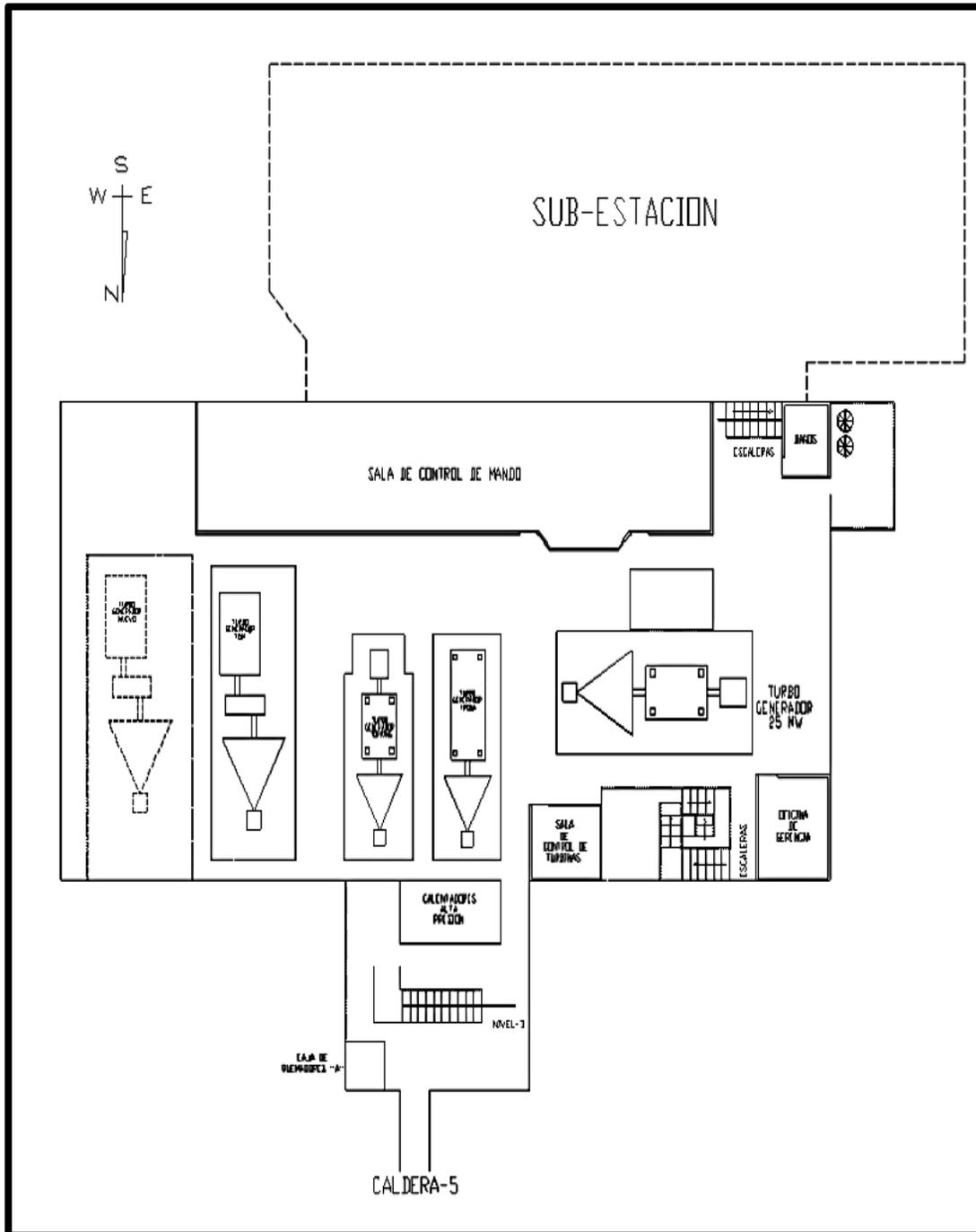
Cabe indicar que la mejor medida de control de olores es respetar una distancia adecuada a los centros poblados, con el fin de evitar efectos sobre los vecinos.

Tabla XXV. Resumen de la evaluación de impacto ambiental

MEDIO AMBIENTE	IMPACTOS AMBIENTALES			MEDIDAS
	ETAPAS DEL PROYECTO			
	CONSTRUCCIÓN	OPERACIÓN	ABANDONO	
Medio físico	Emisión de polvo, emisión de contaminantes por movimientos de tierra y maquinaria.		Emisión de polvo, emisión de contaminantes por movimientos de tierra y maquinaria.	Humedecimiento de superficies a remover, mantenimiento adecuado de máquinas, herramientas y equipos.
	Ruido por movimiento de tierra y maquinaria	Ruido en operación	Ruido por movimiento de tierra y maquinaria	Pantallas acústicas
		Emisión de material particulado		Métodos de control, manejo adecuado de materia prima, si se requiere almacenamiento en recinos cerrados
		Emisión de gases		Métodos de control, manejo adecuado de materia prima, si se requiere almacenamiento en recinos cerrados.
		Generación de olor		Instalación de la planta a distancia adecuada de los poblados.
	Generación de residuos solidos	Generación de cenizas, escoria, lodos y residuos de control de emisiones.	Generación de residuos solidos	Lodos pueden ser usados como abono.
	Generación de residuos líquidos como grasas, aceites, lubricantes y combustible.		Generación de residuos líquidos como grasas, aceites, lubricantes y combustible.	Manejo adecuado según autoridad sanitaria.
		Generación de residuos líquidos		Acondicionar los lugares de acopio de biomasa y residuos solidos para evitar escurrimientos.
	Generación de aguas servidas			Medidas sanitarias
	Impactos de flora y fauna habituales para cualquier obra.	Impactos de flora y fauna habituales para cualquier obra.	Impactos de flora y fauna habituales para cualquier obra.	Evitar la instalación de la obra en lugar sensible desde el punto de vista de la flora y la fauna.

Fuente: elaboración propia.

Figura 43. Ubicación del nuevo turbogenerador



Fuente: elaboración propia, con programa Adobe Illustrator.

CONCLUSIONES

1. El conocimiento del estado actual de los elementos del sistema de cogeneración, son una buena base para fundamentar el presente trabajo de graduación.
2. Con el incremento de capacidad y equipos instalados se logra que la operación sea más confiable y continua, asegurando que el proceso de fabricación de azúcar y generación de energía eléctrica no tenga interrupciones por capacidad insuficiente.
3. En el ingenio para obtener un mayor rendimiento térmico y cogeneración es necesario, entonces, instalar un nuevo turbogenerador de 20 MW, a 600 PSI; con esto será suficiente para lograr la optimización de la generación de energía eléctrica y uso adecuado del vapor.
4. Con el análisis de cortocircuito del sistema eléctrico interno, se logra seleccionar el interruptor adecuado para el generador, con esto se podrá proteger al turbogenerador sin ningún problema.
5. En el análisis económico se mostró que la inversión del incremento de la generación de la energía y la optimización en el uso de vapor y de los diversos proyectos que harán que se logre la generación y venta directa adicional de MW durante el período de zafra; es rentable a partir del quinto año, siendo la tasa interna de retorno mayor que las vigentes actuales en el mercado bancario nacional.

6. Una evaluación de impacto ambiental completa y detallada solo puede realizarse una vez que se tenga conocimiento tanto de las características técnicas del proyecto como del lugar de emplazamiento, con el fin de considerar todos los posibles efectos, características o circunstancias.

RECOMENDACIONES

1. Con base en la toma de lecturas se observa que las turbinas de vapor son demasiado deficientes en su operación, por lo tanto se debe considerar reemplazarlos por medio de motores eléctricos de alta eficiencia, con esto se logra un mejor aprovechamiento del vapor.
2. Se observa deficiencia en los turbogenerador Topping y Trona por lo cual es importante tomar en cuenta dejarlos fuera de línea lo antes posible, para así aprovechar de mejor manera el vapor consumido por ellos.
3. Es importante dejar un porcentaje adicional de bagazo para pruebas de disponibilidad y pruebas de arranque después del mantenimiento anual.
4. Considerar que la frecuencia de la inspecciones y mantenimientos de los sistemas eléctricos de alta y baja tensión descritos en el presente trabajo de graduación pueden variar, dependiendo de ciclos operativos de equipos y dispositivos, corrientes de carga, confiabilidad de la operación y condiciones ambientales
5. Por lo tanto, deben tomarse en cuenta cambios tecnológicos que posibiliten aumentar los índices de generación eléctrica de kilovatio-hora/tcaña en los ingenios azucareros con los actuales sistemas de contrapresión. Introduciendo este tipo de tecnología se logra un impacto positivo sobre el medio ambiente.

6. Teniendo en cuenta que Guatemala cuenta con un alto potencial de biomasa cañera y que esta biomasa cumple con todos los requisitos para ser catalogada como combustible, solo queda establecer las tecnologías de avanzada para aprovechar al máximo su poder energético, esto ayuda a no depender de combustibles internacionales.

BIBLIOGRAFÍA

1. ANSI/IEEE ANSI C57.13 *Guide for field testing of relaying current transformer*. 1978. 59. p.
2. API Standard 670, Fourth Edition, December 2000. 86. p.
3. Boiler Operation, ISGEC HEAVY ENGINEERING. India, 2012. 56. p.
4. DOMIN, Thomas, LEWIS Blackburn, J., *Protective relaying principles and applications*. Third Edition. 2007. 76. p.
5. GERS, Juan. *Generator protection setting criteria*. USA, 2000. 182. p.
6. IEEE *Guide for AC generator protection*, C37.102, 2006. 128. p.
7. Libro de instrucciones M-3425A Protección del generador BECKWITH ELECTRIC. CO., INC. 1998. 162. p.
8. MCCALLEY, James. D. *Electric power generation and machine controls*. 2000. p. 97.
9. Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, *Manual de legislación ambiental*. Guatemala: MARZ, 1999. p. 231.

10. NERC *System protection and control subcommittee*, revision 1 – July 2010. 143. p.
11. PARK, Chan. *Ingeniería económica contemporánea*. USA, 1997. 219. p.
12. PETCHONKA, Hanly J. *Equipment Selection for solid gas separation, chemical engineering*. Julio 83-85. p. 164. Núm. 7.
13. SANZ FEITO, Javier, *Máquinas eléctricas*, Pearson Educación, 2002. 271. p.
14. STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. México, 1997. 158 p.

Apéndice

Apéndice1. Protecciones del generador de acuerdo al origen de la falla

	Origen de la Falla	Efecto	Protección	Principal	Respaldo
EXTERNAS	Maniobra	Sobrevoltaje	Relevadores de Voltaje		59G/27G
	Atmosférico	Sobrevoltaje	Pararrayos	PY	Coord. - Aisl.
	Cortocircuito	Sobrecorriente	Relevadores $> I, > I < V$	51/51V-27G	
	Sobrecarga	Sobrecorriente	Relevadores $> I$, Imagen Térmica	49G	51V- 49E
	Carga asimétrica	Sobrecorriente Sec (-)	Relevadores. Sec (-)	46G	46G
	Inversión carga	Motriz. Z	Relevador pot-inv.	32G	32G
INTERNAS	Estator F- $\phi - \phi$	Sobrecorriente	Relevadores-Dif Relevadores Z	87G	87GT 21G
	Estator F-Espiras	Sobrecorriente	Relevador Dif	87G	87GT
	Estator F- $\phi - T$	Sobrecorriente, Sobrevoltaje	Relevadores Dif Relevadores $> I, > V$ Neutro	87G 64N	87GT 59
	Rotor F- $\phi - T$	Sobrecorriente-T Perd/sincronismo	Relevador tierra Relevador Perd. cam	64E	49R 40G
	Exct.-Pérd	Sobrevelocidad Gen-Induc	Relevador $> \text{veloc}$ Frenos (hid)		12
	Perd. Veloc.	Transitorios	Relevadores $< F$ Relevadores de Z	81G	78-21G
OTRAS	Refrig.-Máq	Sobretemperatura	Sensores temperatura		
	Refrig.-cojinet	Sobretemperatura	Sensores temperatura		
	Vibraciones	Sobre-mu	Sensores vibración		
	Sobretemperatura	Humos	Sensores humo		
	Fuego	Incendio	Contraincendios- CO_2		

Fuente: Samuel RAMÍREZ CASTAÑO, protección de sistemas eléctricos.

Apéndice 2. Uso de la biomasa cañera como fuente de energía renovable

Actualmente en la industria de la generación de energía eléctrica, se realizan estudios para aprovechar el gran potencial de recursos biomásicos provenientes de la caña de azúcar, dejando a las centrales termoeléctricas de búnker fuera de línea o en el caso de Guatemala, en disponibilidad sobre cualquier acontecimiento y dando mayor auge a la agroindustria azucarera.

La biomasa posee características que permiten catalogarla como buen combustible, además de tener ventajas desde el punto de vista ambiental. Con el uso adecuado de la biomasa cañera que en pocas palabras, bagazo y residuos agrícolas cañeros y con la implantación de nuevas tecnologías, se incrementa la eficiencia en la generación eléctrica en la industria azucarera y se reduce grandemente la contaminación ambiental.

La caña de azúcar es uno de los cultivos con mayor capacidad para convertirla en biomasa. Si se toma en cuenta solo el bagazo y la paja, en los cañaverales se almacena alrededor del equivalente a una tonelada de petróleo por cada tonelada de azúcar que pueda producirse.

La agroindustria azucarera guatemalteca es la fuente principal de biomasa con que cuenta el país para el desarrollo de energía renovable, y actualmente constituye uno de los sectores más importantes a partir del cual se está generando electricidad.

Durante los últimos años se han desarrollado tecnologías que hacen posible introducir saltos importantes en la eficiencia de los procesos basados en combustibles renovables, como el bagazo. Estos avances tecnológicos hacen

competitiva la generación de electricidad a partir de la biomasa, si se la compara con la obtenida a partir de combustibles fósiles.

La combustión de la biomasa tiene además una ventaja ambiental: no incrementa la concentración atmosférica de carbono.

Producción de biomasa:

La biomasa aprovechable energéticamente es el bagazo y los residuos agrícolas cañeros. El bagazo representa entre un 25 % y 30 % de los tallos verdes molidos y es el residuo fibroso de este proceso; se obtiene según los datos de laboratorio con un 50 % de humedad; también de datos de laboratorio se tiene que, por cada hectárea cosechada es posible obtener anualmente 13,5 toneladas de bagazo, equivalentes a 2,7 de toneladas de combustible equivalente, (tce = 37,5 MJ/kg).

El uso de los residuos agrícolas cañeros como combustible depende ante todo de la posibilidad de su recolección.

Actualmente la caña se cosecha en forma mecanizada por medio de cosechadoras que reintegran 50 % de los residuos agrícolas cañeros al campo; posteriormente, en centros de acopio y limpieza de la caña cosechada se separa 50 % de los residuos agrícolas que vienen del campo.

Como promedio es posible recolectar 3,75 t de residuos agrícolas cañeros por hectárea de caña cosechada, equivalentes a 0,62 tce, según datos de laboratorio.

Características de la biomasa como combustible:

El término biomasa, en sentido amplio, se refiere a cualquier tipo de materia orgánica que ha tenido su origen inmediato como consecuencia de un proceso biológico. El conocimiento de la composición y propiedades de los recursos biomásicos es de fundamental importancia para evaluar su potencialidad como materia prima en los procesos de conversión térmica.

En esta sección se presenta la información bibliográfica sobre la composición de los residuos de la industria azucarera en cuanto a sus principales constituyentes, así como en términos de análisis inmediato y elemental.

Asimismo, se revisan los datos sobre el poder calorífico de estos residuos. Además, se comparan estas composiciones y propiedades con las de otros recursos utilizados como combustibles sólidos.

En las propiedades del bagazo y los residuos agrícolas cañeros, como combustible influye un grupo de factores agrícolas e industriales que actúan sobre la caña de azúcar como materia prima.

Dentro de las agrícolas se pueden citar: grado de mecanización de la cosecha, variedad y edad de la caña, tipo de suelo y condiciones climáticas.

Entre los factores industriales están: grado de preparación de la caña para su molienda en el Tándem de molinos, presión y desgaste de los molinos, así como la cantidad y temperatura del agua de inhibición.