



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

POSGRADO EN INGENIERÍA

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA

ESTUDIO TÉRMICO Y ELÉCTRICO PARA EL REDISEÑO
DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y BOMBEO DE AGUA DE UN
COMPLEJO INDUSTRIAL EN EL MAR

T E S I S

PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA (ÁREA ENERGÍA)

P R E S E N T A:

ING. LIBORIO HUANTE PÉREZ

DIRECTOR DE TESIS:

DR. JAVIER E. AGUILLÓN MARTÍNEZ

TEMIXCO MORELOS, MÉXICO

NOVIEMBRE DEL 2003



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA


AGRADECIMIENTOS

Al creador, por estar siempre presente en mi vida y permitirme concluir esta importante etapa profesional.

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: LIBORIO HUANTE PÉREZ

FECHA: 20 / ENERO / 2004

FIRMA: 

A mis padres Rosa María Pérez Figueroa y Liborio Huante Chávez y hermanos: Rosa María, Jesús María Guadalupe, Herlinda, María del Pilar y José Alberto, por su apoyo de siempre, su amor y comprensión.

A mis sinodales: Dr. Javier E. Aguillón Martínez, Dr. Jorge Islas Samperio, Dr. Alejandro M. Arriola Medellín, Dr. José Gerardo Torres Toledano e Ing. Augusto Sánchez Cifuentes, por su esfuerzo, apoyo y experiencia, la cual me permitió concluir este último esfuerzo escolar.

Al Centro de Investigación en Energía y la Universidad Nacional Autónoma de México, por la oportunidad de seguir preparándome profesionalmente.

A mis compañeros de trabajo del Instituto de Investigaciones Eléctricas por brindarme su amistad, apoyo, comprensión y experiencia en todo momento.

A todos mis amigos que siempre están a mi lado regalándome su ayuda, cariño y comprensión.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE TABLAS	III
ÍNDICE DE FIGURAS.....	V
RESUMEN.....	VI
NOMENCLATURA.....	VIII
OBJETIVO	1
JUSTIFICACIÓN.....	2
INTRODUCCIÓN.....	4
1. ANTECEDENTES.....	7
1.1. SISTEMAS DE BOMBEO.....	7
1.1.1. Descripción del sistema considerado.....	9
1.1.2. Bombas de captación.....	10
1.1.2.1. Condiciones de diseño.....	10
1.1.2.2. Condiciones de operación.....	12
1.1.3. Sistema de bombeo de proceso.....	14
1.1.3.1. Condiciones de diseño.....	15
1.1.3.2. Condiciones de operación.....	16
1.2. SISTEMA DE FILTRACIÓN.....	17
1.3. VARIADORES DE VELOCIDAD.....	19
1.3.1. Aplicación de variadores de velocidad en bombas.....	21
1.4. TURBOGENERADORES.....	22
1.4.1. Condición de diseño.....	24
1.4.2. Condiciones de operación.....	26
1.5. CONCLUSIONES.....	30
2. METODOLOGÍAS UTILIZADAS.....	32
2.1. METODOLOGÍA DE BOMBAS.....	33
2.2. METODOLOGÍA DE VARIADORES DE VELOCIDAD.....	35
2.3. METODOLOGÍA DE TURBOGENERADORES.....	36
2.4. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	39
2.5. CONCLUSIONES.....	44
3. REDISEÑO DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO	46
3.1. EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO.....	46
3.2. REDISEÑO DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO.....	52
3.2.1. Desincorporación de equipo.....	52
3.2.1.1. Desincorporación de equipo en condiciones actuales de operación.....	52
3.2.1.2. Desincorporación de equipo mediante el rediseño de la operación actual.....	53
3.2.2. Mejora de eficiencia del proceso con variador de velocidad.....	54
3.2.2.1. Potencial de ahorro de energía.....	55
3.2.3. Cambio de equipo por más eficiente.....	57
3.2.3.1. Cambio de 4 motores con condiciones óptimas de operación.....	58
3.3. CONCLUSIONES.....	60
4. REDISEÑO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	62
4.1. ALTERNATIVA G1.- TURBOGENERADOR ACTUAL A 9.2 Y 10.2 MW _E CON VENTA DE ELECTRICIDAD VÍA CABLE SUBMARINO.....	62
4.2. ALTERATIVAS G2 Y G3.-TURBOGENERADORES NUEVOS PARA USOS PROPIOS.....	63
4.2.1. Ventajas y desventajas.....	68

4.3.	ALTERNATIVA G4.-MOTOGENERADORES NUEVOS PARA USOS PROPIOS.	69
4.3.1.	<i>Ventajas y desventajas.</i>	72
4.4.	CONCLUSIONES.....	73
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE ALTERNATIVAS	76
5.1.	CONSIDERACIONES GENERALES.	77
5.2.	SISTEMAS DE BOMBEO.	77
5.2.1.	<i>Desincorporación de equipo.</i>	78
5.2.2.	<i>Evaluación económica de bombas de captación con variador de velocidad.</i>	78
5.2.2.1.	Evaluación económica por cambio de motores instalados por más eficientes.....	80
5.3.	SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.	81
5.3.1.	<i>Costo de generación de electricidad actual.</i>	82
5.3.2.	<i>Alternativa G1, turbogenerador a 9.2 y 10.2 MW.</i>	84
5.3.2.1.	Costos de generación de electricidad a 9.2 MW _e	84
5.3.2.2.	Beneficios por incremento de la generación de electricidad.....	86
5.3.2.3.	Evaluación económica.....	87
5.3.3.	<i>Alternativa G3, turbogenerador nuevo Solar Taurus para usos propios.</i>	87
5.3.3.1.	Costo de generación de electricidad.	87
5.3.3.2.	Beneficios por cambio de turbogenerador.....	89
5.3.3.3.	Evaluación económica.....	89
5.3.4.	<i>Alternativa G4, motogeneradores nuevos para usos propios.</i>	90
5.3.4.1.	Costo de generación de electricidad.	90
5.3.4.2.	Beneficios por cambio de turbogenerador.....	92
5.3.4.3.	Evaluación económica.....	92
5.3.5.	<i>Combinación de mejores alternativas.</i>	93
5.3.5.1.	Alternativa global AG1.	93
5.3.5.2.	Alternativa global AG2.	94
5.3.6.	<i>Análisis de sensibilidad de alternativas de rediseño.</i>	94
5.3.6.1.	Sensibilidad por variación del costo de inversión.....	95
5.3.6.2.	Sensibilidad por variación del costo de gas combustible.....	103
5.4.	CONCLUSIONES.....	110
6.	CONCLUSIONES	114
6.1.	ALTERNATIVAS Y POTENCIALES DE AHORRO.	114
6.2.	EVALUACIÓN ECONÓMICA.	116
6.3.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	117

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 DATOS DE DISEÑO DE LAS BOMBAS DE CAPTACIÓN DE AGUA DE MAR.....	11
TABLA 1.2 PORCENTAJE DE CARGA DE OPERACIÓN DE BOMBAS DE CAPTACIÓN.....	13
TABLA 1.3 EFICIENCIAS PROMEDIO DE MOTORES DE BOMBAS DE CAPTACIÓN.....	14
TABLA 1.4 DATOS GENERALES DE LAS BOMBAS DE PROCESO.....	15
TABLA 1.5 DATOS DE DISEÑO DE LAS BOMBAS DE PROCESO.....	15
TABLA 1.6 EFICIENCIA PROMEDIO DE MOTORES DE BOMBAS DE PROCESO.....	16
TABLA 1.7 PORCENTAJE DE CARGA DE OPERACIÓN DE BOMBAS DE PROCESO.....	16
TABLA 1.8 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE FILTRACIÓN.....	18
TABLA 1.9 CARACTERÍSTICAS DE VARIADORES ELECTRÓNICOS DE VELOCIDAD.....	21
TABLA 1.10 DATOS DE DISEÑO DEL TURBOGENERADOR LM-2500 A CONDICIÓN ISO (GT-PRO).....	25
TABLA 1.11 COMPARACIÓN DE CONDICIÓN ISO DE DATOS DEL FABRICANTE Y EL MODELO GT-PRO.....	26
TABLA 1.12 CONDICIONES AMBIENTALES ISO Y DE SITIO DE LOS TURBOGENERADORES.....	26
TABLA 1.13 COMPORTAMIENTO DEL TURBOGENERADOR EN CONDICIÓN DE SITIO.....	26
TABLA 3.1 RESULTADOS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA C1.....	46
TABLA 3.2 RESULTADOS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA C4.....	47
TABLA 3.3 RESULTADOS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA C5.....	47
TABLA 3.4 RESULTADOS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA C6.....	47
TABLA 3.5 RESULTADOS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA C7.....	47
TABLA 3.6 RESULTADOS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA C8.....	48
TABLA 3.7 RESULTADOS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA P1.....	48
TABLA 3.8 RESULTADOS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA P2.....	48
TABLA 3.9 RESULTADOS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA P3.....	48
TABLA 3.10 RESULTADOS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA P4.....	49
TABLA 3.11 RESULTADOS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA P5.....	49
TABLA 3.12 EFICIENCIAS DE OPERACIÓN DE BOMBAS DE CAPTACIÓN.....	50
TABLA 3.13 ALTERNATIVAS DE REDISEÑO DE BOMBAS CON VARIADOR DE VELOCIDAD.....	54
TABLA 3.14 POTENCIAL DE AHORRO DE ENERGÍA USANDO VARIADOR DE VELOCIDAD.....	57
TABLA 3.15 ALTERNATIVAS DE REDISEÑO POR CAMBIO DE MOTORES ELÉCTRICOS.....	58
TABLA 3.16 POTENCIAL DE AHORRO DE ENERGÍA USANDO MOTORES ELÉCTRICOS DE ALTA EFICIENCIA.....	60
TABLA 4.1 COMPORTAMIENTO DE LAS TURBINA TEMPEST Y TAURUS EN CONDICIONES ISO.....	64
TABLA 4.2 DESVIACIÓN ENTRE LOS DATOS DE FABRICANTE Y GT-PRO EN CONDICIONES ISO.....	64
TABLA 4.3 COMPORTAMIENTO DE LAS TURBINAS TEMPEST Y TAURUS EN CONDICIONES DE SITIO.....	64
TABLA 4.4 CARACTERÍSTICAS DE EQUIPOS DE GENERACIÓN DISPONIBLES PARA INSTALAR.....	70
TABLA 4.5 VARIABLES DEL MOTOGENERADOR.....	71
TABLA 4.6 RESUMEN DE ALTERNATIVAS DE REDISEÑO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	74
TABLA 5.1 PARÁMETROS ECONÓMICOS DE REFERENCIA.....	77
TABLA 5.2 PARÁMETROS DE REFERENCIA PARA LAS BOMBAS DE CAPTACIÓN.....	77
TABLA 5.3 PARÁMETROS DE REFERENCIA PARA MOTORES ELÉCTRICOS DE BOMBAS DE PROCESO.....	78
TABLA 5.4 BENEFICIOS POR CONCEPTO DE AHORRO DE ENERGÍA ANUAL EN BOMBAS DE CAPTACIÓN.....	79
TABLA 5.5 COSTOS DE INVERSIÓN DE VARIADORES DE VELOCIDAD EN BOMBAS DE CAPTACIÓN.....	79
TABLA 5.6 INDICADORES ECONÓMICOS DE BOMBAS DE CAPTACIÓN.....	80
TABLA 5.7 COSTOS POR EL CAMBIO DE MOTORES ELÉCTRICOS DE BOMBAS DE CAPTACIÓN.....	81
TABLA 5.8 BENEFICIOS POR CONCEPTO DE AHORRO DE ENERGÍA POR CAMBIO DE MOTORES ELÉCTRICOS.....	81
TABLA 5.9 INDICADORES ECONÓMICOS POR CAMBIO DE MOTORES ELÉCTRICOS EN BOMBAS DE CAPTACIÓN.....	81
TABLA 5.10 PARÁMETROS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ACTUAL.....	82
TABLA 5.11 DATOS GENERALES DE LA CONDICIÓN ACTUAL DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....	84
TABLA 5.12 COSTOS ANUALES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A CONDICIÓN ACTUAL.....	84
TABLA 5.13 COSTOS ANUALES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A 9.2 Y 10.2 MW.....	85
TABLA 5.14 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVA G1.....	87
TABLA 5.15 COSTOS ANUALES DE GENERACIÓN DE TURBOGENERADOR SOLAR TAURUS.....	89
TABLA 5.16 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVA G3.....	90
TABLA 5.17 COSTOS ANUALES DE GENERACIÓN DE LOS MOTOGENERADORES.....	91
TABLA 5.18 INDICADORES ECONÓMICOS DE ALTERNATIVA G4.....	92
TABLA 5.19 COSTOS Y BENEFICIOS DE ALTERNATIVA GLOBAL AG1.....	93
TABLA 5.20 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVA AG1.....	93

TABLA 5.21 COSTOS Y BENEFICIOS DE ALTERNATIVA GLOBAL AG2.	94
TABLA 5.22 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVA AG2.....	94
TABLA 5.23 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POR INVERSIÓN DE VPN POR ALTERNATIVA.	95
TABLA 5.24 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POR INVERSIÓN DE TIR POR ALTERNATIVA.....	96
TABLA 5.25 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POR INVERSIÓN DE RBC POR ALTERNATIVA.	97
TABLA 5.26 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POR INVERSIÓN DE PRC POR ALTERNATIVA.	97
TABLA 5.27 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POR COMBUSTIBLE DE VPN POR ALTERNATIVA.....	103
TABLA 5.28 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POR COMBUSTIBLE DE TIR POR ALTERNATIVA.	104
TABLA 5.29 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POR COMBUSTIBLE DE RCB POR ALTERNATIVA.....	105
TABLA 5.30 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POR COMBUSTIBLE DE PRC POR ALTERNATIVA.	105
TABLA 5.31 RESUMEN DE ALTERNATIVAS CON VARIADORES DE VELOCIDAD.	111
TABLA 5.32 RESUMEN DE ALTERNATIVAS CON CAMBIO DE MOTORES ELÉCTRICOS.	112
TABLA 5.33 RESUMEN DE ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....	112
TABLA 5.34 RESUMEN DE ALTERNATIVAS GLOBALES DE REDISEÑO.	112
TABLA 6.1 POTENCIALES DE AHORRO PARA ALTERNATIVAS CON VARIADOR DE VELOCIDAD Y CAMBIO DE MOTORES.....	115
TABLA 6.2 POTENCIALES DE AHORRO PARA ALTERNATIVAS CON TURBOGENERADORES	116
TABLA 6.3 RESUMEN DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS.	117

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 DIAGRAMA GENERAL DEL COMPLEJO.....	3
FIGURA 1.1 TIPOS DE BOMBAS EN EL COMPLEJO.	9
FIGURA 1.2 DIAGRAMA GENERAL DEL SISTEMA DE BOMBEO.	10
FIGURA 1.3 SISTEMA DE CAPTACIÓN DE AGUA DE MAR.	11
FIGURA 1.4 CURVAS DE DISEÑO DE LAS BOMBAS DE CAPTACIÓN.....	11
FIGURA 1.5 REQUERIMIENTOS DE FLUJO DE AGUA.	12
FIGURA 1.6 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS BOMBAS DE CAPTACIÓN	14
FIGURA 1.7 SISTEMA DE BOMBAS DE PROCESO	14
FIGURA 1.8 CURVAS DE DISEÑO DE LAS BOMBAS DE PROCESO.....	15
FIGURA 1.9 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS BOMBAS DE PROCESO	16
FIGURA 1.10 SISTEMA DE FILTRACIÓN.....	18
FIGURA 1.11 VARIADOR DE VELOCIDAD DE ESTADO SÓLIDO.	21
FIGURA 1.12 DIAGRAMA DE FLUJO DE UNA TURBINA DE GAS.	23
FIGURA 1.13 DIAGRAMA INTERNO DE UNA TURBINA DE GAS.	24
FIGURA 1.14 VARIACIÓN DE LA GENERACIÓN NETA RESPECTO A LA TEMPERATURA AMBIENTE	26
FIGURA 1.15 POTENCIA PROMEDIO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....	28
FIGURA 1.16 COMPORTAMIENTO DE EFICIENCIA RESPECTO A LA POTENCIA DE GENERACIÓN.....	29
FIGURA 1.17 VARIACIÓN DEL RÉGIMEN TÉRMICO RESPECTO A LA POTENCIA DE GENERACIÓN.	29
FIGURA 1.18 CONSUMO DE COMBUSTIBLE RESPECTO A LA POTENCIA DE GENERACIÓN	29
FIGURA 2.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA DE BOMBAS.....	33
FIGURA 2.2 PUNTOS DE MEDICIÓN DE PRESIONES DE LA BOMBA.	34
FIGURA 2.3 PUNTOS DE MEDICIÓN DE PRESIONES DEL SISTEMA.	34
FIGURA 2.4 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA DE VARIADORES DE VELOCIDAD.	35
FIGURA 2.5 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA DE TURBOGENERADORES.	38
FIGURA 2.6 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS.	40
FIGURA 3.1 COMPORTAMIENTO DE LA EFICIENCIA DE BOMBAS DE CAPTACIÓN	51
FIGURA 3.2 COMPORTAMIENTO DE LA EFICIENCIA DE BOMBAS DE PROCESO	51
FIGURA 3.3 DESINCORPORACIÓN DE 2 BOMBAS A CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN	53
FIGURA 3.4 DESINCORPORACIÓN DE 1 BOMBA A CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN.....	53
FIGURA 3.5 DESINCORPORACIÓN DE TRES BOMBAS MEJORANDO LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN.....	54
FIGURA 4.1 RÉGIMEN TÉRMICO RESPECTO A LA POTENCIA DE GENERACIÓN (TEMPEST).....	65
FIGURA 4.2 EFICIENCIA RESPECTO A LA POTENCIA DE GENERACIÓN (TEMPEST).....	66
FIGURA 4.3 CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE RESPECTO A LA POTENCIA DE GENERACIÓN (TEMPEST).....	66
FIGURA 4.4 CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE RESPECTO A LA POTENCIA DE GENERACIÓN (SOLAR TAURUS).....	67
FIGURA 4.5 RÉGIMEN TÉRMICO RESPECTO A LA POTENCIA DE GENERACIÓN (SOLAR TAURUS)	67
FIGURA 4.6 EFICIENCIA RESPECTO A LA POTENCIA DE GENERACIÓN (SOLAR TAURUS).	68
FIGURA 4.7 FOTOGRAFÍA DE UN MOTOGENERADOR PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.	69
FIGURA 4.8 CONSUMO DE COMBUSTIBLE RESPECTO A LA POTENCIA DE GENERACIÓN.	71
FIGURA 4.9 RÉGIMEN TÉRMICO RESPECTO A LA POTENCIA DE GENERACIÓN.....	71
FIGURA 4.10 EFICIENCIA RESPECTO A LA POTENCIA DE GENERACIÓN.....	72
FIGURA 5.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VPN POR INVERSIÓN EN VARIADORES DE VELOCIDAD DE BOMBAS.	99
FIGURA 5.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE TIR POR INVERSIÓN EN VARIADORES DE VELOCIDAD DE BOMBAS.....	99
FIGURA 5.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VPN POR INVERSIÓN EN MOTORES DE ALTA EFICIENCIA BOMBAS.	100
FIGURA 5.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE TIR POR INVERSIÓN EN MOTORES DE ALTA EFICIENCIA DE BOMBAS.....	100
FIGURA 5.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VPN POR INVERSIÓN EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....	101
FIGURA 5.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE TIR POR INVERSIÓN EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.	101
FIGURA 5.7 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VPN POR INVERSIÓN EN ALTERNATIVA GLOBAL.	102
FIGURA 5.8 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE TIR POR INVERSIÓN EN ALTERNATIVA GLOBAL.....	102
FIGURA 5.9 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VPN POR COMBUSTIBLE EN BOMBAS CON VARIADOR.	106
FIGURA 5.10 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE TIR POR COMBUSTIBLE EN BOMBAS CON VARIADOR.	107
FIGURA 5.11 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VPN POR INVERSIÓN EN MOTORES EFICIENTES.	107
FIGURA 5.12 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE TIR POR COMBUSTIBLE EN MOTORES EFICIENTES.....	108
FIGURA 5.13 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VPN POR COMBUSTIBLE EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.	108
FIGURA 5.14 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE TIR POR COMBUSTIBLE EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....	109
FIGURA 5.15 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VPN POR COMBUSTIBLE EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.	109
FIGURA 5.16 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE TIR POR COMBUSTIBLE EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....	110

RESUMEN

La actividad principal de este complejo industrial es el bombeo de agua, el cual lo realiza mediante dos sistemas. El primer grupo de bombas succiona el agua de mar para enviarla a un sistema de filtración para separar las impurezas. El agua filtrada se introduce al segundo grupo de bombas para alimentar el agua requerida por el proceso del complejo. La electricidad requerida por el complejo se genera con un turbogenerador con capacidad instalada de 17.1 MWe, teniendo otro equipo de igual capacidad como respaldo.

Este estudio se justifica considerando la necesidad de reducir los costos de operación por consumo de energía eléctrica en el complejo. Dicha reducción se realizará mediante el rediseño de la generación de electricidad y del consumo de electricidad de los sistemas de bombeo de captación y de bombeo a proceso.

La disminución de los consumos de electricidad de los sistemas de bombeo se pretende realizar mediante el uso de variadores de velocidad, debido a que los requerimientos del complejo cambian con el tiempo y el variador de velocidad permite reducir los consumos de electricidad cuando se operan las bombas a cargas parciales. Otra forma de reducir dicho consumo en estos equipos es mediante el cambio de los motores eléctricos por sus equivalentes de alta eficiencia.

El rediseño de la generación de electricidad se pretende realizar mediante el cambio de los turbogeneradores actuales por aquellos que satisfagan la demanda máxima actual y futura del complejo, o por medio de la venta de la energía eléctrica sobrante del complejo.

La situación actual de los sistemas de bombeo de agua mostró una marcada disminución de la eficiencia de operación respecto a su diseño, encontrando valores de 14.7 a 27.2 puntos porcentuales para las bombas de captación y de 2.3 a 13.8 para las bombas de proceso.

Se plantearon 4 tipos de alternativas de rediseño:

- La desincorporación de bombas, ya que actualmente se tienen operando 3 de 8 bombas de captación y 3 de 5 bombas de proceso.
- La instalación de variadores de velocidad para reducir el consumo de electricidad en bombas de acuerdo al requerimiento de agua.
- El cambio de motores eléctricos por sus equivalentes de alta eficiencia.
- El cambio de los turbogeneradores actuales a la capacidad requerida o el incremento de la generación, vendiendo la electricidad sobrante.

Las alternativas que plantean la instalación de variadores de velocidad para el rediseño de los sistemas de bombeo, consideraron 3 equipos para las bombas de captación y 2 para las bombas de proceso. Los potenciales de ahorro de electricidad de estas bombas de captación son de 1.5, 2.0 y 3.4 millones de kWh/año. Los potenciales de ahorro de las bombas de proceso son de 1.5 y 0.8 millones de kWh/año (ver tabla 6.1).

Las alternativas de rediseño que plantean el cambio de motores eléctricos por sus equivalentes de alta eficiencia, consideran 4 opciones para las bombas de captación y 2 para las bombas de proceso. Los potenciales de ahorro de electricidad de las bombas de captación son de 0.41, 0.38, 0.38 y 0.25 millones de kWh/año. Los potenciales de ahorro de las bombas de proceso son de 0.49 y 0.26 millones de kWh/año.

Las mejores alternativas desde el punto de vista técnico que arrojan mayores potenciales de ahorro de energía son la instalación de 2 variadores de velocidad para las bombas de captación y 2 variadores para las bombas de proceso, lo cual cumple con los esquemas de la A2, A3, P1 y P2. Se tiene también el cambio de 6 motores para las bombas de captación y 4 motores para las de proceso.

De acuerdo a los indicadores económicos evaluados de las alternativas de rediseño por instalación de variadores de velocidad, se encontró que las 5 alternativas propuestas son económicamente rentables, con valor presente neto de 0.46 a 3.4 millones de dólares, tasa interna de retorno de 18.8 a 92.3%, relación beneficio costo de 1.5 a 6.1 y periodo de recuperación de capital de 1.2 a 6.9 años. Por lo anterior, se requiere la inversión de 3 variadores de velocidad, dos para las bombas de captación y uno para las de proceso, la cual cubre los requerimientos de las alternativas A2, A3, P1 Y P2.

Los indicadores económicos aplicados para el cambio de motores de bombas por sus equivalente de alta eficiencia, mostraron que las 6 alternativas evaluadas son económicamente rentables y que las más convenientes de aplicar para cubrir las dos condiciones de flujo son la A2-2M, A3-2M, P1-4M Y P2-2M, con valor presente neto de 180,932 a 322,727 dólares, tasa interna de retorno de 23.4 a 69.4%, relación beneficio costo de 1.8 a 5.1 y periodo de recuperación de capital de 2.1 a 5.4 años por lo cual se requiere la inversión de 4 motores para las bombas de captación y 2 para las de proceso.

La mejor alternativa de generación de electricidad.

Las alternativas de rediseño del sistema de generación de electricidad mostraron que la alternativa más conveniente de aplicar desde el punto de vista económico fue el incrementar la generación a 10.2 MWe y exportar 5.2 MWe a un complejo (alternativa G1), con valor presente neto mayor a 20 millones de dólares, tasa interna de rendimiento de 61.8 a 72.2%, relación beneficio costo de 2.7 a 3.1 y periodo de recuperación de capital de 1.5 a 1.8 años. La alternativa G3 no es conveniente su consideración para su aplicación, ya que su VPN y TIR son negativas.

NOMENCLATURA

Parámetro	Unidad	Abreviatura
Añualidad	USD	A
Ahorro de energía eléctrica	kWh/año	AE
Ahorro en demanda con variador de velocidad	kW	AD
Ahorro en otros conceptos	USD/año	AO
Altura de descarga	m	A_{des}
Altura de succión	m	H_{suc}
Año de variación de una suma.	---	j
Año parcial de evaluación de una variable.	---	k
Carga hidráulica estática	mH ₂ O	H_s
Carga hidráulica total	mH ₂ O	H_t
Carga total con el variador de velocidad	mH ₂ O	H_{vv}
Constantes de regresión lineal de eficiencia de variador de velocidad	---	C_1, C_2 y C_3
Costo	USD	C_i
Costo anual de combustible	USD	CA_c
Costo anual de inversión	USD	CA_i
Costo de anual de operación y mantenimiento	USD	CA_{om}
Costo de generación a 4 MWe	USD/kWh	$C_{4\ MWe}$
Costo de generación a 5.2 MWe	USD/kWh	$C_{5.2\ MWe}$
Costo de generación a 9.2 MWe	USD/kWh	$C_{9.2\ MWe}$
Costo de generación adicional	USD/kWh	C_1
Costo de generación de electricidad	USD/kWh	C_g
Costo de generación original	USD/kWh	C_o
Costo de generación total	USD/kWh	C_T
Costo del combustible	USD/m ³	C_C
Costos de combustibles	USD/año	CC
Costos de diversos.	USD/año	CD
Costos de mantenimiento.	USD/año	CM
Costos de operación.	USD/año	CO
Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos en el Sector Eléctrico.		COPAR
Demanda eléctrica	kW	DE_{op}
Demanda eléctrica con variador de velocidad	kW	DE_{vv}
Demanda eléctrica de operación	kW	DE_{ope}
Eficiencia del conjunto motor - bomba	%	η_{m-b}
Eficiencia del variador de velocidad	%	η_{vv}
Flujo	l/s	Q
Flujo anual de combustible	m ³ /año	F_C
Flujo calculado a velocidad reducida	l/s	Q_x
Flujo de agua de operación	l/s	Q_{ope}
Flujo de caja en el año n.	USD/año	FC_n
Flujo de caja.	USD/año	FC
Frecuencia	Hz	Hz
Generación anual de electricidad	kWh/año	G_a
Generación de electricidad a 4 MWe	KWh/año	$G_{4\ MWe}$
Generación de electricidad a 5.2 MWe	KWh/año	$G_{5.2\ MWe}$
Generación de electricidad a 9.2 MWe	KWh/año	$G_{9.2\ MWe}$
Generación de electricidad adicional	KWh/año	G_1
Generación de electricidad original	KWh/año	G_o
Generación de electricidad total	KWh/año	G_T
Horas de operación de la bomba	h/año	H_{ope}
Horas de operación del turbogenerador por año	h/año	H_{op}

Longitud	m	I
Período de recuperación de capital.	años	PRC
Peso	kg	P
Poder calorífico de combustible	kJ/kg	P_{CC}
Por ciento de velocidad requerida con variador de velocidad		%V
Porcentaje	%	%
Potencia en miles de Watts eléctricos	kWe	
Potencia en millones de Watts eléctricos	MWe	
Potencia de generación	kWe	P_g
Potencia hidráulica		P_h
Potencia hidráulica requerida por la bomba con variador de velocidad	kW	P_{hvv}
Precio de generación de energía eléctrica.	USD/kWh	PG
Presión	bar	P
Presión	mmHg	
Presión barométrica	mmHg	P_{bar}
Presión de columna	mH ₂ O	P
Presión de descarga	mH ₂ O	P_{des}
Presión de succión	mH ₂ O	P_{suc}
Reducción de potencia hidráulica con variador de velocidad	kW	RP_{hvv}
Régimen térmico	kJ/kg	RT
Relación beneficio – costo.	---	RBC
Tasa de descuento.	%	i
Tasa de rendimiento mínima atractiva.	%	TREMA
Tasa interna de retorno.	%	TIR
Temperatura	°C	T
Tiempo	d	d
Tiempo	h	h
Tiempo	s	s
Total de beneficios anuales.	USD/año	TBA
Total de costos anuales.	USD/año	TCA
Valor presente de beneficios.	USD	VPB
Valor presente de costos.	USD	VPC
Valor presente del beneficio al año n.	USD	VPB_n
Valor presente del costo al año n.	USD	VPC_n
Valor presente del flujo de caja en el año n.	USD	$VPFC_n$
Valor presente neto.	USD	VPN
Valor presente total de beneficios.	USD	VPTB
Valor presente total de costos.	USD	VPTC
Valor presente.	USD	VP
Velocidad angular	rpm	
Velocidad de giro de la bomba con variador de velocidad	rpm	V_{vv}
Velocidad de rotación	rpm	
Vida útil del proyecto	años	N
Volumen	m ³	V

OBJETIVO

Realización de un estudio de rediseño y análisis técnico económico de los sistemas de generación de energía eléctrica y bombeo de agua de un complejo industrial.

OBJETIVOS PARTICULARES

- Evaluación de la operación actual del sistema de generación de electricidad, sistema de bombeo de agua de captación y sistema de bombeo de agua a proceso.
- Rediseño de los sistemas de generación de electricidad y bombeo de agua de acuerdo a las condiciones actuales de operación.
- Rediseño de la generación de energía eléctrica mediante el uso de turbogeneradores nuevos con capacidad acorde con las necesidades actuales.
- Rediseño del uso de electricidad de los sistemas de bombeo de agua de captación y agua a proceso mediante el uso de variadores de velocidad y motores de alta eficiencia.
- Análisis económico y de sensibilidad para las alternativas técnicamente factibles de aplicar.

JUSTIFICACIÓN.

Una instalación industrial se diseña para cumplir con los requerimientos de los diferentes sistemas integrados en el mismo, de modo tal que se satisfagan las demandas de energía para sus diferentes condiciones de operación. Una vez que la instalación está terminada y funcionando, las condiciones de operación cambian de acuerdo a las nuevas condiciones del proceso y a los requerimientos de los sistemas. Dichos cambios provocan en la mayoría de los casos la reducción de la eficiencia de operación, por lo que se hace necesario realizar estudios para el rediseño de los equipos y sistemas que se ven afectados en su operación.

La electricidad requerida por el complejo se genera con un turbogenerador con capacidad instalada de 17.1 MWe, teniendo otro equipo de igual capacidad como respaldo.

La actividad principal de este complejo industrial es el bombeo de agua, el cual lo realiza mediante dos sistemas. El primer grupo succiona el agua de mar para enviarla a un sistema de filtración para separar las impurezas. El agua filtrada se introduce al segundo grupo de bombas para alimentar el agua requerida por el proceso del complejo.

La disminución de los requerimientos totales de agua a proceso provocó que el agua de captación se redujeran 64% (de 1,840 a 670.0 l/s), lo cual provoca tanto cambio en la forma de operación de las bombas como su rediseño para mejorar la eficiencia de operación. Para el caso de las bombas de proceso, la reducción fue de 63% (de 1,380 a 515.3 l/s).

La reducción de la demanda de electricidad provocada a su vez por la reducción de los requerimientos de bombeo de agua, ha ocasionó que actualmente se genere electricidad a un 28% de la capacidad instalada, reduciendo significativamente la eficiencia de generación de dichos turbogeneradores.

Los otros sistemas del complejo industrial son consumidores de electricidad (incluidos en la demanda máxima) y no contribuyen significativamente respecto a los consumos de energía térmica o de combustibles.

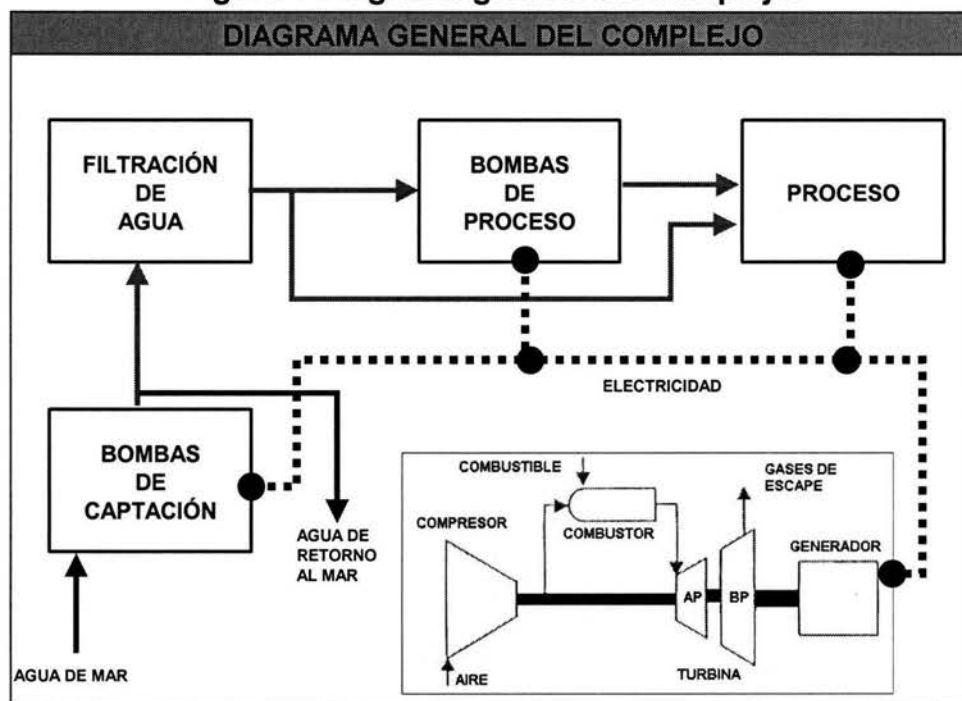
Los cambio en el bombeo de agua y demanda de electricidad hacen necesario rediseñar estos dos sistemas para mejorar la eficiencia de operación del complejo.

Este estudio se justifica considerando la necesidad de reducir los costos de operación por consumo de energía eléctrica en el complejo. Dicha reducción se realizará mediante el rediseño de la generación de electricidad y del consumo de electricidad de los sistemas de bombeo de captación y de bombeo a proceso.

La disminución de los consumos de electricidad de los sistemas de bombeo se pretende realizar mediante el uso de variadores de velocidad, debido a que los requerimientos del complejo cambian con el tiempo y el variador de velocidad permite reducir los consumos de electricidad cuando se operan las bombas a cargas parciales. Otra forma de reducir dicho consumo en estos equipos es mediante el cambio de los motores eléctricos por sus equivalentes de alta eficiencia.

El rediseño de la generación de electricidad se pretende realizar mediante el cambio de los turbogeneradores actuales por aquellos que satisfagan la demanda máxima actual y futura del complejo, o por medio de la venta de la energía eléctrica sobrante del complejo.

Figura 1 Diagrama general del complejo.



Fuente: Diagrama de diseño del complejo.

INTRODUCCIÓN

Para el rediseño de un sistema o conjunto de sistemas que integran la instalación industrial, es fundamental tener conocimiento de las características de diseño y operación de los equipos y de sus perspectivas de crecimiento o reducción a futuro.

El complejo industrial en este trabajo de tesis esta integrado por los siguientes sistemas principales:

- Sistema de bombeo de agua de captación.
- Sistema de filtración de agua.
- Sistema de bombeo de agua a proceso.
- Sistema de generación de electricidad.

El diseño original de estas instalaciones se calculó para dos tipos de bombeo de agua: de captación y a proceso. El bombeo total de agua de captación de diseño es de 1,840 l/s, mientras que el de agua a proceso es de 1,380 l/s. La operación actual se realiza al 36.4% para agua de captación y de 37.3% para agua a proceso. Lo anterior provoca que los consumos unitarios tanto en la generación de electricidad como de los sistemas de bombeo se incrementaron significativamente. La capacidad instalada de generación de electricidad por cada turbogenerador es de 17.1 MWe, manteniendo una demanda total actual del complejo de solo 5 MWe (27.8% de capacidad).

Debido a la ubicación de este complejo, la electricidad requerida se genera en el mismo sitio mediante dos turbogeneradores, manteniendo uno en operación y el segundo de respaldo. Esta instalación ha operado por 11 años, con un remanente de vida útil de 14 años, los cuales son los considerados como período de evaluación para los análisis económicos.

Los sistemas contenidos en el bloque denominado "proceso" requiere solo de energía eléctrica para su operación y queda fuera de los objetivos de este estudio, por lo que solo se tomará en cuenta la demanda total de electricidad para el rediseño de la generación de los turbogeneradores, la cual permanece constante a lo largo de la evaluación.

La información contenida en este estudio se obtuvo bajo un marco de confidencialidad que no permite revelar la procedencia de la información, la ubicación del complejo industrial, ni los datos originales obtenidos de dichas instalaciones, solo presenta información general y los resultados obtenidos del rediseño de los sistemas evaluados.

Los resultados de este estudio son de suma importancia para nuestro país debido a los altos consumos de energía de los equipos y sistemas principales evaluados en este complejo y a la posibilidad de obtener ahorros significativos de energía mediante el rediseño tanto de la generación de electricidad como de su consumo. En forma adicional, se puede hacer notar también su importancia debido a la dificultad para obtener esta información como sus resultados.

La información de turbogeneradores nuevos es muy difícil de obtener, por lo que se utilizaron dos herramientas de la Compañía "Thermoflow Inc." para obtener las curvas características de funcionamiento: la primera para la condición "ISO" con el Software "GT-Pro" y la segunda para la condición de "SITIO", con el Software "GT-Master".

En el capítulo 1 se describen los antecedentes de este estudio, en el cual se presentan las condiciones de diseño y operación de los sistemas de bombeo de agua de captación y de bombeo de agua a proceso, así como del sistema de generación de electricidad. Se hace también una descripción general de los tipos de bombas utilizados, variadores de velocidad, sistema de filtración y turbogeneradores.

En el capítulo 2 se describen las metodologías utilizadas para la evaluación de los equipos que integran este estudio, así como el procedimiento para el cálculo de los potenciales de ahorro de energía por la instalación de los variadores de velocidad, cambio de motores por sus equivalentes de alta eficiencia, cambio de turbogeneradores y la evaluación económica de las alternativas de rediseño.

En el capítulo 3 se evalúan los equipos de bombeo de agua de captación y de proceso, se definen sus alternativas de rediseño, se calculan los potenciales de ahorro de energía por la instalación de variadores de velocidad y por cambio de motores eléctricos por sus equivalentes de alta eficiencia.

En el capítulo 4 se evalúa el sistema de generación de electricidad, se definen sus alternativas de rediseño, se calculan los nuevos costos unitarios de generación y por cambio de equipos por los requeridos para la demanda máxima de potencia actual.

En el capítulo 5 se realiza la evaluación económica de las alternativas seleccionadas en los capítulos 3 y 4 y se realiza el análisis de sensibilidad de las mismas, considerando la variación de 10% y 20% mayor y menor en los costos de inversión; de la misma forma se realiza para el costo de combustible. Adicionalmente se definen 2 alternativas que engloban las mejores alternativas de rediseño con variador de velocidad, cambio de motores eléctricos y sistema de generación de electricidad.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

1. ANTECEDENTES

En este capítulo se describen las condiciones de diseño y operación de los equipos que integran los sistemas de bombeo de agua de captación y bombeo de agua a proceso, como sistema principal del complejo. Para esto, se recopiló la información necesaria para la evaluación de dichos sistemas de bombeo. Esta información es de carácter confidencial, por lo que solo se anexan en las tablas correspondientes las principales variables para su evaluación.

Las bombas de captación instaladas son 8 de tipo vertical, operando actualmente 3 unidades. La carga de succión de estas bombas es de 20 metros de altura, descargando a un cabezal para suministrar el agua a dos trenes de filtración. Las variables a evaluar en estas bombas son la potencia al freno y la eficiencia de las mismas, así como la desincorporación de aquella que por las condiciones actuales de operación no son necesarias y solo ocasionan mayores costos de mantenimiento.

Las bombas de agua a proceso succionan el líquido del cabezal de salida de los dos trenes de filtración, descargando a un cabezal que envía el agua hacia el proceso. Están instaladas 5 bombas de tipo horizontal, manteniendo actualmente en operación solo dos de ellas y 3 están de respaldo. Las variables a evaluar en estas bombas son las mismas que las presentadas en el párrafo anterior para las bombas de captación.

En este capítulo se hace también un análisis de los principales tipos de variadores de velocidad de estado sólido para su aplicación a los dos tipos de bombas, de modo tal que en el capítulo 3 se realice la evaluación para la reducción de los consumos de electricidad.

La capacidad instalada de generación de electricidad de cada turbogenerador es de 17.1 MWe, manteniendo una demanda máxima actual de 5 MWe (27.8% de capacidad). Estas instalaciones han operado por 11 años, con un remanente de vida útil de 14 años, los cuales son los considerados como período de evaluación para los análisis económicos. El tiempo total de operación promedio es de 8,616 horas por año.

Debido a la dificultad para obtener información de turbogeneradores nuevos, se utilizaron dos herramientas de la Compañía "Thermoflow Inc." para obtener las curvas características de funcionamiento de dichos equipos: la primera para la condición "ISO" con el Software "GT-Pro" y la segunda para la condición de "SITIO" con el Software "GT-Master".

1.1. **Sistemas de bombeo.**

Las bombas de agua centrífugas se clasifican habitualmente atendiendo a los siguientes criterios.

Por tipo de flujo:

- Axial.
- Radial.
- Mixto.

Por el tipo de impulsores:

- Unicelulares.
- Multicelulares.

Por la disposición del eje de rotación:

- Verticales.
- Horizontales.

De todos estos criterios de clasificación, el más operativo de cara a la elección previa de un determinado diseño es el último de los mencionados, ya que raramente se decide "a priori" si el grupo a instalar ha de tener tal o cual tipo de flujo o un número de impulsores establecido.

De cualquier forma dicho criterio no establece una clasificación única ya que, por ejemplo, en determinados casos, una bomba de diseño horizontal puede disponerse verticalmente, o una bomba sumergida bien puede instalarse en posición horizontal. Hecha esta aclaración a continuación desarrollaremos brevemente cada uno de los diseños citados en este último criterio.

Bombas horizontales.

Su característica más representativa es la de estar ubicados la bomba y el motor en superficie. La conexión más común entre ambos es la unión directa para motores eléctricos; y la de poleas y correas o eje Cardan, en motores Diesel o en bombas movidas por toma de fuerza de tractor.

Los modelos de bombas horizontales más usados son del tipo unicelular (un solo impulsor), de aspiración axial (esta se produce por el centro del impulsor) e impulsión lateral. Su capacidad de elevación en altura manométrica, difícilmente supera los 60-70 metros. Pueden ir acopladas a un motor generalmente eléctrico (bombas monoblock) o ser suministradas con eje libre, para su acople al motor deseado, para lo cual habrá de disponerse de un soporte común a motor y bomba y un acoplamiento entre ambos ejes. En estos casos la alineación correcta de los dos elementos es fundamental para prevenir posibles averías de los cojinetes de ambas máquinas, entre otras.

Cuando se pretende conseguir una mayor altura manométrica, se suele recurrir a utilizar bombas con varios impulsores montados en serie (bombas multicelulares). Con esta disposición se consigue multiplicar por el número de impulsores existentes, la altura manométrica proporcionada por uno de ellos para un mismo caudal.

Un paso adelante en el diseño de las bombas de tipo horizontal está representado por las bombas de cámara partida. Este tipo de máquinas se caracterizan por permitir el acceso directo a los órganos móviles de la bomba sin necesidad de desmontar la instalación, facilitando de este modo las labores de inspección y mantenimiento. Suelen presentar doble aspiración axial en sentidos contrapuestos, consiguiendo un gran equilibrio hidráulico. Los apoyos del eje de la bomba se realizan en sus dos extremos minimizando los esfuerzos de flexión.

Bombas verticales.

Son grupos pensados para pozos profundos en donde el nivel dinámico del agua se encuentra a mas de 5 m. Su característica principal es la de estar sumergida la bomba (a la profundidad que requiera el nivel dinámico) y el motor instalado en superficie. La transmisión se realiza mediante un eje, a veces de decenas de metros, que se instala en el interior de la tubería de impulsión, sujetado mediante cojinetes. Cuando la profundidad empieza a ser importante (no es aconsejable su instalación a mas de 80-90 m de profundidad) este modelo de grupos deja de ser interesante por diversos motivos, entre otros, que al no ser perfecta al 100% la verticalidad del eje se producen desgastes y averías, al elevado costo de la instalación, las grandes pérdidas de rendimiento y lo costoso del mantenimiento.

La Figura 1.1 muestra los dos tipos de bombas utilizados en el complejo.

1.1.1. Descripción del sistema considerado.

El proceso de bombeo de agua esta integrado por los siguientes sistemas (ver Figura 1.2):

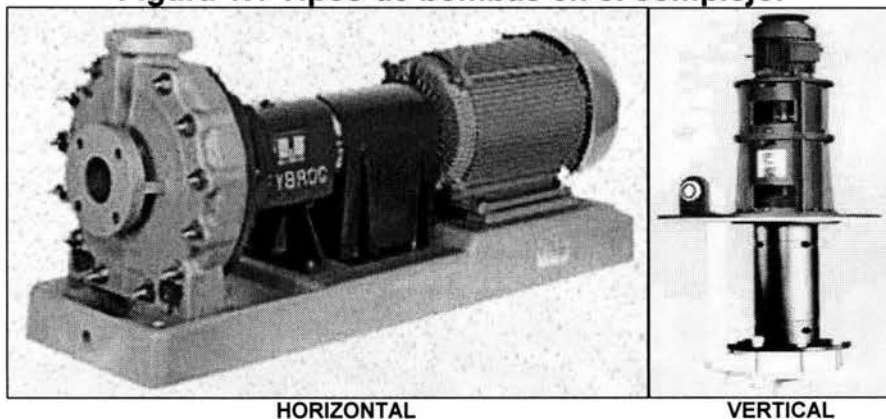
- Sistema de bombas de captación.
- Sistema de bombas de proceso.

El sistema de bombas de captación succiona el agua de mar para entregarla a un cabezal de descarga, en el cual a su vez divide el flujo de agua en dos corrientes. Cada corriente de agua alimenta a un tren de filtros para eliminar la materia sólida de pequeñas plantas y animales del agua de mar que no se logró filtrar por las rejillas del cárcamo de succión.

Estas bombas tienen válvula de control de flujo, lo cual permite su operación a cargas parciales, cuando así el proceso lo requiere. Dicho control provoca que la presión de descarga de las bombas se incremente debido a la estrangulación provocada por las válvulas mencionadas.

El agua succionada en exceso por las bombas de captación que no es requerida por el proceso, se regresa al mar mediante una tubería que sale del cabezal de descarga hacia el mar.

Figura 1.1 Tipos de bombas en el complejo.



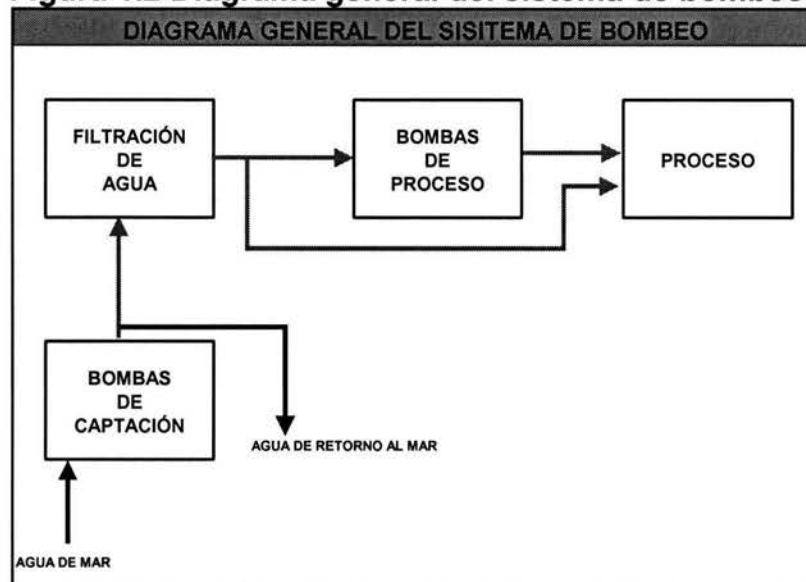
HORIZONTAL
Fuente: Manual de fabricante de bombas.

VERTICAL

El agua de descarga de los filtros es succionada en un cabezal por las bombas de proceso, las cuales envían el agua tratada y filtrada para su uso en los diferentes procesos del complejo industrial.

El consumo de energía se realiza en los dos sistemas de bombeo, a diferencia del sistema de filtración de agua, en el que solo se tiene caída de presión en los filtros, por lo que no se analiza en este estudio y solo se incluye como parte del circuito de agua.

Figura 1.2 Diagrama general del sistema de bombeo.



Fuente: Diagrama de diseño del complejo.

1.1.2. Bombas de captación.

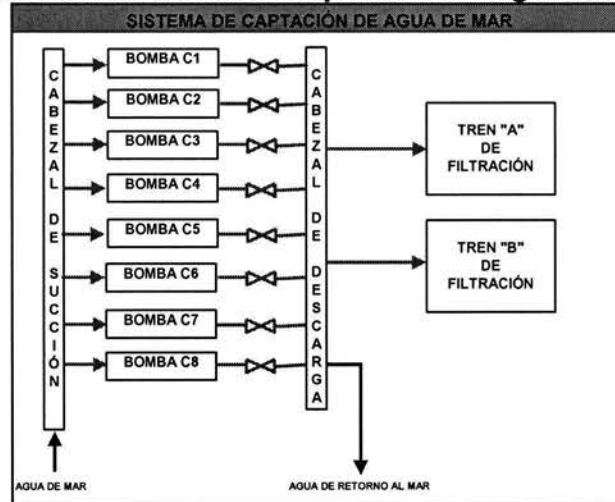
El sistema de captación de agua de mar consta de 8 bombas de 671.4 kWe (900 HP), las cuales succionan el agua de mar 20 metros por debajo del eje de la misma, descargando el flujo de agua en un cabezal que alimentan dos trenes de 5 filtros, denominados A y B. En caso de tener agua en exceso, el cabezal de descarga de las bombas esta habilitado para descargar al mar el agua no requerida por el proceso (Ver Figura 1.3).

1.1.2.1. Condiciones de diseño.

El sistema de captación de agua de mar está diseñado para satisfacer los requerimientos de flujo total de 1,840 l/s, este servicio se suministra con 8 bombas manteniendo 6 en operación y 2 como respaldo. Las variables de diseño de las bombas de captación de agua de mar se presentan en la tabla 1.1.

La Figura 1.4 muestra las curvas de comportamiento de diseño de la bomba de captación respecto a su carga y eficiencia. En dicha figura se observa que el punto de diseño (intersección de las curvas de carga y del sistema) esta ubicado en el punto máximo de la curva de eficiencia (81.0 %). Lo anterior es un indicativo de que el diseño de la bomba es adecuado.

Figura 1.3 Sistema de captación de agua de mar.



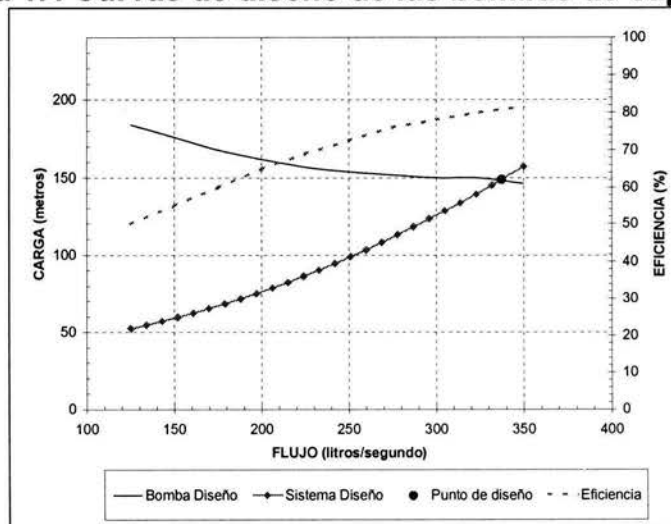
Fuente: Diagrama de diseño del complejo.

Tabla 1.1 Datos de diseño de las bombas de captación de agua de mar.

CONCEPTO	DATO	UNIDADES
Altura de succión	20	m
Presión de succión	atmosférica	kg/cm ²
Presión de descarga	14.2	kg/cm ²
Peso específico del agua de mar	1.025	kg/l
Flujo de agua	337.5	l/s
Velocidad de giro de la bomba	1,750	rpm
Eficiencia de la bomba	81.0	%
Potencia del motor eléctrico	671.4	kWe

Fuente: Datos de diseño del fabricante.

Figura 1.4 Curvas de diseño de las bombas de captación



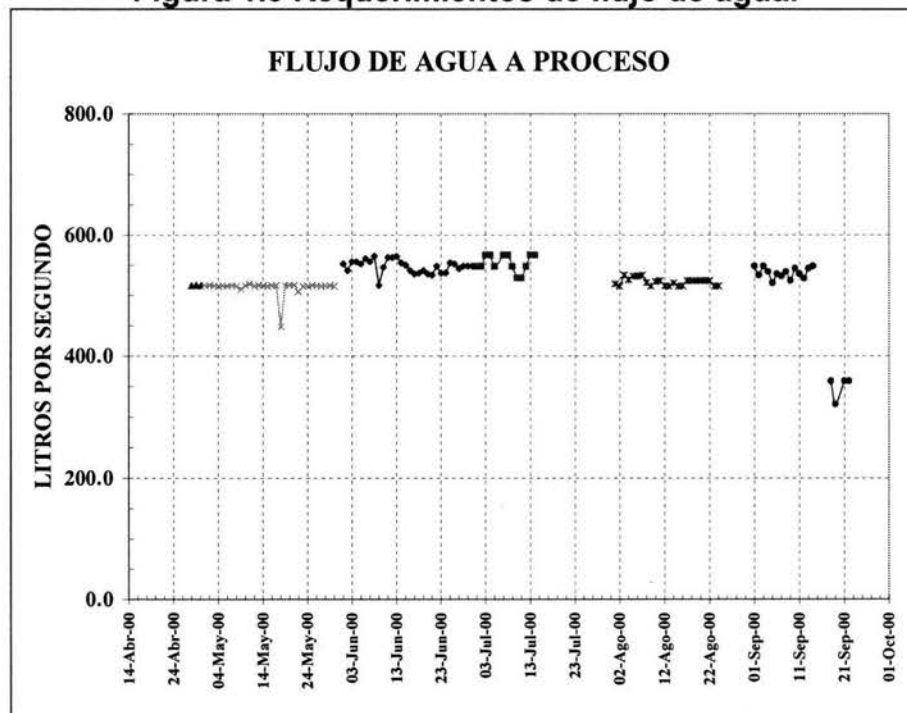
Fuente: Curvas de diseño del fabricante de las bombas.

1.1.2.2. Condiciones de operación.

En el transcurso de los últimos 10 años los requerimientos de agua del proceso han disminuido considerablemente debido a la disminución de la demanda de agua, dicha disminución se debe a los cambios en la política del complejo originados por los cambios a su vez de la demanda del proceso; por tal razón, el sistema de bombeo de captación ha tenido que sacar de operación varias bombas y reducir al mismo tiempo el flujo de operación actual, dicha operación se realiza actualmente a flujo total de 670 l/s. Considerando los pronósticos de esta instalación a futuro, se estima que el flujo de agua oscilará entre 430.7 y 670 l/s.

En la Figura 1.5 se muestra el gráfico de flujo total de agua del sistema para los meses de abril a septiembre de 2000, y se observa que el flujo de agua para el primer período de abril a mayo fue de 515 l/s; para los meses de junio y julio el flujo osciló entre los 515 y 589 l/s, y en el mes de agosto y hasta el 18 de septiembre, el flujo osciló entre los 515 y 552 l/s. A partir del 19 de septiembre el flujo se redujo entre 322 y 359 l/s.

Figura 1.5 Requerimientos de flujo de agua.



Fuente: Elaboración propia con datos de operación del sistema de bombeo complejo.

De las 8 bombas instaladas (con capacidad de diseño de cada una de 337.5 l/s) solo 3 de ellas operaron normalmente a la capacidad total de bombeo de 515 l/s, al 51% de capacidad c/u y 2 bombas a la capacidad total de bombeo de 430.7 l/s, al 64% de capacidad c/u.

La limpieza de los filtros de agua requiere una bomba para realizar el retrolavado, quedando las bombas restantes como respaldo y/o capacidad excedente. Dicho retrolavado se realiza de manera intermitente, dependiendo de la calidad del agua succionada.

La reducción de flujo de agua en las bombas de captación se realiza mediante una válvula de estrangulación a la salida de las mismas, incrementando la presión de salida y al mismo tiempo causando problemas adicionales en la tubería de fibra de vidrio. Para solucionar el problema causado de alta presión se instaló una válvula reductora de presión.

La Tabla 1.2 muestra el porcentaje de carga actual para estas bombas, la cual se calculó con la información de demanda de potencia de operación respecto a la de diseño. Dicho cálculo muestra que la carga actual es del orden entre 60 y 70%, lo cual es una carga baja.

Los requerimientos de bombeo de captación a las condiciones actuales requerirían de 2 bombas para satisfacer la demanda de agua, pero actualmente operan 3 de ellas, como se muestra en la Figura 1.6. En el capítulo 3 se plantea la solución para el rediseño de estas instalaciones.

La Tabla 1.3 presenta las eficiencias de diseño y las de operación para los motores eléctricos de las bombas de captación, mostrando una disminución de 1.64%. Dichas eficiencias se obtuvieron midiendo directamente las variables eléctricas de potencia al freno y demanda de electricidad. Esta pérdida de eficiencia se debe principalmente a la edad del equipo (operan desde 1991) y a los bajos niveles de carga de operación.

Se puede pensar que es poca la diferencia en eficiencia de operación respecto a la de diseño, pero un punto porcentual de eficiencia de estos equipos de gran capacidad representa grandes ahorros de energía; más aun, si se comparan con los equipos nuevos de fabricantes nacionales, los cuales reportan una eficiencia de diseño de 95.8% en motores de capacidad similar. Se pueden encontrar la eficiencia "premium" para motores de 224 kWe, con valores por arriba de 96 %; por lo que la eficiencia para la capacidad de 671 kWe, no puede ser menor a dicho valor, dado que son equipos de mayor capacidad.

Tabla 1.2 Porcentaje de carga de operación de bombas de captación.

Bomba	Potencia nominal (kWe)	Potencia medida (kWe)	Carga (%)
C1	671.4	449.2	66.91
C6	671.4	428.7	63.85
C7	671.4	490.5	73.05
Promedio	671.4	456.1	67.94

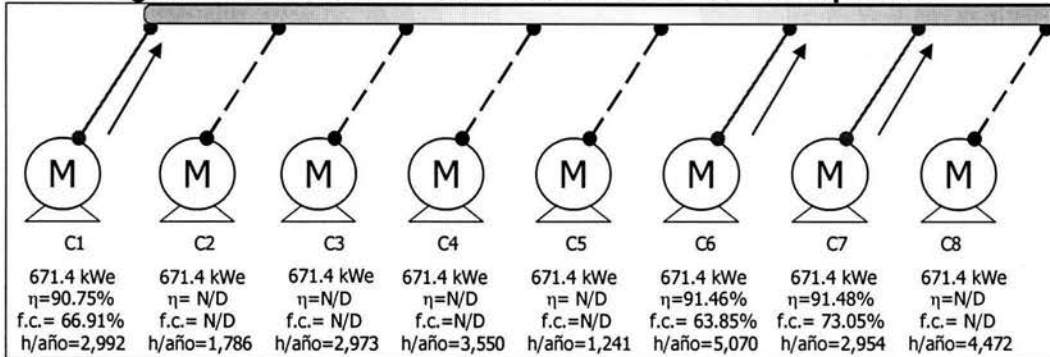
Fuente: Datos medidos en el complejo.

Tabla 1.3 Eficiencias promedio de motores de bombas de captación

Bomba	Eficiencia de diseño (%)	Eficiencia medida (%)	Diferencia (%)
C1	92.39	90.75	1.64
C6	92.39	91.46	0.93
C7	92.39	91.48	0.91
Promedio	92.39	91.23	1.16

Fuente: Datos de diseño y operación del complejo.

Figura 1.6 Situación actual de las bombas de captación



N/D = Dato no disponible por estar fuera de operación

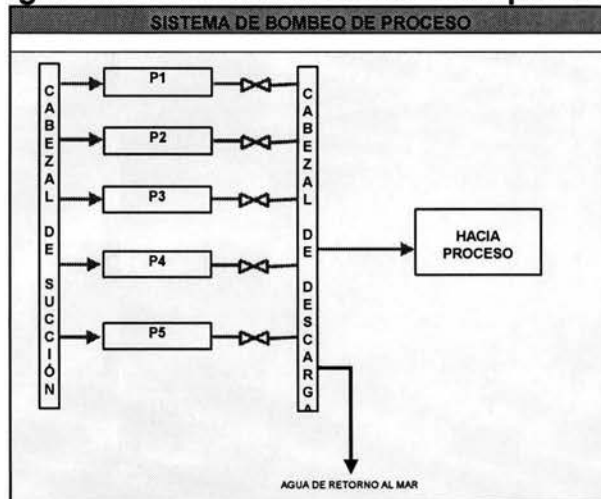
f.c. = Factor de servicio

Fuente: Elaboración propia con datos de diseño y operación del complejo.

1.1.3. Sistema de bombeo de proceso.

El sistema de bombas de proceso consta de 5 unidades, que succionan el agua del cabezal a la salida de los tanques deaeradores ubicados después de los filtros de agua, a una presión de 1 bar. La descarga de estas bombas se realiza a un cabezal a presión entre 16.7 y 19.6 bar, suficiente para las necesidades del proceso. La clasificación usada para la identificación de dichas bombas es de P1 a P5. El diagrama que describe el sistema de bombas de proceso, se presenta en la Figura 1.7.

Figura 1.7 Sistema de bombas de proceso



Fuente: Diagrama de diseño del complejo.

1.1.3.1. Condiciones de diseño.

Los datos generales de diseño de estas bombas se presentan en la tabla 1.4. En la Tabla 1.5 se muestran las variables de diseño de dichas bombas.

En la Figura 1.8 se muestra las curvas de diseño de eficiencia, carga y del sistema, observándose que el punto de diseño está ubicado en la intersección de las curvas de carga de la bomba y del sistema, las cuales están a su vez ubicadas en el punto de máxima eficiencia (83%). Esto es indicador que el diseño de la bomba es el adecuado.

Tabla 1.4 Datos generales de las bombas de proceso

CONCEPTO	DATO
Año de fabricación	1987
Control de succión	Motoválvulas
Tipo	Vertical
Número de pasos	2
Clasificación	P1 a P5

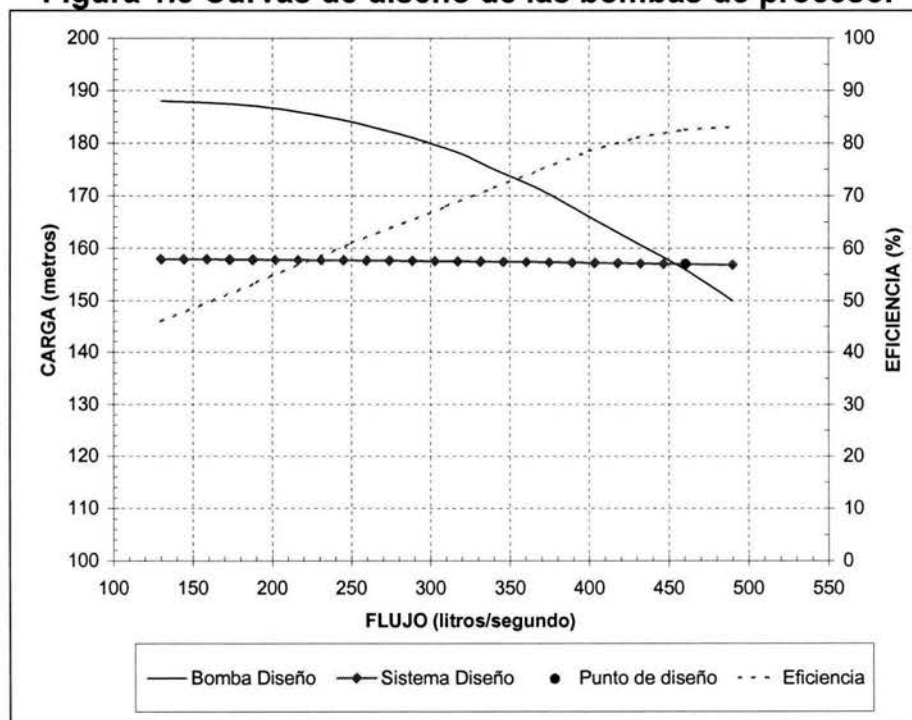
Fuente: Datos de diseño del fabricante.

Tabla 1.5 Datos de diseño de las bombas de proceso

CONCEPTO	DATO	UNIDADES
Presión de succión	1 – 1.2	bar
Presión de descarga	17 – 20	bar
Peso específico del agua de mar	1.02	kg/l
Flujo de agua	460	l/s
Velocidad de giro de la bomba	1,740	rpm
Potencia del motor eléctrico	933	kWe
Carga dinámica total incluyendo pérdidas	156	m

Fuente: Datos de diseño del fabricante.

Figura 1.8 Curvas de diseño de las bombas de proceso.



Fuente: Curvas de diseño del fabricante de las bombas.

1.1.3.2. Condiciones de operación.

Se realizaron mediciones de potencia al freno y demanda eléctrica en las bombas de proceso mediante un dispositivo que monitorea las principales variables eléctricas de los motores eléctricos, con los cuales se conoce la eficiencia de dichos motores eléctricos. La Tabla 1.6 muestra los resultados de dichas mediciones.

La eficiencia eléctrica de los motores de las bombas de proceso disminuyó respecto a su diseño 1.5 %. Esta pérdida de eficiencia es atribuible a la edad del equipo (han operado por 10 años), y con bajos niveles de carga de operación actual.

La carga de estas bombas se calculó midiendo la potencia de operación respecto al diseño, como se muestra en la Tabla 1.7. Los requerimientos de bombeo a las condiciones actuales demandan solo el funcionamiento de 2 bombas de proceso, como se muestra en la Figura 1.9.

Tabla 1.6 Eficiencia promedio de motores de bombas de proceso

Bomba	Eficiencia de diseño (%)	Eficiencia medida (%)	Diferencia (%)
P1	93.13	92.00	1.13
P2	93.13	91.63	1.5
P5	93.13	92.38	0.75
Promedio	93.13	92.00	1.13

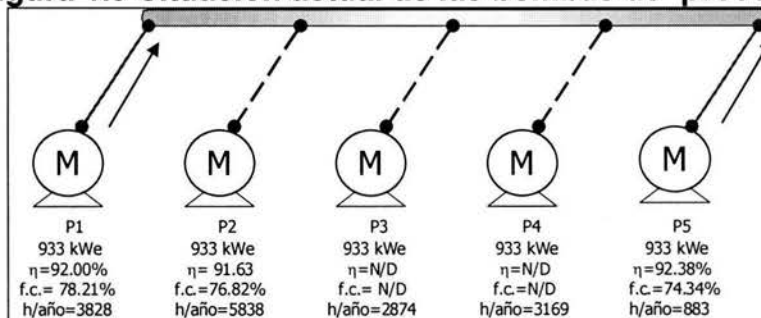
Fuente: Datos medidos en el complejo.

Tabla 1.7 Porcentaje de carga de operación de bombas de proceso.

Bomba	Potencia nominal (kWe)	Potencia medida (kWe)	Carga (%) &
P1	932.5	729.3	78.21
P2	932.5	716.3	76.82
P5	932.5	693.2	74.34
Promedio	932.5	712.9	76.45

& El % de carga es el cociente de la potencia medida y la potencia nominal.
Fuente: Datos medidos en el complejo.

Figura 1.9 Situación actual de las bombas de proceso



N/D = Dato no disponible por estar fuera de operación

f.c. = Factor de servicio

Fuente: Elaboración propia con datos de diseño y operación del complejo.

1.2. Sistema de filtración.

La filtración a través de lechos empacados es una de las aplicaciones de flujo de fluidos más conocida. El objetivo de la filtración es separar los sólidos contenidos en fluidos forzando su paso a través de membranas porosas. Las partículas sólidas son atrapadas dentro de los poros de la membrana y forman una capa sobre la superficie de la misma. El fluido pasa a través del lecho de sólidos y a través de la membrana de retención.

Para obtener un rendimiento razonable en la filtración industrial se disminuye la resistencia al flujo mediante el incremento del área de filtración sin aumentar el tamaño total del aparato de filtración.

La selección del equipo de filtración depende de factores como se describe a continuación:

- Viscosidad del fluido
- Densidad del fluido
- Reactividad química
- Tamaño de las partículas sólidas
- Flujo de material a manejar
- Concentración de la pasta alimentada

Los tipos de filtros más comunes son:

- Filtros de arena
- Filtros prensa
- Filtro rotatorio horizontal
- Filtros de vacío
- Filtros centrífugos

El filtro usado en la instalación industrial es del tipo arena, el cual se describe a continuación:

El filtro de arena es el más sencillo usado en la industria, que consiste en varias capas de piedra, grava y arena sostenidas por una rejilla. El flujo se alimenta por la parte superior de la capa de arena y pasa a través del lecho por gravedad. Se usan solamente cuando se trabaja con grandes flujos de pastas muy diluidas, cuando tanto el producto sólido como líquido no tienen un alto valor unitario y cuando el producto sólido no va a ser recuperado. Después de un periodo de operación, el lecho se limpia por medio de un flujo de agua a contracorriente.

La aplicación más común se da en plantas de tratamiento de aguas.

El circuito de agua desde las bombas de agua de captación hasta las bombas de proceso pasa por un sistema de filtración, el cual alimenta a las bombas de proceso.

En la Figura 1.10 se muestra el sistema de filtración lo constituyen 10 filtros tipo cama, en los que se introduce el agua del cabezal de salida de las bombas de captación por medio de dos cabezales en paralelo. Cada cabezal alimenta el agua a 5 filtros ya sea en paralelo o en serie, dependiendo de las necesidades de operación y filtración, además de tener la opción de sacar de operación cualquier filtro para su mantenimiento. La descarga de cada tren de filtros pasa a un deaerador para eliminar el aire contenido en el agua. El agua obtenida de los deaeradores pasa a un cabezal de alimentación de agua de las bombas de proceso. La clasificación usada para la identificación de los filtros es de A1 a A5 para el tren de filtración "A", y B1 a B5 para el tren "B".

De estos 10 filtros operan 9 de ellos normalmente independientemente de la capacidad total de bombeo.

El sistema de filtración consistente en 10 filtros con capacidad de diseño de 230 l/s cada uno. El sistema fue diseñado para operar a un flujo total de filtración de agua de 1,840 l/s, manteniendo en operación 9 filtros y teniendo solo uno de reserva para el mantenimiento y retrolavado.

El sistema de filtración de agua está construido para retener el 98% de las partículas sólidas mayores o iguales a dos micras. El sistema filtrante consta de camas de antracita, granate fino y granate grueso como lo muestra la tabla 1.8.

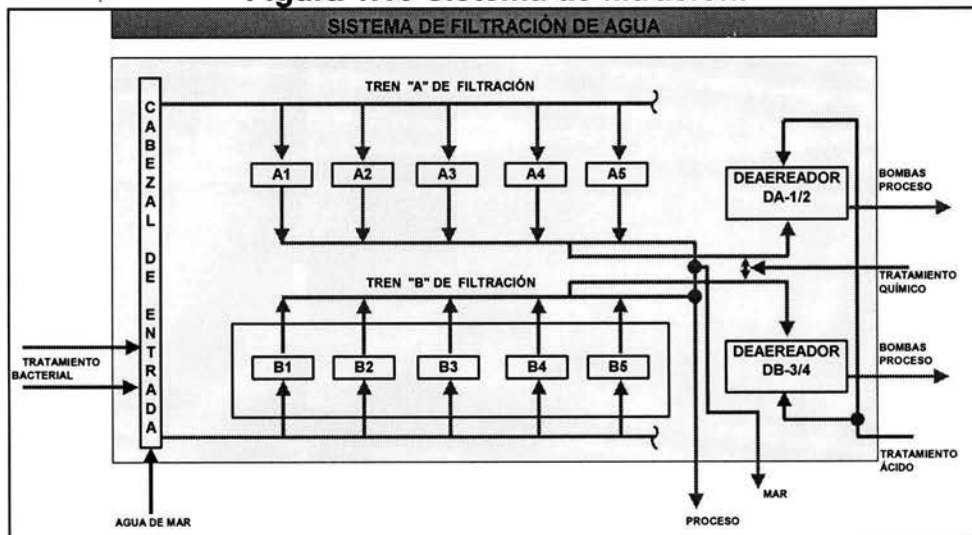
A la salida del sistema de filtración se tienen dos tanques deaeradores que operan un por cada tren de filtración. Estos tanques remueven el aire contenido en el agua filtrada para posteriormente ser succionada por las bombas de proceso.

Tabla 1.8 Características del sistema de filtración

CONCEPTO	ALTURA (cm)	GRANULOMETRÍA (mm)
Antracita	45	0.8 - 0.9
Granate fino	45	0.30
Granate grueso	32.5	14.0

Fuente: Datos de diseño del fabricante.

Figura 1.10 Sistema de filtración.



Fuente: Diagrama de diseño del complejo.

Estos equipos son alimentados con el flujo y presión de agua proveniente del sistema de captación, y no requieren de energía ya sea térmica o eléctrica adicional para su funcionamiento. La presión de operación de los filtros es de 10 bar a la entrada.

1.3. Variadores de velocidad.

Los variadores de velocidad electrónicos son dispositivos usados para el control de velocidad de motores eléctricos de corriente alterna mediante el ajuste de la velocidad del motor para satisfacer los requerimientos de carga de la bomba.

Por lo general, las motobombas instaladas en plantas industriales operan en muchas ocasiones a menor carga nominal que su diseño. Como consecuencia de esto, surgió la necesidad de controladores o variadores de velocidad que logran disminuir el consumo de energía eléctrica cuando la operación se realiza a carga parcial. Estos equipos se basan en componentes electrónicos de conmutación y representan un nicho tecnológico para los fabricantes de motores y los fabricantes e integradores de maquinaria.

Los motores de inducción de corriente alterna son adecuados para la aplicación de este tipo de dispositivos, cuyo requisito es una velocidad casi constante. Los beneficios de su uso son:

- Mejora de la eficiencia energética
- Rediseño de los procesos
- Capacidad ajustable fácilmente
- Arranque suave

Una solución al problema referente a la reducción de flujo en las bombas de captación y al mismo tiempo a la alta presión a la salida de las bombas, es la instalación de reductores de velocidad para el control de flujo.

La metodología aplicada para el cálculo del potencial de ahorro de energía utilizando variadores de velocidad en las bombas de captación y de proceso se presenta en el capítulo 2, cuyos resultados se muestran en el capítulo 3.

Los avances en componentes electrónicos de potencia, circuitos y controles, han hecho que estos dispositivos de control de velocidad sean técnicamente factibles y económicamente rentables para ser instalados a las terminales del suministro de energía de un motor eléctrico cuando se requiere operar a cargas parciales. La Figura 1.12 muestra un diagrama típico de un variador de velocidad de estado sólido.

Los controles de velocidad variable constan básicamente de tres elementos que son:

- Rectificador.- Convierte el voltaje de corriente alterna de 60Hz a una señal de corriente directa por medio de diodos o rectificadores
- Filtro.- Este consiste en un capacitor o inductor o ambos, el cual alisa la señal de salida del rectificador y provee la reactancia necesaria de conmutación
- Inversor.- Este convierte la señal del rectificador en una señal de corriente alterna de frecuencia ajustable (mayor de 10 y menor de 60Hz.) y voltaje ajustable, manteniendo la relación de frecuencia y voltaje (V/Hz) aproximadamente constante.

Los tipos de variadores de velocidad electrónicos existentes para su aplicación en motores de inducción de corriente alterna son los siguientes:

- Inversor voltaje - fuente (IVF).
- Inversor corriente - fuente (ICF).
- Modulación ancho de pulso (MAP).

La Tabla 1.9 muestra las características de los tipos de control de variador de velocidad.

Los inversores corriente - fuente usan un inductor para filtrar el voltaje de la corriente directa rectificado. Esta corriente constante es suministrada al inversor, el cual produce una onda cuadrada de corriente para controlar el motor. Son usados en aplicaciones de alta inercia de carga superiores o iguales a 373 kWe (500 HP), debido a su diseño simple, capacidad regenerativa y bajo costo por HP.

Estos dispositivos no son usados en motores de bajo tamaño debido a que requieren un inductor muy grande en la etapa de rectificación de corriente directa.

Los inversores voltaje - fuente convierten el voltaje de línea de corriente alterna a voltaje de corriente directa con un rectificador. La salida del rectificador es filtrada con un capacitor e invertida a potencia de voltaje variable o de frecuencia variable en corriente alterna. El control de velocidad es obtenido por medio del control de frecuencia.

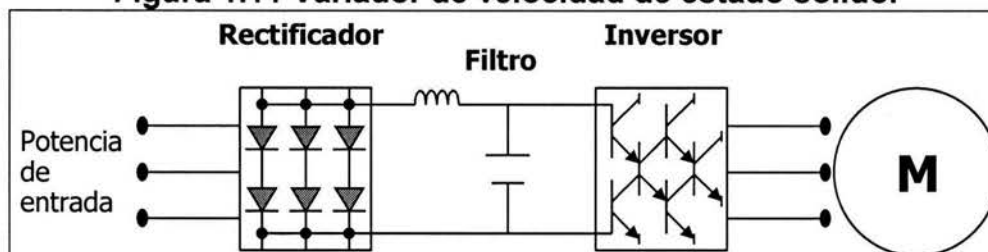
Este tipo de dispositivo se usa en aplicaciones de mediana o baja potencia. Son comparativamente simples en diseño y pueden usarse en múltiples motores. El rendimiento puede bajar durante su aplicación a bajas velocidades debido al bajo factor de potencia y a la ocurrencia ancha de pulsaciones, causando en ocasiones mal comportamiento.

Este tipo de dispositivos debe ser usado con equipos de filtración, pero estos últimos son caros.

La modulación ancho de pulso son los dispositivos más populares para el control de velocidad de motores mediante la variación de frecuencia, particularmente para motores menores de 200 HP. Tienen poco impacto en la calidad de potencia y requiere menor equipo de filtración. La señal que producen es "a chopper" de voltaje de amplitud total, lo cual permite controlar el motor en su rango total de velocidad. El diodo rectificador usado crea menor distorsión y requiere menor filtrado que otros tipos de variadores.

Este tipo de dispositivos mantiene el factor de potencia a lo largo del rango de velocidades y en motores menores de 187 kWe (250 HP) su costo, calidad de potencia y disponibilidad son mejores que otros tipos de variadores.

Figura 1.11 Variador de velocidad de estado sólido.



Fuente: Fuente: Adjustable-Speed Drives Project, Assessment Guide; ADM Associates, Inc., Wisconsin Center for Demand-Side Research, 1994.

Tabla 1.9 Características de variadores electrónicos de velocidad.

Característica	IVF	ICF	MAP
Control de torque	Voltaje - frecuencia	Corriente – voltaje - frecuencia	Corriente – voltaje - frecuencia
Número de motores	Múltiple	Uno	Múltiple
Impedancia del motor	Independiente	Dependiente	Independiente
Factor de potencia	Bajo 0.90s	Bajo 0.90s	Alto 0.94s
Eficiencia	Media	Baja	Alta
Harmónicas	Media	Alta	Baja
Distorsión de corriente	Media	Alta	Media

Fuente: Adjustable-Speed Drives Project, Assessment Guide; ADM Associates, Inc., Wisconsin Center for Demand-Side Research, 1994.

1.3.1. Aplicación de variadores de velocidad en bombas.

En general, los variadores de velocidad son recomendados para su instalación cuando:

- Se requiere potencia parcial en un equipo.
- El tiempo de operación anual a carga parcial es considerable.

Los variadores de velocidad pueden ser aplicados de acuerdo a diferentes condiciones de potencia requerida:

- Para cargas de torque variable, donde el torque varia de acuerdo a la velocidad del motor. Como por ejemplo: mezcladores industriales, bombas centrífugas, ventiladores, entre otros.
- Para cargas de potencia constante, donde la potencia se requiere constante, pero el torque decrece de acuerdo a la velocidad del motor Como por ejemplo la mayoría de las máquinas herramientas.
- Para control de velocidad, donde la potencia requerida permanece constante pero la velocidad cambia; por ejemplo, bombas de desplazamiento positivo, bandas transportadoras, extrusoras, trituradoras, entre otros

En nuestro caso de estudio, las bombas centrífugas están en la categoría de los variadores de velocidad de torque variable de acuerdo a la velocidad del motor. El torque en este caso es proporcional al cubo de la velocidad.

En el equipo de bombeo, los controles de flujo y de presión juega un papel importante. Con la ausencia de variadores de velocidad, el control de flujo se realiza mediante medios externos a la bomba mediante la restricción de flujo o la instalación de un circuito para la recirculación de parte del agua a la succión de la bomba. Otro medio de control de flujo es el uso de válvulas de estrangulación, lo cual incrementa la presión de descarga de la bomba.

Cualquiera de los métodos de control de flujo sin variador de velocidad tiene la desventaja de que se tiene un consumo mayor de energía. La reducción de flujo de agua a través de la bomba y la disminución de la presión de descarga de la bomba con el uso de variador de velocidad provocan que el motor requiere menor potencia que la requerida en condiciones normales de operación. En el capítulo 2 se muestra la metodología empleada para el cálculo del potencial de ahorro de electricidad mediante el uso de variadores de velocidad.

1.4. Turbogeneradores.

Un turbogenerador es un dispositivo que mediante una serie de procesos transforma la energía química del combustible en electricidad (Ver figura 1.12). Consta de los siguientes equipos:

- a) Compresor
- b) Combustor
- c) Turbina
- d) Generador

- Un **turbocompresor** que toma el aire ambiente (a p_1 y T_1) y lo comprime hasta p_2 (**evolución 1 - 2**). Este proceso se puede suponer adiabático. Idealmente es sin roce, pero en general es politrópica con roce.
- Luego el aire comprimido a p_2 pasa a la cámara de combustión. Allí se le agrega una cierta cantidad de combustible el que se quema. Al quemarse la mezcla, la temperatura de los gases sube hasta T_3 . La combustión es prácticamente isobárica (**evolución 2 - 3**).
- A continuación los gases calientes y a alta presión se expanden en la turbina T_1 . Esta turbina acciona el turbocompresor por medio de un eje. La expansión en la turbina es hasta las condiciones $3'$. Idealmente es expansión adiabática sin roce, pero en general es politrópica con roce (**evolución 3 - 3'**).
- Los gases de escape se siguen expandiendo a través de una segunda turbina de potencia hasta alcanzar la presión ambiente (p_4 , **evolución 3' - 4**). Esta turbina de potencia entrega trabajo al exterior. Típicamente el trabajo se usa para accionar el generador de electricidad

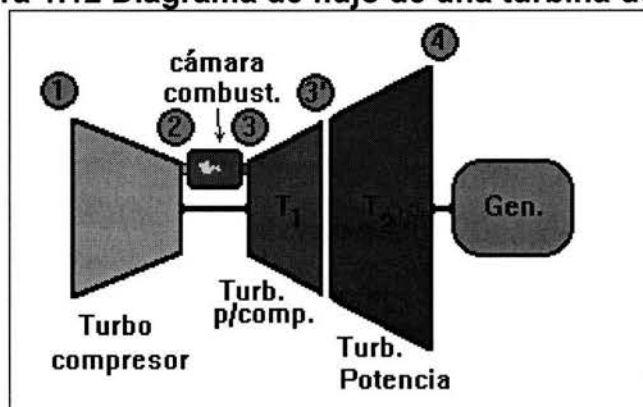
Considerando un diagrama Presión –Volumen se tendría lo siguiente (ver figura 1.13):

- En **1** se toma aire ambiente. Este se comprime hasta **2** según una adiabática (idealmente sin roce, normalmente una politrópica con roce).

- Luego el aire comprimido se introduce a una cámara de combustión. Allí se le agrega una cierta cantidad de combustible y este se quema. Al producirse la combustión se realiza la evolución **2-3**. Típicamente esta es isobárica (o casi isobárica, pues se pierde un poco de presión por roce). Como a la cámara de combustión entra tanto fluido como el que sale, la presión casi no varía. La temperatura T_3 es una temperatura crítica, pues corresponde a la mayor temperatura en el ciclo. Además también es la mayor presión. Por lo tanto los elementos sometidos a T_3 serán los más solicitados.
- A continuación viene la expansión de los gases hasta la presión ambiente. Esta expansión la debemos dividir en dos fases. En la primera (de **3** a **3'**) el trabajo de expansión se recupera en una turbina que sirve para accionar el compresor. En la segunda fase (de **3'** a **4**) existen dos opciones:
 - Si entre **3'** y **4** se instala una turbina, el trabajo de expansión se convierte en trabajo mecánico. Se trata de un **turbopropulsor** o lo que comúnmente se llama **turbina a gas**.
 - Si entre **3'** y **4** se sigue con la expansión de los gases en una tobera, el trabajo de expansión se convierte en energía cinética en los gases. Esta energía cinética sirve para impulsar el motor. Se trata de un **turboreactor** o lo que comúnmente se llama **un motor a reacción**.
- Finalmente los gases de combustión se evacuan a la atmósfera en **4**. La evolución **4-1** es virtual y corresponde al enfriamiento de los gases hasta la temperatura ambiente.

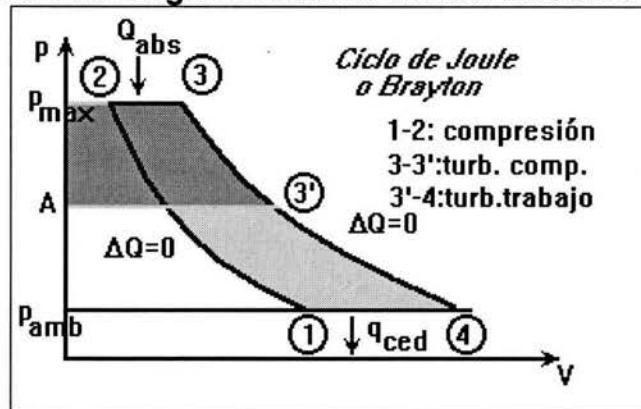
Las Figuras 1.12 y 1.13 muestran el diagrama interno de una turbina de gas y el diagrama a bloques de la misma, respectivamente.

Figura 1.12 Diagrama de flujo de una turbina de gas.



Fuente: Termotecnia, Universidad de Chile

Figura 1.13 Diagrama interno de una turbina de gas.



Fuente: Termotecnia, Universidad de Chile

1.4.1. Condición de diseño.

Un turbogenerador se diseña para operar a condición ideal denominada ISO¹; la cual está definida como condición estándar de operación a temperatura ambiente de 15°C, altura a nivel del mar (presión atmosférica de 1.03 bar) y 60% de humedad relativa del aire, dando a estas condiciones su máxima capacidad de generación de electricidad de diseño.

Sin embargo, como el compresor de la turbina es una máquina volumétrica que introduce el aire requerido para la combustión, dicho volumen de aire se ve afectado por cambios en las condiciones ambientales del lugar donde se instala el turbogenerador. A las condiciones ambientales donde se instala y funciona el turbogenerador se denomina condición de SITIO. Cuando la temperatura ambiente, humedad y altitud se incrementan, se reduce la cantidad de aire comprimido, reduciendo a su vez la capacidad del compresor para el suministro de aire para la combustión, reduciendo a su vez la potencia al freno de la turbina y por consiguiente la potencia de generación de electricidad.

El sistema de generación de energía eléctrica en la instalación considerada consta de dos turbogeneradores movidos por turbinas de gas del tipo LM-2500 marca General Electric, con capacidad de generación de electricidad de 19.5 MWe en condición ISO.

El simulador GT-Pro es un paquete de computadora de la firma Thermoflow, Inc., el cual contiene una base de datos de turbogeneradores fabricados en todo el mundo de capacidades que van desde 0.5 MWe hasta 254 MWe, para las diferentes marcas líderes como General Electric, Mitsubishi, ABB, Roll Roys, entre otras. Dicha base de datos contiene información de las curvas características de diseño a condición ISO y puede generar las curvas características para condiciones de SITIO que especifique el usuario, para conocer su comportamiento a diferentes condiciones ambientales.

Se utilizó el software GT-Pro para generar las curvas de diseño del turbogenerador GE LM-2500 en estudio con el fin de conocer su comportamiento en condición ISO y a la

¹ ISO 2314; 1989

condición de SITIO (las cuales son muy difíciles de conseguir con los proveedores). Las variables consideradas son las siguientes:

- Temperatura ambiente promedio de 27 °C.
- Temperatura ambiente máxima de 38 °C
- Humedad relativa del aire de 80%
- Altura sobre el nivel del mar de 20 metros.

En dicha simulación se consideró lo siguiente:

- Los equipos auxiliares del turbogenerador consumen 0.5 % de la generación total, el cual es un valor promedio de consumo en este tipo de turbinas.
- Factor de potencia del generador eléctrico de 80%, de acuerdo a los datos de diseño.

En la Tabla 1.10 se muestran las características de diseño del turbogenerador a condición ISO. En la Tabla 1.11 se comparan las características del turbogenerador para la condición ISO, de los datos reportados por el fabricante y los obtenidos de la simulación con GT-Pro. En la misma tabla se observa que las desviaciones de los parámetros más importantes que definen el comportamiento de los turbogeneradores son aceptables, ya que en el peor de los casos simulados dicha desviación fue del 2.8% en la eficiencia; contrariamente a esta, la variable que mejor se apegó a la simulación fue el flujo másico de aire con 0.42% de desviación.

La tabla 1.12 muestra las diferencias en las condiciones ISO y de SITIO para la evaluación de los turbogeneradores, observándose que la mayor diferencia se refiere a la altura sobre el nivel del mar y la humedad relativa. La Tabla 1.13 muestra las variables principales de los turbogeneradores en condición de SITIO obtenidas del GT-Pro, la cual no se pudo comparar con la del fabricante porque no se obtuvieron las curvas de diseño.

Comparando las variables de las condiciones ISO y de SITIO (Tablas 1.23 y 1.25), se puede observar que la disminución de generación de energía eléctrica provocada por las condiciones ambientales (reducción del flujo másico de aire en 15,000 kg/h), hace que la temperatura de gases de salida se incremente 12 °C, incrementando el régimen térmico de 10,444 a 10,801 kJ/kWh.

La Figura 1.14 muestra el comportamiento de la generación neta respecto a la temperatura ambiente, en la que se observa la disminución en la generación neta de electricidad al aumentar la temperatura ambiente. Comparando la generación neta de electricidad a 15 y 38°C de temperatura, se obtiene una disminución de 21%, equivalente a 4.0 MW_e.

Tabla 1.10 Datos de diseño del turbogenerador LM-2500 a condición ISO (GT-Pro).

CONCEPTO	DATO	UNIDADES
Velocidad de giro	3600	rpm
Temperatura de los gases de escape	498	°C
Relación de presiones del compresor	18.0	----
Flujo másico de aire	234,000	kg/h
Generación neta	19,104	kWe
Régimen térmico neto	10,444	kJ/kWh
Eficiencia neta	34.5	%

Fuente: Datos del fabricante

Tabla 1.11 Comparación de condición ISO de datos del fabricante y el modelo GT-Pro.

CONCEPTO	FABRICANTE	GT-Pro	DESVIACION (%)
Generación neta (kWe)	19,489	19,104	+1.9
Régimen térmico neto (kJ/kWh)	10,265	10,444	-1.7
Eficiencia neta (%)	35	34	+2.8
Flujo másico de aire (kg/h)	235,000	234,000	+0.42
Temperatura de gases de escape (°C)	494	498	-0.80

Fuente: GT-Pro y datos del fabricante.

Tabla 1.12 Condiciones ambientales ISO y de SITIO de los turbogeneradores

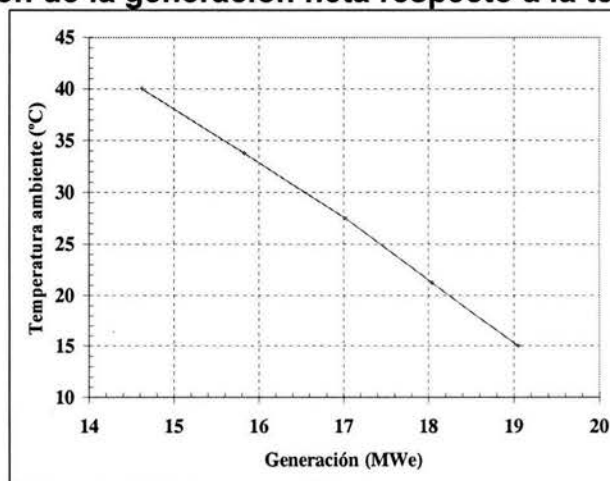
CONCEPTO	ISO	SITIO	Diferencia	UNIDAD
Altitud sobre el nivel del mar	0	20	20	m
Temperatura ambiente	15	27	12	°C
Humedad relativa	60	80	20	%

Fuente: Datos ambientales del complejo para el diseño del turbogenerador

Tabla 1.13 Comportamiento del turbogenerador en condición de SITIO

CONCEPTO	GT-Pro	UNIDAD
Generación neta	17,164	kWe
Régimen térmico neto	10,801	kJ/kWh
Eficiencia neta	33.3	%
Flujo másico de aire	219,000	kg/h
Temperatura de salida de los gases de escape	510	°C

Fuente: Datos del GT-Pro.

Figura 1.14 Variación de la generación neta respecto a la temperatura ambiente

Fuente: Elaboración propia con datos de GT-Pro.

1.4.2. Condiciones de operación.

Desde el principio de este estudio se definieron dos formas de operación y la relación del consumo de electricidad de los sistemas de bombeo y la generación de electricidad. Dicha relación se da a dos condiciones de bombeo total de la instalación: a 276.0 y 515.3 l/s.

Cada una de estas condiciones de bombeo define los requerimientos de demanda de electricidad.

La capacidad de generación de electricidad del turbogenerador en condición de SITIO es de 17.1 MW_e. Cuando el sistema de bombeo suministra 515.3 l/s, demanda 5.0 MW_e de electricidad. Al operar a estas condiciones, únicamente se ocupa el 29.4% de su carga nominal de generación y se reduce la eficiencia hasta 21%, cuando por diseño debería operar al 33%. De dicha demanda de electricidad el 56% se suministra a los dos sistemas de bombeo y el 44% se suministra para el resto de la carga de los sistemas eléctricos del proceso.

Cuando la instalación de bombeo de agua suministra 276.0 l/s, demanda 4.0 MW_e de electricidad. Al operar a estas condiciones, únicamente se ocupa el 23.5% de su carga nominal de generación y se reduce la eficiencia hasta 19 %. De dicha demanda de electricidad el 45 % se suministra a los dos sistemas de bombeo y el 55% se suministra para el resto de la carga de los sistemas eléctricos del proceso. Durante la operación normal del sistema, se mantiene operando un turbogenerador, mientras que el otro permanece de respaldo.

La subutilización del sistema de generación de electricidad indicada por los datos ya mencionados, abre la posibilidad de proponer alternativas de rediseño para incrementar la eficiencia actual de operación. Las alternativas consideradas que se describirán y analizarán en esta sección, fueron acordadas en forma conjunta con el personal de operación de la instalación industrial, considerando las necesidades actuales y futuras, así como los requerimientos de mantenimiento de los equipos evaluados.

La información recopilada para la evaluación de los turbogeneradores se adquirió de los meses de abril a septiembre del año 2000. Con esta información se realizó el análisis del comportamiento actual de los turbogeneradores.

La Figura 1.15 muestra la potencia de generación de los turbogeneradores con los datos recolectados de los reportes diarios de operación, dichos datos muestran que la potencia promedio de generación de electricidad se mantiene entre 4.6 y 5 MW_e para los meses de abril a junio del 2000, cuando el bombeo de agua fue de 515.3 l/s. Se observan también caídas en la potencia de generación en los meses de junio y agosto de 2000. La última caída de potencia de generación del gráfico en el mes de septiembre se debe a que se redujo el bombeo total de agua hasta 276.0 l/s, lo cual ocasionó una reducción en demanda de hasta 4 MW_e.

En la reproducción de las curvas de diseño de las turbinas LM-2500 con GT-Pro se obtuvieron resultados hasta una generación mínima de 6 MW_e. La generación mínima actual de este turbogenerador es de 4 MW_e, por lo que se realizó una extrapolación de las curvas obtenidas para estimar los parámetros generales de comportamientos del turbogenerador hasta 4 MW_e, con base en lo descrito en el siguiente párrafo. La extrapolación de las curvas se realizó con base en las curvas características y a la autorización del fabricante por llamada telefónica donde indicó que este tipo de turbina si puede operar a menores cargas que las entregadas en los catálogos.

La información del GT-Pro no abarca completamente el comportamiento de los turbogeneradores y solo se limita a la información proporcionada por los fabricantes o en las bases de datos internacionales, como es el caso de la información de turbogeneradores que proporciona la revista Gas Turbine World². Adicionalmente, se tuvo comunicación con el fabricante para preguntar a cerca de la generación mínima y comentó que si puede reducirse hasta 4 MW_e pero que no es recomendable, debido a que estas máquinas sufren mayor desgaste y esfuerzos en los álabes.

Las curvas de diseño a las que se realizó la extrapolación son las siguientes:

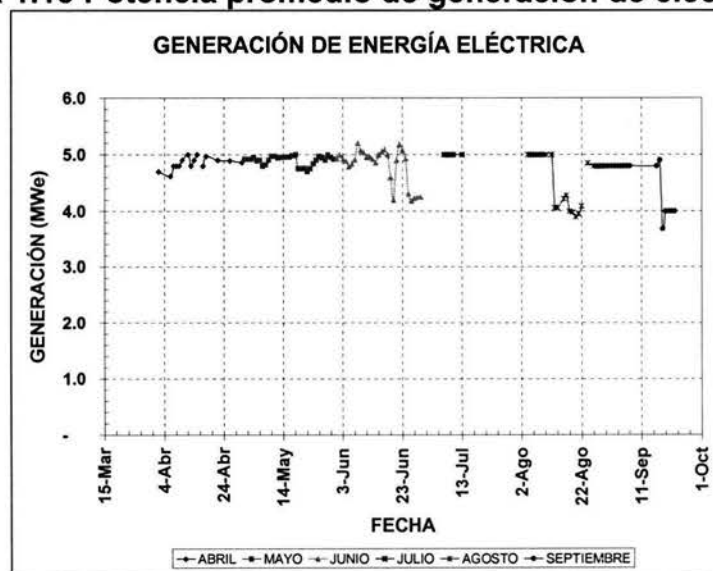
- Eficiencia del turbogenerador Vs. generación
- Régimen Térmico Vs. generación
- Consumo de combustible Vs. generación

En la Figura 1.16 se muestran las curvas de comportamiento de eficiencia respecto a potencia de generación, en la cual se ubican los puntos de operación a 4 y 5 MW_e. En esta figura se observa que la eficiencia disminuye hasta 20.0% y 21.6%, respectivamente; correspondiente a la disminución de 13.3 y 11.7 puntos porcentuales respecto a la condición de diseño.

La eficiencia promedio de los turbogeneradores a 5 MW_e se calculó en 19%, considerando el consumo de combustible y la potencia de generación actual. Comparando este valor con el obtenido en las curvas de comportamiento (de 21.6%), se tiene una diferencia de 1.4%, lo cual es normal para este tipo de equipos que han tenido varios años de operación y a condiciones de baja carga de generación.

La Figura 1.17 muestra las curvas de comportamiento del régimen térmico a generación de 4 y 5 MW_e (17,906 y 16,676 kJ/kWh), respecto a la condición de diseño de 17.1 MW_e (10,801 kJ/kWh). El aumento de este indicador fue de 7,105 y 5,875 kJ/kWh, respectivamente.

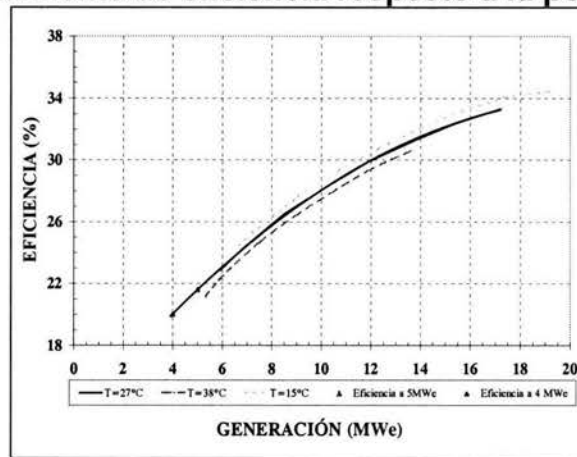
Figura 1.15 Potencia promedio de generación de electricidad



Fuente: Elaboración propia con datos de operación del complejo.

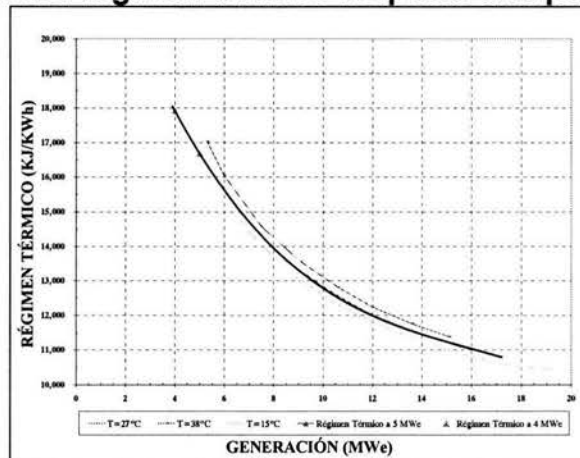
² Gas Turbine World, Revista Bimensual publicada por Pequot Publishing Inc. , ISSN 0747-7988

Figura 1.16 Comportamiento de eficiencia respecto a la potencia de generación.



Fuente: Elaboración propia con datos de GT-Pro.

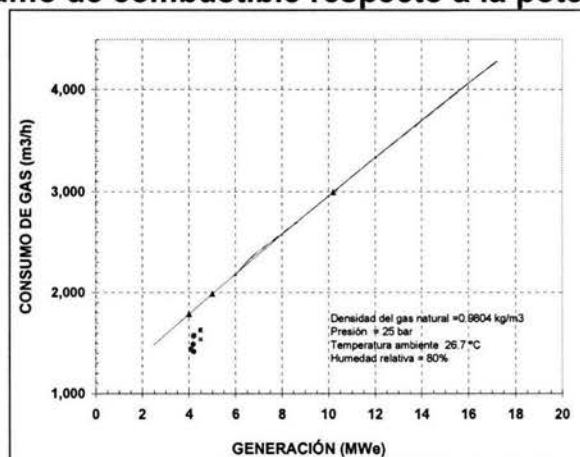
Figura 1.17 Variación del régimen térmico respecto a la potencia de generación.



Fuente: Elaboración propia con datos de GT-Pro.

Se calculó el consumo de combustible mediante la Figura 1.18, la cual define el comportamiento de consumo de combustible para las condiciones de sitio del turbogenerador, para los requerimientos totales de energía eléctrica a 5 MWe. El consumo de gas combustible requerido para dicha capacidad fue de 1,986.6 m³/h.

Figura 1.18 Consumo de combustible respecto a la potencia de generación



Fuente: Elaboración propia con datos de GT-Pro.

1.5. Conclusiones

El análisis de operación respecto a sus condiciones de diseño que se realizó en el complejo industrial en estudio muestran que las bombas de agua de alimentación y bombas de proceso funcionan a cargas de 68% y 76%, respectivamente. Esta situación se debe al cambio en las políticas de producción ocasionadas por el cambio de la demanda de agua del proceso y la disminución de la demanda interna de electricidad de los sistemas de bombeo.

El análisis realizado en este capítulo plantea la necesidad del rediseño de las instalaciones de bombeo y de generación de electricidad para la mejora de los consumos de electricidad y del incremento de la eficiencia de bombeo y eficiencia de generación de electricidad.

Una de las alternativas aplicables es la desincorporación de bombas, ya que actualmente se tienen operando 3 de 8 bombas de captación y 3 de 5 bombas de proceso. Con esta acción se elimina equipos que esta de sobra en el complejo, el cual se puede utilizar en otras aplicaciones o se puede vender como equipo usado; asimismo, se reducirán los costos de mantenimiento.

Se presenta la posibilidad de utilizar variadores de velocidad para ajustar el flujo de agua de las bombas mediante la reducción del consumo de electricidad, del cual se hace un análisis de los principales tipos, recomendando el uso del tipo Corriente – fuente, el cual se pueden aplicar a motores de la capacidad mayor de 373 kW. Asimismo, se propone realizar el análisis del cambio de los motores eléctricos por sus equivalentes de alta eficiencia en las bombas de captación y de proceso (Ver capítulo 3).

Debido a que la carga actual de generación de electricidad es muy baja (29%), se propone el cambio de los turbogeneradores o el incremento de la generación, vendiendo la electricidad sobrante, lo cual se estudiará en el capítulo 4.

Con el software GT-Pro y GT-Master se reprodujo el comportamiento de las principales variable requeridas para la evaluación del turbogenerador, las cuales son las curvas de generación respecto a la eficiencia, régimen térmico y consumo de combustible.

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍAS UTILIZADAS

2. METODOLOGÍAS UTILIZADAS

En este capítulo se presentan 4 metodologías que fueron desarrolladas para la evaluación de los sistemas de bombeo y de generación de electricidad del Complejo en estudio. Las metodologías se aplican para los siguientes fines:

- Evaluación del comportamiento de bombas de agua.
- Evaluación del potencial de ahorro de energía mediante la aplicación de variadores de velocidad en bombas de agua.
- Evaluación del potencial de ahorro de energía mediante el rediseño de la generación de electricidad con turbomaquinaria.
- Evaluación económica de alternativas de rediseño.

Dichas metodologías integran los aspectos básicos de evaluación de los equipos mencionados e incluye la experiencia de trabajo del ponente con conceptos nuevos y herramientas que permiten una evaluación más completa y segura, como es el caso del uso de las curvas de comportamiento que proporciona el software GT-Pro y GT-Master, las cuales son muy difíciles de obtener de los fabricantes de turbogeneradores.

La metodología desarrollada en la sección 2.1 se utiliza para la evaluación del comportamiento de bombas centrífugas para el cálculo de su eficiencia de operación.

La metodología de la sección 2.2 se desarrolló para la evaluación de variadores de velocidad cuando son aplicados en bombas centrífugas que trabajan a cargas parciales de bombeo. En esta metodología se calcula el potencial de ahorro de electricidad de acuerdo a los requerimientos de flujo de bombeo. Para este cálculo se utilizan las muy conocidas leyes de semejanza de las bombas, las cuales se describen más adelante.

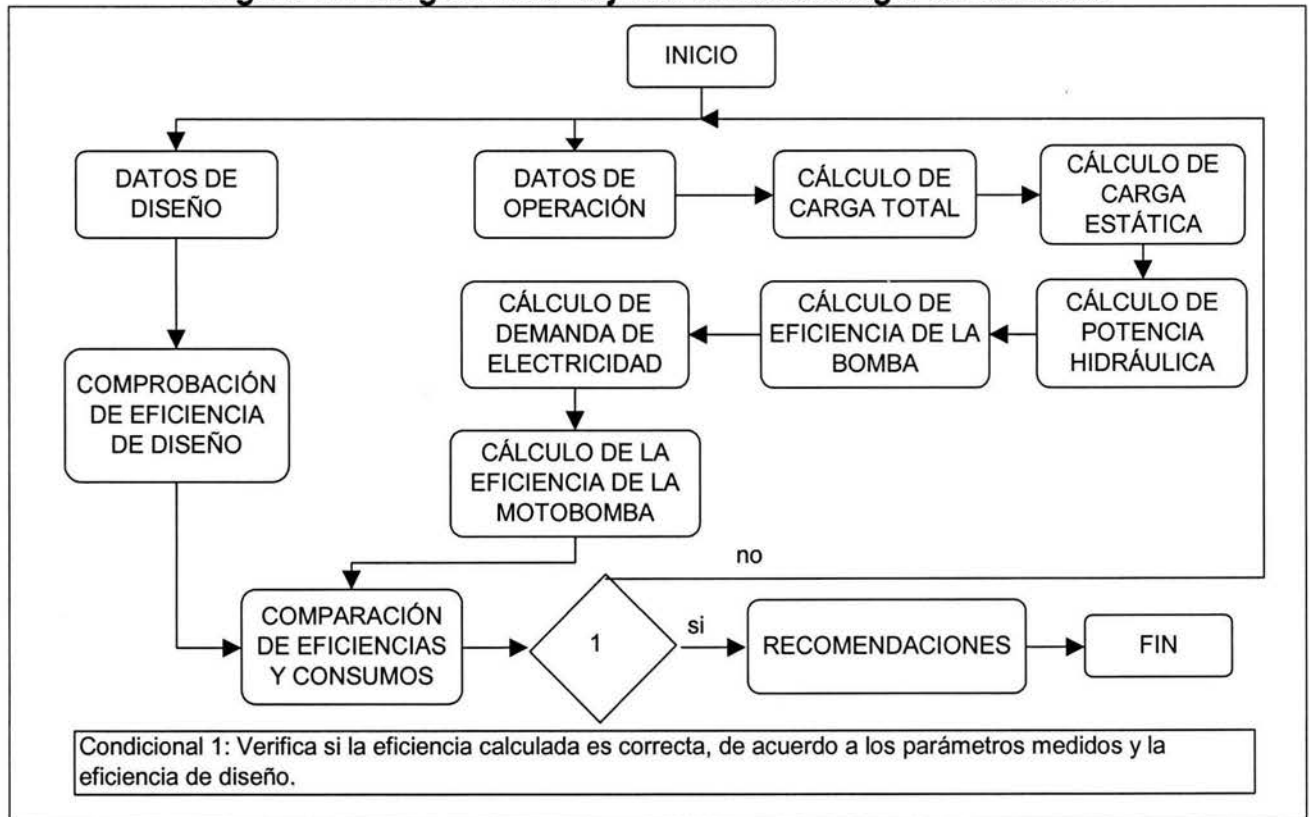
La metodología de turbogeneradores presentada en la sección 2.3 describe la manera de evaluar el comportamiento de las principales variables de turbogeneradores mediante las curvas características. Se calculan los consumos de combustible y generación de electricidad para diferentes condiciones de operación. Se calculan también las variables de régimen térmico y eficiencia, así como los potenciales de ahorro de combustible mediante la comparación del comportamiento de operación y de diferentes tubogeneradores. También en esta metodología se determina el costo de generación de electricidad a una condición de operación y cuando se tienen un incremento en la generación de electricidad.

La metodología de evaluación económica presentada en la sección 2.4 describe la forma de evaluar los indicadores económicos de valor presente neto, tasa interna de rendimiento, relación beneficio costo y período de recuperación de capital. Asimismo, determina la forma de cálculo de la sensibilidad de una alternativa mediante la variación del costo de combustible o del costo de inversión.

2.1. Metodología de bombas.

En esta sección se presenta la metodología para la evaluación del comportamiento de las bombas de captación y bombas de proceso. Esta metodología utiliza los principales datos de diseño del fabricante de bombas y la información de operación para el cálculo de carga, potencia hidráulica, demanda de electricidad y eficiencia. El diagrama de flujo se muestra en la Figura 2.1.

Figura 2.1 Diagrama de flujo de la metodología de bombas.



A continuación se describe de forma general las fórmulas para la evaluación de la bomba de agua centrífuga y el cálculo de las principales variables que determinan el comportamiento de la misma. La aplicación del formulario siguiente se aplica a los datos de diseño y de operación cuando el fabricante de equipo no proporciona los datos de diseño.

Cálculo de la carga total.

$$H_t = P_{des} - P_{suc}$$

Cálculo de la carga estática.

$$H_s = \frac{(P_{des} - P_{suc})}{0.1} + A_{des} - A_{suc}$$

Cálculo de la potencia hidráulica.

$$P_h = \frac{Q \cdot H_t \cdot 9.806}{1,000}$$

Cálculo de la eficiencia de la bomba.

$$\eta_b = \frac{P_h}{BHP} \cdot 100$$

Cálculo de la eficiencia combinada motor - bomba.

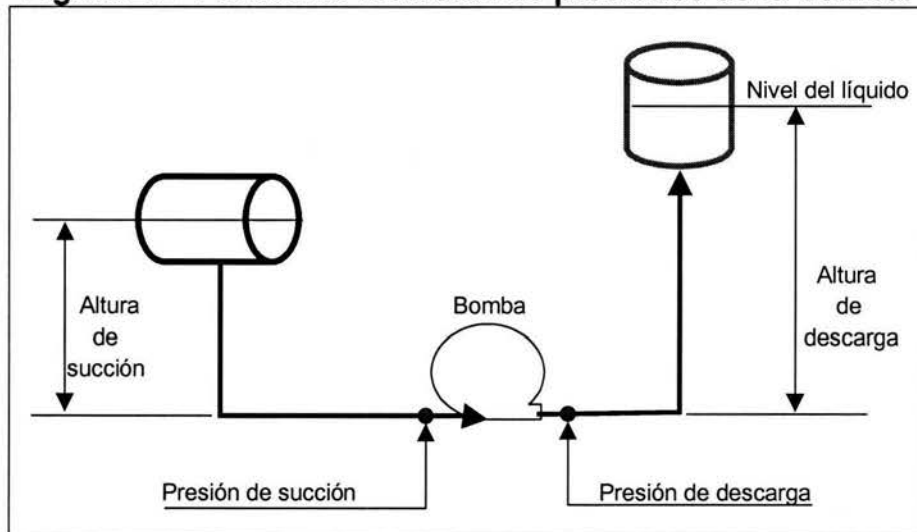
$$\eta_{m-b} = \frac{P_h}{DE_{op}} \cdot 100$$

La Figura 2.2 muestra los puntos de medición de presión a la succión y descarga de la bomba. Así mismo, la Figura 2.3 muestra las presiones de los equipos antes y después de la bomba, así como las alturas respectivas para el cálculo de la carga estática de la bomba.

Las presiones de succión y descarga se refieren a las presiones en la línea de tubería de la bomba antes y después de la misma. La demanda eléctrica se refiere a la electricidad que consume la bomba.

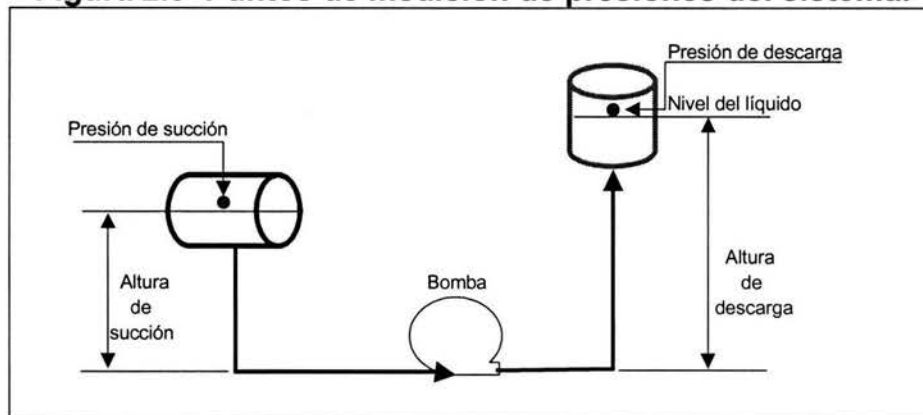
Las presiones manométricas de succión y descarga de la bomba representan las presiones de los equipos o sistemas de donde la bomba succiona y descarga el agua.

Figura 2.2 Puntos de medición de presiones de la bomba.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 2.3 Puntos de medición de presiones del sistema.



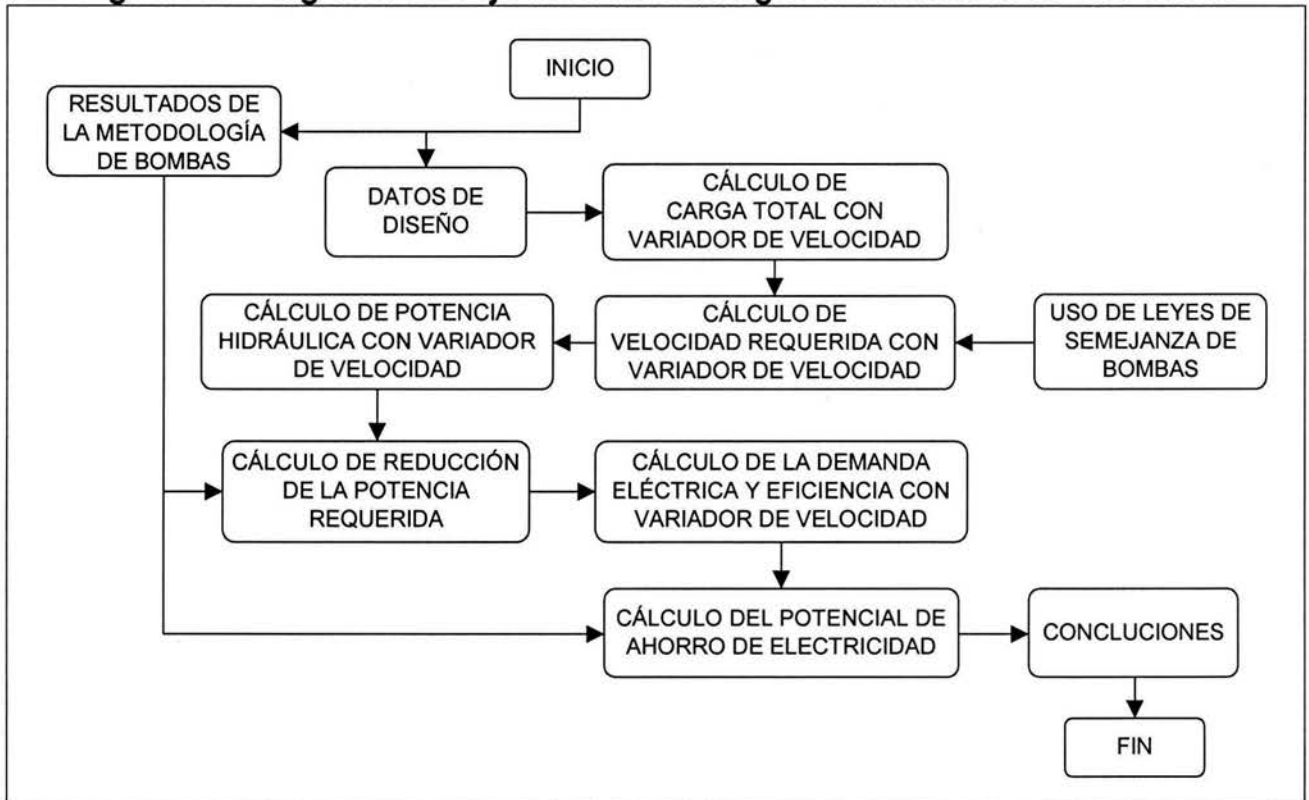
Fuente: Elaboración propia.

2.2. Metodología de variadores de velocidad

El variador de velocidad es un dispositivo que permite modificar la frecuencia de la electricidad suministrada a una bomba para modificar la velocidad de operación y por consiguiente la demanda de electricidad, sin la necesidad de la obstrucción de flujo que normalmente se realiza con válvulas.

Esta metodología presenta el procedimiento para la evaluación de bombas centrífugas funcionando con variador de velocidad, así como el cálculo del potencial de ahorro de electricidad generado por este concepto. La figura 2.4 muestra el diagrama de flujo correspondiente.

Figura 2.4 Diagrama de flujo de la metodología de variadores de velocidad.



A continuación se describe de forma general las fórmulas para la evaluación de las variables de carga, velocidad de la bomba con variador de velocidad, potencia hidráulica, consumo de electricidad y el potencial de ahorro de electricidad.

Cálculo de la carga total con variador de velocidad.

$$H_{vv} = \frac{(H_t - H_s)_{dis}}{(Q^2)_{dis}} \cdot (Q^2)_{ope} + (H_s)_{dis}$$

Ley de semejanza de bombas

$$\%V = \frac{V_{vv}}{V_{ope}} = \frac{Q_x}{Q_{ope}}$$

Cálculo del por ciento de velocidad con variador de velocidad.

$$\%V = \frac{Q_x}{Q_{ope}} \cdot 100$$

Cálculo de la velocidad con variador de velocidad.

$$V_{vv} = \frac{\%V \cdot V_{dis}}{100}$$

Cálculo de la potencia hidráulica con variador de velocidad.

$$P_{hvv} = \frac{Q_{ope} \cdot H_{vv} \cdot 9.806}{1,000}$$

Cálculo de la reducción en potencia hidráulica con variador de velocidad.

$$RP_{hvv} = P_{hvv} - P_h$$

Cálculo de la demanda eléctrica esperada con variador de velocidad.

$$DE_{vv} = \frac{P_{hvv}}{\eta_{ope}} \cdot 100$$

Cálculo de la eficiencia del variador de velocidad.

$$\eta_{vv} = C_1 \cdot Q_{ope}^2 + C_2 \cdot Q_{ope} + C_3$$

Cálculo del ahorro en demanda.

$$AD = DE_{ope} - DE_{vv}$$

Cálculo del ahorro de energía eléctrica.

$$AE = AD \cdot H_{ope}$$

2.3. Metodología de turbogeneradores.

El turbogenerador es un equipo que mediante un proceso de conversión de energía química contenida en un combustible en una cámara de combustión se obtiene energía térmica, la cual es aprovechada por una turbina y convertida en energía mecánica. Esta última se convierte en energía eléctrica en un generador.

La metodología utilizada para la valuación de estos equipos se desarrolló para la evaluación de la operación de los turbogeneradores actuales a diferentes condiciones de demanda, así como para la comparación del desempeño de este equipo a la condición de operación respecto a otros equipos que satisfagan los requerimientos actuales de electricidad del complejo (Figura 2.5).

Las variables que se evalúan y se comparan en diferentes condiciones de operación son la eficiencia, régimen térmico y consumo de combustible.

Es importante destacar que se utilizó un software para la obtención de las curvas características de comportamiento para la evaluación de la operación de los turbogeneradores actuales y los propuestos en las alternativas, así como la originalidad de la metodología desarrollada.

A continuación se presenta las fórmulas para el cálculo de las variables principales de evaluación:

Eficiencia.- Esta variable se obtiene de las curvas de comportamiento del turbogenerador a la condición de potencia de generación deseada (Ver Figura 1.16).

$$\eta_t = \frac{P_g (kW) * 3,600}{P_{cc} \left(\frac{kJ}{kg} \right) * F_c \left(\frac{kg}{h} \right)} * 100 \rightarrow \%$$

Régimen térmico.- Esta variable se obtiene de las curvas de comportamiento del turbogenerador a la condición de potencia de generación deseada (Ver Figura 1.17).

$$RT = \frac{P_{cc} \left(\frac{kJ}{kg} \right) * F_c \left(\frac{kg}{h} \right)}{P_g (kW)} \rightarrow \frac{kJ}{kWh}$$

Consumo de combustible.- Esta variable se obtiene de las curvas de comportamiento del turbogenerador a la condición de potencia de generación deseada (Ver Figura 1.18).

Costos de generación de electricidad por el método de anualidades.

El cálculo del costo de generación de electricidad se basó en el método de anualidades equivalentes, considerando la suma de los costos siguientes: costos de inversión (incluyen transporte e instalación), costos fijos de operación y mantenimiento y costos variables del combustible.

Los costos de inversión, transporte e instalación se convierten a anualidades equivalentes mediante las siguientes fórmulas:

$$A = C_i \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Los costos anuales de generación de electricidad están dados por la suma de las anualidades de los costos de inversión, operación, mantenimiento y de combustible. El costo de generación por kWh producido esta dado por el cociente de costos anuales entre la generación anual.

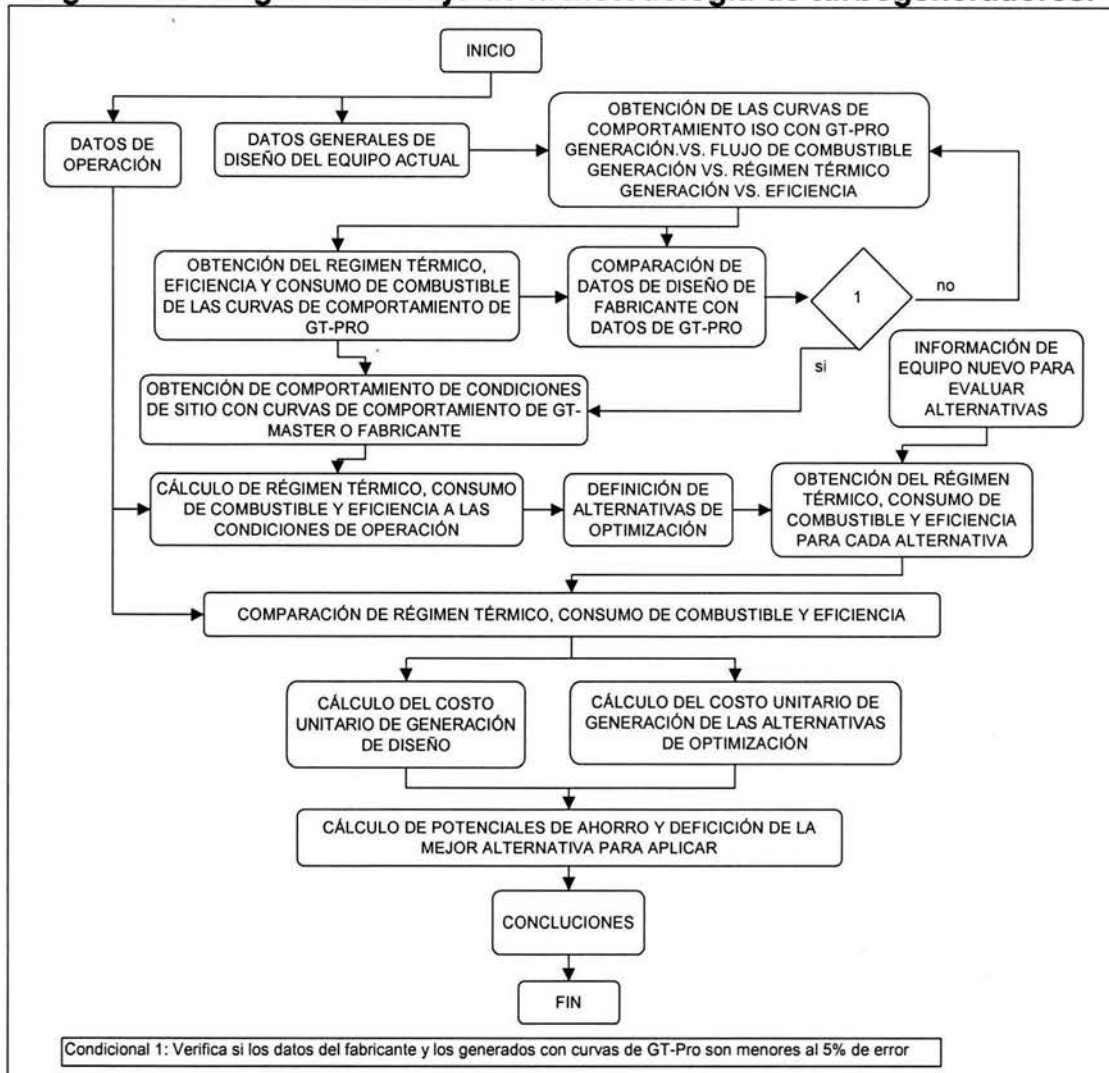
$$CA_i = C_i * A$$

$$A = VP \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

$$CA_c = F_c * C_c * H_{op}$$

$$G_a = P_g * H_{op}$$

$$C_g = \frac{CA_i + CA_{om} + CA_c}{G_a} = \frac{USD}{kWh}$$

Figura 2.5 Diagrama de flujo de la metodología de turbogeneradores.

Potenciales de ahorro de energía.

La metodología utilizada para la evaluación de los potenciales de ahorro de energía de los turbogeneradores se describe en los siguientes aspectos:

- Curvas características del fabricante de los equipos de generación.

Se requieren las curvas características del fabricante del turbogenerador a condición ISO y de SITIO de:

- Consumo de combustible respecto a la potencia de generación neta.
- Régimen térmico respecto a la potencia de generación neta.
- Eficiencia respecto a la potencia de generación neta.

Dichas curvas de comportamiento se pueden tabular y representar en un polinomio por variable mediante una curva de regresión lineal que fácilmente se puede obtener de la hoja de cálculo Excel. La solución del polinomio es la variable de consumo de combustible, régimen térmico y eficiencia, respectivamente, y la variable dependiente en cada caso es la potencia de generación.

- Determinación de variables de los equipos de generación.

Se obtienen de las curvas de comportamiento el consumo de combustible, régimen térmico y eficiencia para la potencia de generación de operación actual y de rediseño deseadas.

- Cálculo del costo real de electricidad por incremento en la generación.

Cuando se comparan costos de generación para la misma alternativa pero incrementando la generación, el costo real del incremento de electricidad generada se realiza de la siguiente manera:

$$\text{Beneficios} = \text{kWh adicionales} * \text{Costo de generación adicional}$$

El costo real de generación a la potencia de generación adicional costará más barata que la generada originalmente, por lo que la ponderación de dicho costo es la siguiente:

$$G_0 C_0 + G_1 C_1 = G_T C_T$$

Despejando el valor de C_1

$$C_1 = \frac{(G_T C_T - G_0 C_0)}{G_1}$$

sabemos que $G_1 = G_T - G_0$

$$C_1 = \frac{(G_T C_T - G_0 C_0)}{G_T - G_0}$$

- Cálculo del ahorro de combustible por generación de electricidad entre alternativas de diferentes turbogeneradores.

Cuando en una alternativa de rediseño se propone cambio de turbogenerador o de motogenerador, se busca que la eficiencia del equipo nuevo sea mayor que el actual, por lo que el ahorro en consumo de combustible se calcula de la siguiente manera:

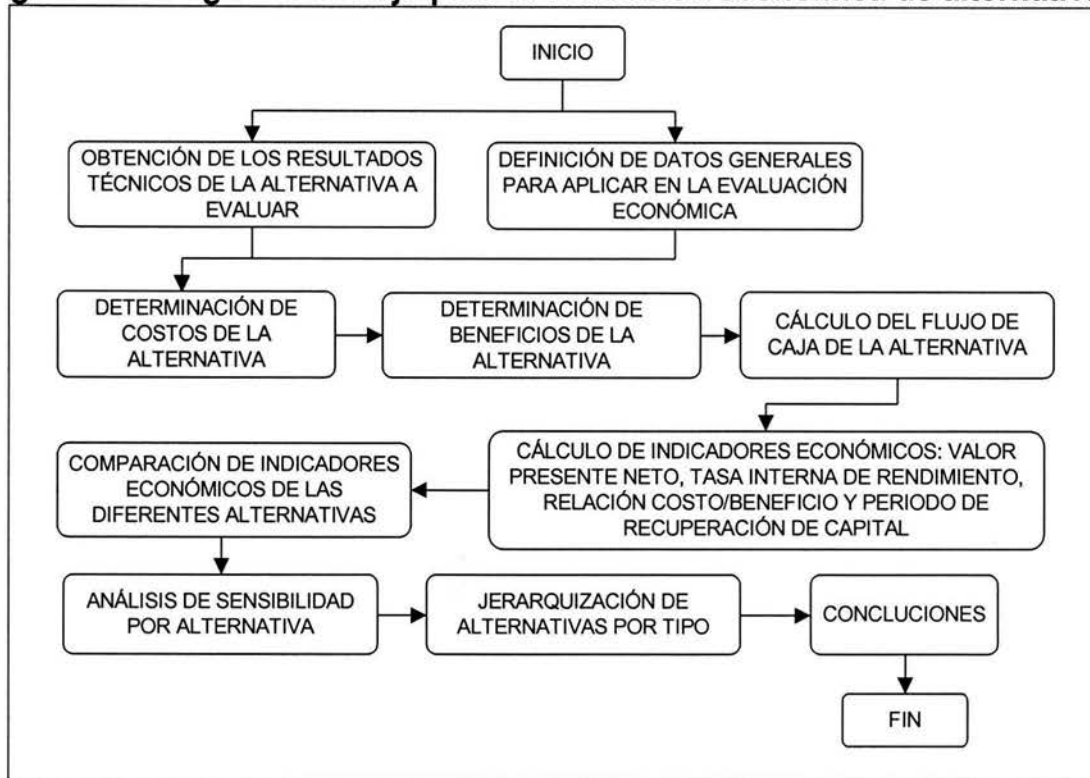
$$\text{consumo de combustible} = \text{Consumo a eficiencia del equipo nuevo} - \text{Consumo a eficiencia actual}$$

El costo incremental de combustible al considerar el incremento de potencia de generación es la diferencia de los consumos de combustible, como se describe a continuación:

$$\text{Incremento del consumo de combustible} = \text{Combustible nuevo} - \text{Combustible actual}$$

2.4. Metodología de evaluación económica.

Se desarrollo la metodología de evaluación económica para su aplicación a las alternativas de rediseño de los capítulos 3 y 4, aplicándose también el análisis de sensibilidad por costo de inversión y por costo de combustible para conocer la variación de dichos. El diagrama de flujo de la metodología se muestra en la Figura 2.6.

Figura 2.6 Diagrama de flujo para la evaluación económica de alternativas.

Esta metodología se aplica por medio del método de análisis incremental, en el cual solo se consideran las diferencias tanto de gastos como de beneficio en los flujos de caja.

Tasa de interés.

La evidencia del valor del dinero en el tiempo es denominada interés, esto es una medida del incremento entre la cantidad de dinero originalmente prestada o invertida y la cantidad final que se debe o la acumulada. Cuando el interés se expresa como porcentaje del monto original por unidad de tiempo el resultado es la tasa de interés.

Tasa de descuento.

Es la tasa de interés utilizada en los cálculos para obtener el flujo de caja descontado, es decir un flujo futuro convertido a un valor presente equivalente.

Para seleccionar la tasa de descuento necesaria para calcular el *VPN*, son de utilidad los siguientes criterios:

- El costo de oportunidad del capital que es la máxima tasa de interés bancaria a largo plazo.
- La tasa de rendimiento mínima atractiva (TREMA) que esperan los inversionistas una vez considerado el riesgo.
- La tasa de costo de oportunidad de la empresa, que es la tasa de rendimiento que actualmente obtienen los inversionistas en negocios similares, por lo que esperan que la nueva inversión por lo mínimo les reditúe lo mismo que obtienen en su empresa.
- La tasa equivalente al costo del capital, que es la tasa que pactaron para el financiamiento a mediano o largo plazo y es una medida de la eficiencia para comprobar que el proyecto rinde igual o más que su costo de capital, esto aplica sobre todo a los proyectos públicos.

Vida útil del proyecto.

Es el período de tiempo considerado para el análisis y las proyecciones de los variables económicas, también se le denomina horizonte del proyecto.

Período anual de operación.

Es el número de horas que opera una instalación o planta durante un año, considerando tanto los paros programados como los imprevistos.

Total de beneficios anuales.

Es la diferencia de beneficios anuales que se esperan de la alternativa. Dichos beneficios se consideran constantes a lo largo de la vida útil del proyecto en este procedimiento.

$$TBA = \sum [(AE * PG) + AO]$$

Valor presente total de los beneficios.

Es la suma de los valores presentes de los beneficios anuales a lo largo del proyecto.

$$VPTB = \sum_{j=1}^n \frac{TBA_j}{(1+i)^j}$$

Total de costos anuales.

Es la diferencia de costos de inversión y anuales que se esperan de la alternativa, considerando inversión y costos de operación y mantenimiento. Dichos costos se consideran constantes a lo largo de la vida útil del proyecto en este procedimiento.

Los costos de operación y mantenimiento fijos son aquellos que se presentan independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no están directamente relacionados con el producto o la energía generada.

Los costos variables de operación y mantenimiento son aquellos que guardan relación directa con la producción o la generación de electricidad. Se consideran dentro de este rubro los materiales, costo de combustible, los servicios a terceros y los gastos generales, entre otros.

En este procedimiento los costos variables se consideran constantes para todos los años de evaluación del proyecto.

$$TCA = \sum [CO + CM + CD]$$

Valor presente total de costos.

Es la suma de los valores presentes de los costos anuales a lo largo del proyecto.

$$VPTC = \sum_{j=0}^n \left[\frac{TCA_j}{(1+i)^j} \right]$$

Flujo de caja.

El flujo de caja es la diferencia del total de beneficios de un cierto año menos el total de costos de ese mismo año.

$$FC_j = TBA_j - TCA_j$$

Valor presente del flujo de caja.

El Valor presente del flujo de caja es la diferencia de los valores presente del total de beneficios anuales menos el valor presente de los costos anuales.

$$VPFC_j = \frac{TBA_j}{(1+i)^j} - \frac{TCA_j}{(1+i)^j}$$

Valor presente neto.

El Valor presente neto se define como el ingreso neto que obtendrá el inversionista o la empresa a valores actualizados, el *VPN* puede ser positivo o negativo.

El *VPN* de un proyecto se obtiene sumando sus beneficios netos anuales actualizados a una determinada tasa de actualización.

$$VPN = -I + \sum_{j=1}^n VPFC_j$$

Bajo este indicador un proyecto será considerado conveniente si su *VPN* es positivo o cuando menos igual a cero, si el *VPN* es negativo, esto indica que el proyecto no es conveniente y se debe rechazar.

Este criterio es muy útil sobre todo para seleccionar con exactitud de un grupo de proyectos, aquel del que se obtiene el máximo beneficio con respecto al de menor beneficio, es decir se selecciona el proyecto con *VPN* más alto.

La desventaja de este indicador es que se tiene dificultad para determinar adecuadamente la tasa de oportunidad, la cual es un elemento que tiene un importante papel en la obtención de resultados del conjunto de proyectos bajo análisis.

Tasa interna de retorno.

En términos económicos la tasa interna de retorno o de rendimiento representa el porcentaje o la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión al final de la vida útil del proyecto.

Este indicador refleja el rendimiento de los fondos invertidos, siendo un elemento de juicio muy usado y necesario para cuando se hace bajo una óptica de racionalidad y eficiencia financiera.

La *TIR* de un proyecto se define de dos maneras:

En la primera se le define como aquella tasa de actualización que hace nulo el *VPN* del proyecto, es decir:

$$\sum_{j=0}^{j=n} \frac{FC_j}{(1+TIR)^j} = 0$$

Es la máxima tasa de interés que puede pagarse o que gana el capital no amortizado en un período de tiempo; esto es, el capital no devuelto y que todavía está involucrado en el proyecto, y que conlleva la recuperación del capital. De esta manera, la *TIR* no es un rendimiento constante sobre la inversión inicial, sino sobre la parte de la inversión no amortizada.

La segunda definición de *TIR* revela con más claridad lo que es este indicador.

La decisión de inversión con base en la *TIR* es que se debe seleccionar el proyecto cuya *TIR* sea mayor que la tasa de oportunidad que los inversionistas han escogido, puede ser cualquiera de las cuatro opciones para selección de la tasa de descuento.

La *TIR* tiene la ventaja que puede calcularse utilizando solamente los datos que corresponden al proyecto, prescindiendo hasta cierto punto de la tasa que representa el costo oportunidad del capital.

La principal desventaja de la *TIR* es que existen proyectos para los cuales es posible obtener varias *TIR*. Este caso se da cuando en el proyecto se presentan alternadamente períodos con flujos positivos y negativos y ninguna de las *TIR*'s obtenidas es válida.

Relación beneficio / costo.

Este indicador se define como el valor presente del cociente de los beneficios entre los costos de un proyecto. Si la relación beneficio –costo es mayor o igual a 1, el proyecto debe aceptarse ya que indica que los beneficios son mayores que sus costos a la tasa de oportunidad, que es la conveniente para los inversionistas. Si el indicador es menor que 1, el proyecto se debe rechazar.

$$RBC = \frac{VPTB}{VPTC}$$

En general las decisiones aplicando la relación *RBC* siguen las mismas recomendaciones que el *VPN*, este es un indicador de mayor peso en las evaluaciones económicas - sociales que en las financieras.

Período de recuperación de capital.

Este indicador es de tipo contable y se define como el período de tiempo durante el cual la erogación de capital es recuperada a partir de la utilidad neta (flujo de caja acumulado descontado). Es el número de años que se requieren para que el flujo de caja acumulado descontado sea igual a cero.

Este método consiste simplemente en estimar el tiempo que tarda el inversionista para recuperar, mediante los flujos de caja del proyecto, la cantidad invertida inicialmente, sin considerar el valor del dinero en el tiempo. El criterio de aceptación del proyecto lo establece el inversionista definiendo el período máximo en que debe recuperarse la inversión (*n*, años). En la Tabla de resultados se puede identificar con un cambio de signo de negativo a positivo en el renglón de saldo acumulado descontado.

Este indicador presenta la desventaja de no tomar en cuenta el momento en que ocurren las entradas y los desembolsos de dinero, además tiene la limitación de no medir la rentabilidad en un proyecto, debido a que su cálculo se desentiende de todos los beneficios producidos después del período de recuperación de la inversión, lo que puede llevar a decisiones erróneas cuando en la comparación de dos alternativas se elige aquella que permite recuperar lo más rápidamente posible la inversión inicial, pudiendo ser la que tiene menor rentabilidad.

El período de recuperación del capital presenta ventajas desde el punto de vista práctico por la simplicidad de su cálculo, el cual protege de riesgos ante la incertidumbre en el futuro y revela la forma en que maduran los beneficios con respecto a la inversión total. Es un indicador complementario en la toma de decisiones de inversión, sobre todo cuando se comparan alternativas con flujos similares y no contrastados, teniendo preferencia aquellas con período de recuperación más cortos, aun cuando no exista un parámetro definido.

Relación entre los indicadores.

Si existe una sola solución al cálculo de la TIR o si no se compara alternativas excluyentes de proyectos, entonces:

Si $TIR > \text{tasa de oportunidad}$ entonces $VPN > 0$

Si $TIR = \text{tasa de oportunidad}$ entonces $VPN = 0$

Si $TIR < \text{tasa de oportunidad}$ entonces $VPN < 0$

En estos casos el VPN y la TIR proporcionan indicaciones iguales en cuanto a la decisión de aceptación o rechazo de una inversión, sin embargo conviene recordar que son indicadores independientes.

2.5. Conclusiones

En este capítulo se detectaron métodos analíticos y se desarrollaron metodologías nuevas eficientes para ayudar a solucionar los problemas de ineficiencias en equipos de bombeo y en sistemas de generación de electricidad con turbinas de gas. Se utilizó una herramienta nueva para la obtención de las curvas características de turbogeneradores mediante el software GT-Pro y GT-Master, las cuales se compararon con datos de fabricantes de equipos y se determinó su eficacia para reproducir dicho comportamiento.

Se propone en la metodología aplicada a bombas la utilización de variadores de velocidad para hacer un uso eficiente de la energía eléctrica. Asimismo, se propone el rediseño de los sistemas de generación de electricidad mediante la utilización eficiente del equipo actual y de la aplicación de equipo nuevo que evite los derroches de energía.

CAPÍTULO 3

REDISEÑO DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO

3. REDISEÑO DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO

La situación actual del complejo presentada en el capítulo 1 muestra como la disminución en la demanda de agua del complejo de 1,380 a 386 l/s, provoca a su vez que solo operen 3 bombas de captación y 3 bombas de proceso, con la disminución de la carga de operación de las bombas de 68% y 76%, respectivamente.

En este capítulo, se utiliza la información de diseño del capítulo 1 y la metodología del capítulo 2 para realizar la evaluación de las condiciones de operación de los sistemas de bombeo de agua de captación y de proceso. Se comparan los consumos de electricidad y eficiencia de diseño y operación para la determinación de los potenciales de ahorro de energía.

Se considerará también el rediseño de los sistemas de bombeo de captación y de proceso mediante el uso de variadores de velocidad y el cambio de los motores eléctricos por sus equivalentes de alta eficiencia, estableciéndose diferentes alternativas de Rediseño.

3.1. Evaluación de los sistemas de bombeo.

La evaluación de los sistemas de bombeo de captación y de proceso se realizó con la información de diseño y operación del capítulo 1. En el capítulo 2 se presenta el diagrama de flujo utilizado para la evaluación de dichas bombas.

Cuando las bombas operan a flujos menores respecto a su diseño, utilizan válvulas de estrangulación de flujo, las cuales reducen la cantidad de agua entregada por las bombas de acuerdo a los requerimientos, incrementando a su vez la presión de descarga de las mismas. Adicionalmente se tiene una válvula reductora de presión para mantener la presión de descarga de las bombas en el valor requerido.

La evaluación presentada en las tablas 3.1 a la 3.6 considera el efecto de las válvulas de estrangulación y reductoras de presión en el dato de la presión de descarga de la bomba para contabilizar las pérdidas de presión en la válvula reductora y su influencia en la eficiencia global de la bomba.

A continuación se describen los resultados obtenidos de la evaluación de las bombas y se discuten los resultados obtenidos.

Las tablas 3.1 a la 3.6 muestran los resultados de la evaluación de las bombas de captación y las Tablas 3.7 a la 3.11 de las bombas de proceso, considerando las variables más significativas para el cálculo de las eficiencias. Dicha evaluación se realizó para los meses de mayo a septiembre.

Tabla 3.1 Resultados de operación de la bomba C1

<i>VARIABLE</i>	Diseño	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Unidades
Flujo de agua	337.5	----	193.3	----	33.3	176.6	l/s
Demanda eléctrica	600	----	523.6	----	501.0	511.4	kWe
Potencia al freno	580	----	475.4	----	454.9	464.4	kWe
Eficiencia de la bomba	81.0	----	36.4	----	7.3	38.6	%
Eficiencia (motobomba)	78.3	----	33.0	----	6.6	35.1	%
Eficiencia esperada de la bomba	81.0	----	63.6	----	37.6	60.4	%

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a la metodología del capítulo 2.

Tabla 3.2 Resultados de operación de la bomba C4

VARIABLE	Diseño	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Unidades
Flujo de agua	337.5	201.3	199.1	173.7	-----	-----	l/s
Demanda eléctrica	600	491.2	488.7	179.1	-----	-----	kWe
Potencia al freno	580	449.4	447.2	346.9	-----	-----	kWe
Eficiencia de la bomba	81.0	38.3	40.3	45.3	-----	-----	%
Eficiencia (motobomba)	78.3	35.0	36.9	41.5	-----	-----	%
Eficiencia esperada de la bomba	81.0	65.0	64.7	59.9	-----	-----	%

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a la metodología del capítulo 2.

Tabla 3.3 Resultados de operación de la bomba C5

VARIABLE	Diseño	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Unidades
Flujo de agua	337.5	-----	-----	-----	-----	45.0	l/s
Demanda eléctrica	600	-----	-----	-----	-----	486.9	kWe
Potencia al freno	580	-----	-----	-----	-----	445.5	kWe
Eficiencia de la bomba	81.0	-----	-----	-----	-----	9.5	%
Eficiencia (motobomba)	78.3	-----	-----	-----	-----	8.7	%
Eficiencia esperada de la bomba	81.0	-----	-----	-----	-----	38.1	%

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a la metodología del capítulo 2.

Tabla 3.4 Resultados de operación de la bomba C6

VARIABLE	Diseño	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Unidades
Flujo de agua	337.5	246.3	235.3	225.6	221.1	181.1	l/s
Demanda eléctrica	600	521.2	517.5	479.5	493.6	491.5	kWe
Potencia al freno	580	476.9	473.5	435.4	451.6	449.7	kWe
Eficiencia de la bomba	81.0	45.2	44.5	46.9	45.8	36.8	%
Eficiencia (motobomba)	78.3	41.3	40.7	42.9	41.9	33.7	%
Eficiencia esperada de la bomba	81.0	72.2	70.7	69.2	68.4	61.3	%

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a la metodología del capítulo 2.

Tabla 3.5 Resultados de operación de la bomba C7

VARIABLE	Diseño	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Unidades
Flujo de agua	337.5	-----	-----	255.4	276.6	-----	l/s
Demanda eléctrica	600	-----	-----	545.0	556.1	-----	kWe
Potencia al freno	580	-----	-----	498.7	508.8	-----	kWe
Eficiencia de la bomba	81.0	-----	-----	49.4	49.7	-----	%
Eficiencia (motobomba)	78.3	-----	-----	45.2	45.5	-----	%
Eficiencia esperada de la bomba	81.0	-----	-----	73.4	75.9	-----	%

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a la metodología del capítulo 2.

Tabla 3.6 Resultados de operación de la bomba C8

<i>VARIABLE</i>	Diseño	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Unidades
Flujo de agua	337.5	213.3	209.4	191.0	246.6	181.1	l/s
Demanda eléctrica	600	488.1	506.5	491.4	503.4	496.1	kWe
Potencia al freno	580	446.6	463.4	440.5	460.6	453.9	kWe
Eficiencia de la bomba	81.0	44.2	40.9	41.0	50.1	36.1	%
Eficiencia (motobomba)	78.3	40.4	37.4	37.5	45.8	33.0	%
Eficiencia esperada de la bomba	81.0	67.1	66.5	63.1	72.3	61.3	%

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a la metodología del capítulo 2.

Tabla 3.7 Resultados de operación de la bomba P1

<i>VARIABLE</i>	Diseño	Mayo	Junio +	Julio	Agosto	Unidades
Flujo de agua	460.5	147.3	----	185.3	196.9	l/s
Demanda eléctrica	927.2	826.8	----	820.7	802.3	kWe
Potencia al freno	871.6	760.7	----	755.0	738.1	kWe
Eficiencia de la bomba	85.0	34.9	----	44.4	48.3	%
Eficiencia (motobomba)	79.9	32.1	----	40.9	44.4	%
Eficiencia esperada de la bomba	79.9	48.3	----	53.1	54.5	%

+ No se muestra información del mes julio debido a que esta bomba no trabajó dicho mes.

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a la metodología del capítulo 2.

Tabla 3.8 Resultados de operación de la bomba P2

<i>VARIABLE</i>	Diseño	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Unidades
Flujo de agua	460.5	155.8	202.2	188.2	198.3	l/s
Demanda eléctrica	927.2	816.4	812.7	780.3	800.5	kWe
Potencia al freno	871.6	751.1	747.7	717.9	736.5	kWe
Eficiencia de la bomba	85.0	38.2	50.0	48.5	50.1	%
Eficiencia (motobomba)	79.9	35.1	46.0	44.6	46.1	%
Eficiencia esperada de la bomba	79.9	49.4	55.1	53.5	54.7	%

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a la metodología del capítulo 2.

Tabla 3.9 Resultados de operación de la bomba P3

<i>VARIABLE</i>	Diseño	Mayo +	Junio	Julio +	Agosto +	Unidades
Flujo de agua	460.5	----	198.3	----	----	l/s
Demanda eléctrica	927.2	----	771.7	----	----	kWe
Potencia al freno	871.6	----	710.0	----	----	kWe
Eficiencia de la bomba	85.0	----	50.6	----	----	%
Eficiencia (motobomba)	79.9	----	46.5	----	----	%
Eficiencia esperada de la bomba	79.9	----	54.7	----	----	%

+ No se muestra información de los meses de mayo, julio y agosto debido a que esta bomba no trabajó dichos meses.

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a la metodología del capítulo 2.

Tabla 3.10 Resultados de operación de la bomba P4

VARIABLE	Diseño	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Unidades
Flujo de agua	460.5	141.6	198.8	172.9	197.5	l/s
Demanda eléctrica	927.2	820.7	826.8	777.8	771.7	kWe
Potencia al freno	871.6	755.0	760.7	715.6	710.0	kWe
Eficiencia de la bomba	85.0	33.8	48.1	45.0	51.8	%
Eficiencia (motobomba)	79.9	31.1	44.2	41.4	47.6	%
Eficiencia esperada de la bomba	79.9	47.6	54.7	51.6	54.5	%

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a la metodología del capítulo 2.

Tabla 3.11 Resultados de operación de la bomba P5

VARIABLE	Diseño	Mayo	Junio	Julio +	Agosto	Unidades
Flujo de agua	460.5	152.1	200.1	-----	197.3	l/s
Demanda eléctrica	927.2	796.2	777.8	-----	747.2	kWe
Potencia al freno	871.6	732.5	715.6	-----	687.4	kWe
Eficiencia de la bomba	85.0	37.6	50.6	-----	52.2	%
Eficiencia (motobomba)	79.9	34.6	46.6	-----	48.1	%
Eficiencia esperada de la bomba	79.9	49.0	54.9	-----	54.5	%

+ No se muestra información del mes julio debido a que esta bomba no trabajó dicho mes.

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a la metodología del capítulo 2.

En la Tabla 3.12 se muestran los resultados de la eficiencia de operación de las bombas de captación, la eficiencia esperada y la diferencia entre ambas. Esta diferencia se relaciona directamente con el potencial de ahorro de energía que se podría obtener a la misma condición de flujo, si se modifican las condiciones de operación del sistema de bombas por aquellas contempladas en su diseño.

La eficiencia esperada de la bomba es aquella que por diseño corresponde para una condición de flujo dado, la cual esta definida en la metodología del capítulo 2.

La Figura 3.1 muestra el comportamiento de la eficiencia de las bombas de captación, de acuerdo con las condiciones de operación en los meses de mayo a septiembre del 2000. Cabe destacar que cada punto mostrado en el gráfico, muestra la eficiencia de operación de cada bomba, que corresponde a su flujo de operación.

La Figura 3.2 muestra la curva y los puntos de operación de eficiencia de las bombas de proceso, en la cual se puede observar que estas no difieren mucho respecto a la eficiencia de diseño y su disminución se debe a desgastes en los impulsores y a la condición de baja carga de flujo de operación.

Tabla 3.12 Eficiencias de operación de bombas de captación

BOMBA DE CAPTACIÓN		FLUJO (l/s +)	EFICIENCIA OPERACIÓN (%)	EFICIENCIA ESPERADA (%)	EFICIENCIA DIFERENCIA (%)
#	DISEÑO	337.5	81.0	81.0	-----
C1	JUN	257.7	36.4	63.6	27.2
C1	AGO&	44.4	7.3	37.6	30.3
C1	SEP	235.5	38.6	60.4	21.8
C4	MAY	268.5	38.3	65.0	26.7
C4	JUN	265.5	40.3	64.7	24.4
C4	JUL	231.6	45.3	59.9	14.6
C5	SEP&	60.0	9.5	38.1	28.6
C6	MAY	328.5	45.2	72.2	27.0
C6	JUN	313.8	44.5	70.7	26.2
C6	JUL	300.9	46.9	69.2	22.3
C6	AGO	294.9	45.8	68.4	22.6
C6	SEP	241.5	36.8	61.3	24.5
C7	JUL	340.6	49.4	73.4	24.0
C7	AGO	368.9	49.7	75.9	26.2
C8	MAY	284.5	44.2	67.1	22.9
C8	JUN	279.3	40.9	66.5	25.6
C8	JUL	254.7	41.0	63.1	22.1
C8	AGO	328.9	50.1	72.3	22.2
C8	SEP	241.5	36.1	61.3	25.2
C1 (*)	SEP	213.4	34.6	57.0	22.4
C5 (*)	SEP	213.4	34.2	57.0	22.8
C6 (*)	SEP	213.4	32.9	57.1	24.2
C8 (*)	SEP	253.4	40.3	63.0	22.7
P1	MAY	196	34.9	48.3	13.4
P1	JUL	247	44.4	53.1	8.7
P1	AGO	263	48.3	54.5	6.2
P2	MAY	208	38.2	49.4	11.2
P2	JUN	270	50.0	55.1	5.1
P2	JUL	251	48.5	53.5	5.0
P2	AGO	264	50.1	54.7	4.6
P3	JUN	264	50.6	54.7	4.1
P4	MAY	189	33.8	47.6	13.8
P4	JUN	265	48.1	54.7	6.6
P4	JUL	231	45.0	51.6	6.6
P4	AGO	263	51.8	54.5	2.7
P5	MAY	203	37.6	49.0	11.4
P5	JUN	267	50.6	54.9	4.3
P5	AGO	263	52.2	54.5	2.3
H @	SEP	346	56.2	61.9	5.7

* A flujo total de bombeo de 430.7 l/s.

& Valor considerado como error humano en la captura de información en las bitácoras de operación.

+ A flujo total de 670.0 l/s.

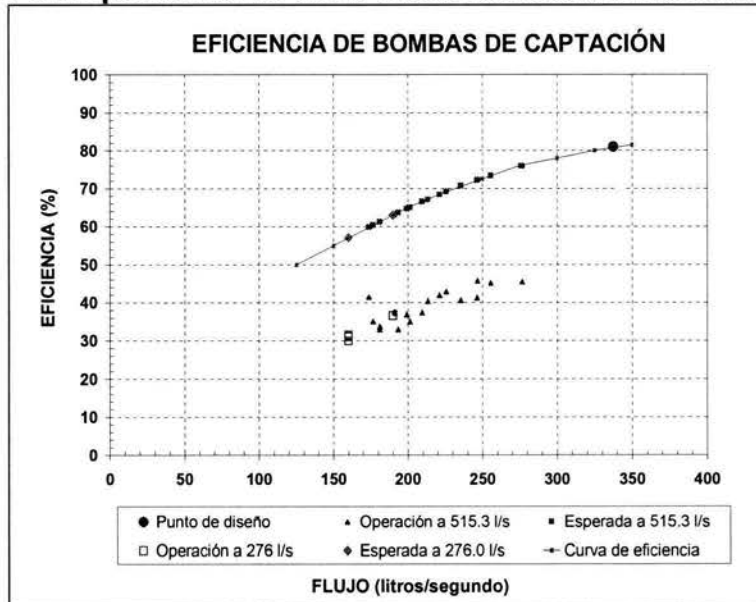
@ A flujo de bombeo total de 276.0 l/s, el resto de las bombas a flujo de 515.3 l/s.

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a la metodología del capítulo 2.

Del análisis de la situación actual de las bombas de captación y de proceso, se analizan dos aspectos importantes:

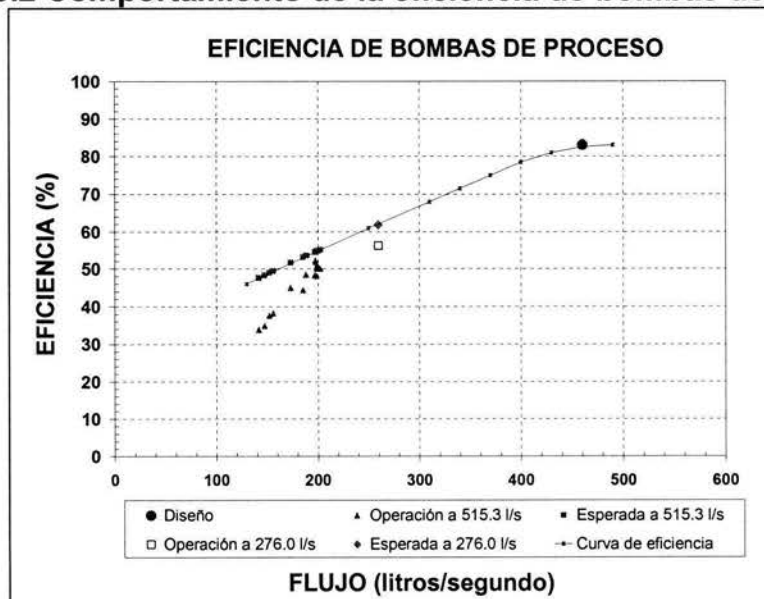
- i) Los sistemas de bombeo de captación están subutilizados, considerando que fueron diseñados para un flujo total de 1,840 l/s, y actualmente las necesidades totales se mantienen entre 430.7 l/s y 670.0 l/s (Ver Figura 3.1).
- ii) El sistema de bombeo de proceso está también subutilizado, considerando que fueron diseñados para un flujo total de 1,380 l/s, y actualmente las necesidades totales se mantienen entre 276.0 l/s y 515.3 l/s (Ver Figura 3.2).

Figura 3.1 Comportamiento de la eficiencia de bombas de captación



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.2 Comportamiento de la eficiencia de bombas de proceso



Fuente: Elaboración propia.

3.2. Rediseño de los sistemas de bombeo.

El rediseño de los sistemas de bombas de captación y de proceso considera 3 tipos de alternativas:

- a) Desincorporación de equipo.
- b) Mejora de eficiencia de bombas con variador de velocidad.
- c) Cambio de motor eléctrico por uno de alta eficiencia.

La desincorporación de equipo considera el desmantelamiento de las bombas que no se requieren para la operación de los sistemas de bombeo, debido a la reducción de la demanda de flujo discutida en el capítulo 1. El ahorro en esta alternativa es solo económico, debido a que ya no se dará mantenimiento a equipo que no se utiliza.

La mejora de eficiencia con variador de velocidad considera la instalación de estos dispositivos en las bombas de captación y bombas de proceso para ajustar el flujo de cada bomba a los requerimientos actuales y disminuir el consumo de electricidad en cada bomba.

El tercer tipo de alternativa considera el cambio de los motores eléctricos por sus equivalentes de alta eficiencia para la reducción del consumo de electricidad de cada bomba.

A continuación se analizarán las tres alternativas de rediseño para los sistemas de bombeo de captación y de proceso.

3.2.1. Desincorporación de equipo.

La desincorporación de equipos define, como su nombre lo indica, retirar de la instalación de bombeo aquellos equipos que no son requeridos para la operación del sistema, una vez que se tiene el respaldo suficiente para las condiciones máximas de operación de 670.0 l/s para las bombas de captación. Para las bombas de proceso se definieron dos formas de operación, las cuales consisten en la desincorporación de equipo de acuerdo a las condiciones actuales de operación y a condiciones óptimas de operación, sujetas a una capacidad máxima de bombeo de 515.3 l/s.

La desincorporación de equipo se puede realizar de acuerdo a dos condiciones de operación:

- La primera considera las condiciones actuales de operación.
- La segunda condición considera el rediseño de la operación actual.

3.2.1.1. Desincorporación de equipo en condiciones actuales de operación.

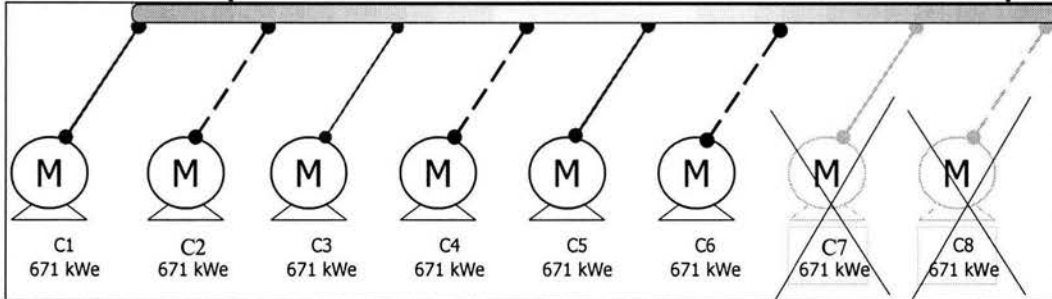
El sistema de bombeo de captación tiene 8 bombas, de las cuales 3 de ellas operan para satisfacer el flujo total de 670.0 l/s. Las 8 bombas se rotan para su funcionamiento a carga parcial como se muestra en la Figura 3.3. Los requerimientos de la instalación hacen necesario tener un equipo de respaldo por cada equipo en funcionamiento. El respaldo en este caso requiere de 3 bombas más, lo cual permite sugerir la desincorporación de 2 bombas, manteniendo las condiciones actuales de operación. No se opera solo con dos bombas, las cuales cumplirían con el flujo requerido debido a que el turbogenerador esta trabajando a carga mínima y no puede reducir más su generación de electricidad.

Hay 5 motobombas para el bombeo de proceso, de las cuales dos operan actualmente para satisfacer un flujo total de 515.3 l/s. Las 5 bombas se rotan para su funcionamiento a carga parcial como se

muestra en la Figura 3.4 En esta alternativa solo se retirará una motobomba, por lo que no arroja ahorro de energía, pero sí ahorro económico por disminución en los costos de mantenimiento. En caso de fallar una bomba hay un respaldo al 100% del tiempo.

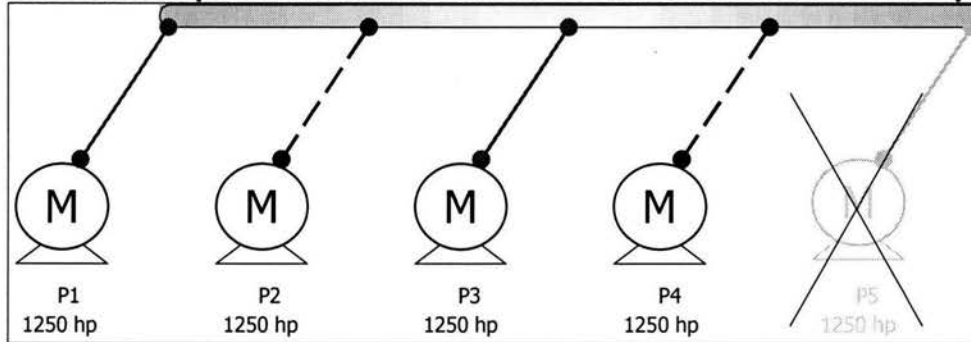
Las Figuras 3.3 y 3.4 se ilustran gráficamente las bombas del sistema de captación y de proceso, marcando con una X las bombas que se desincorporarían.

Figura 3.3 Desincorporación de 2 bombas a condiciones actuales de operación



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.4 Desincorporación de 1 bomba a condiciones actuales de operación.



Fuente: Elaboración propia.

3.2.1.2. Desincorporación de equipo mediante el rediseño de la operación actual.

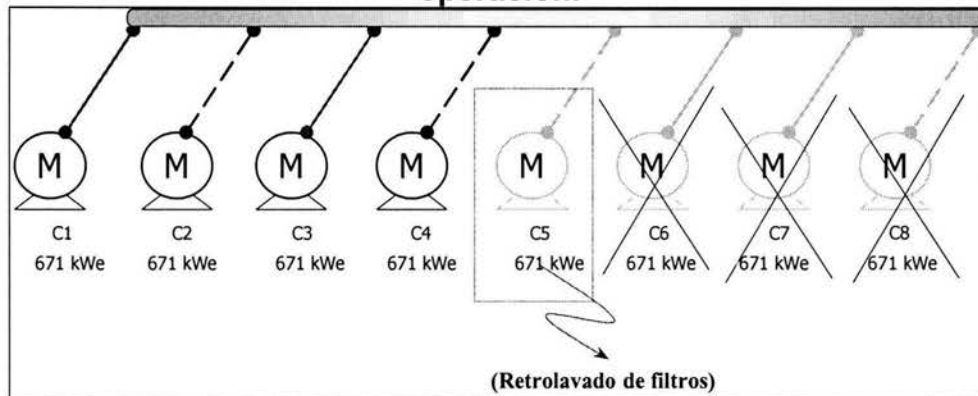
Esta alternativa de desincorporación define el rediseño del uso de bombas de captación, lo cual se muestra a continuación:

El flujo de agua de diseño de estas bombas permiten proporcionar 337.5 l/s por bomba, lo cual implica que con 2 bombas serán suficientes para cubrir la demanda total a carga de bombeo máxima de 670 l/s.

Con base en el análisis del párrafo anterior, se requieren 4 bombas, dos para operación y 2 de respaldo; sin embargo, como una bomba es utilizada para retrolavado de filtros (sin requerimiento de respaldo), se requerirán en total 5 bombas. Por lo anterior, la propuesta es desincorporar 3 bombas mejorando las condiciones actuales de operación. En la Figura 3.5 se muestran las bombas de captación instaladas y las que se desincorporarán bajo esta condición de operación.

La opción de desincorporación de bombas de proceso considera que se requieren dos bombas de proceso para cubrir las necesidades de agua de 515.3 l/s. Esto implica que se requieren dos bombas más para respaldo al 100%, por lo que se desincorpora solo una bomba (Ver Figura 3.4).

Figura 3.5 Desincorporación de tres bombas mejorando las condiciones de operación.



Fuente: Elaboración propia.

3.2.2. Mejora de eficiencia del proceso con variador de velocidad.

En la instalación de bombeo en estudio, donde se tiene el problema de bajas eficiencias del bombeo por su operación a carga parcial, se puede estimar el ahorro de energía considerando la instalación de un variador de velocidad para la reducción de flujo de agua a los requerimientos del proceso sin la necesidad de utilizar la válvula de estrangulación de flujo. Para el caso de bombeo a 670.0 l/s solo se requiere la operación de dos bombas, y el control se puede realizar en las dos bombas. Para la operación a flujo de agua de 430.7 l/s, se requieren 2 bombas con variador de velocidad. Estas alternativas por supuesto requerirán de la eliminación de la válvula reductora de presión y la estrangulación que actualmente se tiene como forma de operación para el control de la presión de descarga y del flujo de agua.

De acuerdo a la evaluación de operación realizada a las bombas de captación en el capítulo 1, el potencial de ahorro de energía se evaluó de acuerdo a 3 alternativas, 2 de ellas a flujo de 670.0 l/s y una a flujo de 430.7 l/s. Las alternativas se describen a continuación en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13 Alternativas de Rediseño de bombas con variador de velocidad.

CLAVE	FLUJO (l/s)	DESCRIPCIÓN
A1	670.0	Condiciones actuales de operación con 3 bombas usando variador de velocidad en las 3 bombas.
A2	670.0	Condición de operación optimizada con 2 bombas en operación usando variador de velocidad en las dos bombas.
A3	430.7	Condiciones actuales de operación con 2 bombas usando variador de velocidad en las dos bombas.
P1	515.3	Condiciones actuales de operación con 2 bombas usando variador de velocidad en las dos bombas.
P2	276.0	Condiciones de operación con 1 bomba usando variador de velocidad.

Fuente: Elaboración propia.

En esta sección se evalúa el uso del variador de velocidad para las condiciones actuales y de rediseño de operación para reducir los consumos de electricidad. La evaluación se realizará a dos condiciones de flujo total: 276.0 l/s y 515.3 l/s. Para el caso de bombeo a 515.3 l/s se requiere la operación de dos bombas de proceso con control de flujo en las dos a flujo parcial. Para la operación a flujo de agua de 276.0 l/s, se requiere solo una bomba con variador de velocidad.

3.2.2.1. Potencial de ahorro de energía.

Bombas de captación.

El cálculo de la potencia consumida por las bombas con variadores de velocidad se realizó de acuerdo a la metodología presentada en el capítulo 2.2.

Para la comparación de las alternativas a flujo total de 670.0 l/s, se consideró el consumo actual anual de energía eléctrica promedio de 10'130,898 kWh/año (3 bombas en funcionamiento), y ese valor se comparó con la energía eléctrica que se consumiría en cada una de las alternativas.

Para las alternativas a flujo total de 430.7 l/s, se consideró la potencia promedio de operación de las bombas evaluadas y el tiempo de operación anual para estimar el consumo de electricidad anual de 8'691,234 kWh/año, el cual se comparó con la energía eléctrica que se consumiría en cada una de las alternativas para obtener el potencial de ahorro total anual.

A continuación se describen los resultados de los potenciales de ahorro para cada una de las 3 alternativas planteadas para las bombas de captación y 2 para las bombas de proceso.

La alternativa A1 considera la operación anual de las bombas de captación evaluadas en el capítulo 1, pero utilizando variador de velocidad.

Esta alternativa considera el uso de tres bombas para satisfacer la demanda total de agua de 670 l/s, por lo que la operación de cada bomba estará funcionando al 66% (223 de 337.5 l/s). La potencia demandada por la bomba con variador de velocidad a dicho flujo es de 426 kWe.

Las horas anuales totales de operación considerando las 3 bombas son de 20,277 funcionando 3 bombas. El consumo total de electricidad anual será entonces el siguiente:

$$\text{Electricidad consumida} = 20,277 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \times 426 \text{ kW} = 8'638,002 \text{ kWh / año}$$

El potencial de ahorro de energía es la diferencia de los consumos de energía de la operación con y sin variador de velocidad, esto es:

$$\text{Ahorro} = 10'130,898 - 8'638,002$$

$$\boxed{\text{Ahorro} = 1'492,896 \text{ kWh / año}}$$

La alternativa A2 considera el uso de dos bombas para satisfacer la demanda total de agua de 670 l/s, por lo que la operación de cada bomba estará funcionando al 99% (335 de 337.5 l/s), por lo que prácticamente estará funcionando a condiciones de diseño. La diferencia con la operación actual será que solo operarán 2 en lugar de 3 bombas. La potencia demandada por la bomba con variador de velocidad a dicho flujo es de 600 kWe.

Las horas anuales de operación actual son de 20,277 funcionando 3 bombas. Considerando el mismo tiempo de operación pero para dos bombas, se tendrá un tiempo total de operación de dos terceras partes el tiempo, equivalente a 13,518 horas/año. El consumo total de electricidad anual será entonces el siguiente:

$$\text{Electricidad consumida} = 13,518 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \times 600 \text{ kW} = 8'110,800 \text{ kWh / año}$$

$$Ahorro = 10'130,898 - 8'110,800$$

$$Ahorro = 2'020,098 \text{ kWh / año}$$

La alternativa A3 considera el uso de dos bombas para satisfacer la demanda total de agua de 430.7 l/s, por lo que la operación de cada bomba estará funcionando al 64% (215.4 de 337.5 l/s). Otra diferencia con la operación actual será que solo operarán 2 en lugar de 3 bombas. La potencia demandada por la bomba con variador de velocidad a dicho flujo es de 388 kW.

Las horas anuales de operación actual son de 20,277 funcionando 3 bombas. Considerando el mismo tiempo de operación pero para dos bombas, se tendrá un tiempo total de operación de dos terceras partes el tiempo, equivalente a 13,518 horas/año. El consumo total de electricidad anual será entonces el siguiente:

$$\text{Electricidad consumida} = 13,518 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \times 388 \text{ kW} = 5'244,984 \text{ kWh / año}$$

$$Ahorro = 8'691,234 - 5'244,984$$

$$Ahorro = 3'446,250 \text{ kWh / año}$$

Bombas de proceso.

Para la comparación de las alternativas a flujo total de 515.3 l/s, se consideró el consumo actual anual de electricidad promedio de 13'244,689 kWh/año (2 bombas en funcionamiento), y ese valor se comparó con la energía eléctrica que se consumiría en la alternativa P1.

Para las alternativas a flujo total de 276.0 l/s, se consideró la potencia promedio de operación de las bombas evaluadas y el tiempo de operación anual para estimar el consumo de electricidad anual de 6'960,344 kWh/año, el cual se comparó con la energía eléctrica que se consumiría en la alternativa P2 para obtener el potencial de ahorro total anual.

A continuación se describen los resultados de los potenciales de ahorro para las 2 alternativas planteadas para estas bombas.

La alternativa P1 considera la operación anual de las bombas de proceso evaluadas en el capítulo 1, pero utilizando variador de velocidad. Se utilizan dos bombas para satisfacer la demanda total de agua de 515.3 l/s, por lo que la operación de cada bomba estará funcionando al 56% (257.7 de 460.5 l/s). La potencia demandada por la bomba con variador de velocidad a dicho flujo es de 711 kW.

Las horas anuales de operación son de 16,592 funcionando 2 bombas. El consumo total de electricidad anual será entonces el siguiente:

$$\text{Electricidad consumida} = 16,592 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \times 711 \text{ kW} = 11'796,912 \text{ kWh / año}$$

El potencial de ahorro de energía es la diferencia de los consumos de energía de la operación con y sin variador de velocidad, esto es:

$$Ahorro = 13'244,689 - 11'796,912$$

$$Ahorro = 1'447,777 \text{ kWh / año}$$

La alternativa P2 considera el uso de una bomba para satisfacer la demanda total de agua de 276.0 l/s, por lo que la operación de la bomba estará funcionando al 60% (276 de 460.5 l/s). La potencia demandada por la bomba con variador de velocidad a dicho flujo es de 737 kW.

Las horas anuales de operación actual son de 8,296 funcionando una bomba. El consumo total de electricidad anual será entonces el siguiente:

$$\text{Electricidad consumida} = 8,296 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \times 737 \text{ kW} = 6'114,152 \text{ kWh/año}$$

$$\text{Ahorro} = 6'960,344 - 6'114,152$$

$$\boxed{\text{Ahorro} = 846,192 \text{ kWh/año}}$$

En la Tabla 3.14 muestra el resumen de resultados de los potenciales de ahorro de energía de estas tres alternativas.

El mayor potencial de ahorro de energía a flujo total de 670 l/s se obtiene con la alternativa 2, debido a que sugiere la utilización de dos bombas en lugar de 3 en la alternativa 1.

La alternativa 3 es la única para el flujo total de 430.7 l/s, pero resulta con el mayor potencial de ahorro de energía debido a que el uso del variador de velocidad reduce la demanda de electricidad.

Tabla 3.14 Potencial de ahorro de energía usando variador de velocidad.

Alternativa	Flujo (l/s)	Consumo actual (kWh/año)	Consumo con variador (kWh/año)	Potencial de ahorro de energía (kWh/año)
A1	670.0	10'130,898	8,638,002	1'492,896
A2	670.0	10'130,898	8,110,800	2'020,098
A3	430.7	8,691,234	5,244,984	3,446,250
P1	515.3	13'244,689	11,796,912	1'447,777
P2	276.0	6,960,344	6'114,152	846,192

Fuente: Elaboración propia.

3.2.3. Cambio de equipo por más eficiente.

La eficiencia de diseño de los motores eléctricos instalados en las bombas de captación es de 92.39%, mientras que los equipos comerciales con características similares tienen una eficiencia superior al 95% (ver Figura 3.4). Podría decirse que es poca la diferencia, pero es importante mencionar que un punto porcentual de eficiencia en equipos de esta capacidad, representa un potencial de ahorro de energía significativo, como se podrá comprobar más adelante en esta sección.

Los motores eléctricos de las bombas de proceso tienen una eficiencia de diseño del 93.13 %, mientras que los equipos comerciales con características similares tienen una eficiencia superior al 96 %. Estos motores eléctricos están actualmente operando a carga parcial con una eficiencia del 92 %.

Para el análisis del cambio de equipo por más eficiente, se considera el reemplazo del motor eléctrico, ya que la eficiencia de la bomba no se incrementaría, debido a que las bombas de agua de

estas capacidades no han incrementado su eficiencia, por lo cual no habría ningún beneficio técnico ni energético el cambio de la bomba por una eficiencia similar a la actual.

Si consideran 6 alternativa de Rediseño como se describen en la Tabla 3.15

Tabla 3.15 Alternativas de Rediseño por cambio de motores eléctricos.

CLAVE	DESCRIPCIÓN
A1-6M	Cambio de 6 motores en condiciones actuales de operación
A2-4M	Cambio de 4 motores en condiciones óptimas de operación
A2-2M	Cambio de 2 motores en condiciones óptimas de operación
A3-2M	Cambio de 2 motores en condiciones óptimas de operación
P1-4M	Cambio de 4 motores en condiciones actuales de operación
P2-2M	Cambio de 2 motores en condiciones actuales de operación

La alternativa A1-6M propone el cambio de los tres motores de la Alternativa A1, operando con variador de velocidad; así como el reemplazo de sus respaldos para que todo el sistema opere a las condiciones de mayor eficiencia planteadas.

En esta alternativa, las condiciones de operación permanecerán constantes, con 20,277 horas reales de operación anual y consumo de energía eléctrica de 8'638,002 kWh/año

La eficiencia de los motores eléctricos del sistema se incrementará de 91.23 a 95.8%; por lo tanto, el consumo con la alternativa considerada será:

$$\text{Ahorro} \left[\frac{kWh}{\text{año}} \right] = \text{Consumo actual} \left[\frac{100}{\eta_{\text{mejorada}}} - \frac{100}{\eta_{\text{actual}}} \right]$$

$$\text{Ahorro} \left[\frac{kWh}{\text{año}} \right] = 8'638,002 \left[\frac{100}{91.23} - \frac{100}{95.8} \right]$$

$$\boxed{\text{Ahorro} = 451,675 \text{ kWh / año}}$$

3.2.3.1. Cambio de 4 motores con condiciones óptimas de operación.

La alternativa A2-4M propone la mejora de eficiencia en dos motores eléctricos y sus respaldos, manteniendo así las condiciones de operación de la alternativa A2.

En esta alternativa, las condiciones de operación permanecerán constantes, con 20,267 horas reales de operación anual y consumo de energía eléctrica de 8'110,800 kWh/año.

La eficiencia de los motores eléctricos del sistema se incrementará de 91.23 a 95.8%; por lo tanto, el consumo con la alternativa considerada será:

$$\text{Ahorro} = 8'110,800 \left[\frac{100}{91.23} - \frac{100}{95.8} \right]$$

$$\boxed{\text{Ahorro} = 424,108 \text{ kWh / año}}$$

Las alternativas A2-2M y A3-2M donde el proceso requiere que dos motores estén trabajando a plena carga todo el tiempo, y como el objetivo de ésta es reducir la compra de motores eficientes, se propone el reemplazo de dos de los motores existentes por nuevos de mayor eficiencia, considerando las alternativas A2 y A3.

En esta alternativa, las condiciones de operación permanecerán constantes, con 20,267 horas reales de operación anual y consumo de energía eléctrica de 8'110,800 kWh/año para la alternativa A2 y 5'244,984 kWh/año para la alternativa A3.

La eficiencia de los motores eléctricos del sistema se incrementará de 91.23 a 95.8%; por lo tanto, el consumo con la alternativa considerada será:

$$Ahorro = 8'110,800 \left[\frac{100}{91.23} - \frac{100}{95.8} \right]$$

$$\boxed{Ahorro = 424,108 \text{ kWh/año}}, \text{ para la alternativa A2.}$$

$$Ahorro \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right] = 5'244,984 \left[\frac{100}{91.23} - \frac{100}{95.8} \right]$$

$$\boxed{Ahorro = 274,257 \text{ kWh/año}}, \text{ para la alternativa A3.}$$

La alternativa P1-4M propone el cambio de cuatro motores: los dos que están operando actualmente bajo las mismas condiciones de carga y tiempo a flujo de 515.3 l/s, y sus respaldos, para que todo el sistema opere a las condiciones de mayor eficiencia planteadas.

Para este caso de Rediseño, se propone la mejora de eficiencia en dos motores eléctricos y sus respaldos, manteniendo así las condiciones de operación de la alternativa P1.

En esta alternativa, las condiciones de operación permanecerán constantes, con 16,592 horas reales de operación anual y consumo de energía eléctrica de 13'244,689 kWh/año.

La eficiencia de los motores eléctricos del sistema se incrementará de 92.0 a 95.6%; por lo tanto, el consumo con la alternativa considerada será:

$$Ahorro = 13'244,689 \left[\frac{100}{92.0} - \frac{100}{95.6} \right]$$

$$\boxed{Ahorro = 542,124 \text{ kWh/año}}$$

La alternativa P2-2M propone la mejora de eficiencia en un motor eléctrico y su respaldo, manteniendo así las condiciones de operación de la alternativa P2. Las condiciones de operación permanecerán constantes, con 8,296 horas reales de operación anual y consumo de energía eléctrica de 6'960,344 kWh/año. La eficiencia de los motores eléctricos del sistema se incrementará de 92.0 a 95.6%; por lo tanto, el consumo con la alternativa considerada será:

$$Ahorro = 6'960,344 \left[\frac{100}{92.0} - \frac{100}{95.6} \right]$$

$$\text{Ahorro} = 284,897 \text{ kWh/año}$$

La Tabla 3.16 muestra los potenciales de ahorro de energía por el cambio de los motores eléctricos.

Tabla 3.16 Potencial de ahorro de energía usando motores eléctricos de alta eficiencia

Alternativa	Consumo actual (kWh/año)	Potencial de ahorro de energía (kWh/año)
A1-6M	8'683,002	451,675
A2-4M	8'110,800	424,108
A2-2M	8'110,800	424,108
A3-2M	5'244,984	274,257
P1-4M	13'244,689	542,124
P2-2M	6'960,344	284,897

Fuente: Elaboración propia.

3.3. Conclusiones

La situación actual de los sistemas de bombeo de agua muestra una marcada disminución de la eficiencia de operación respecto a su diseño, encontrando valores de 14.7 a 27.2 puntos porcentuales para las bombas de captación y de 2.3 a 13.8 para las bombas de proceso.

Se plantearon como alternativas de desincorporación el desmantelamiento de 2 bombas de captación y una bomba de proceso para la situación actual de operación, y 3 bombas de captación y una bomba de proceso para la opción de Rediseño de operación, bajo la premisa de 100% de respaldo de equipos.

Las alternativas que plantean la instalación de variadores de velocidad para el rediseño de los sistemas de bombeo, consideraron 3 para las bombas de captación y 2 para las bombas de proceso. Los potenciales de ahorro de electricidad de las alternativas de las bombas de captación son de 1.5, 2.0 y 3.4 millones de kWh/año. Los potenciales de ahorro de las bombas de proceso son de 1.5 y 0.8 millones de kWh/año.

Las alternativas de Rediseño que plantean el cambio de motores eléctricos por sus equivalentes de alta eficiencia, consideran 4 opciones para las bombas de captación y 2 para las bombas de proceso. Los potenciales de ahorro de electricidad de las bombas de captación son de 0.41, 0.38, 0.38 y 0.25 millones de kWh/año. Los potenciales de ahorro de las bombas de proceso son de 0.49 y 0.26 millones de kWh/año.

En el capítulo 5 se realizará la evaluación económica de estas alternativas para conocer si su aplicación técnica es viable desde el punto de vista económico.

CAPÍTULO 4

REDISEÑO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

4. REDISEÑO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

En el capítulo 1 se presentó la situación actual de operación del sistema de generación de electricidad, encontrándose que el complejo cuenta con su propio sistema de generación de electricidad y que debido a la disminución de la demanda de electricidad (de 17.1 MW_e en la condición de diseño a 5.0 MW_e en operación actual) la eficiencia de generación ha disminuido de 33.3% a 21.6%. Esta situación provoca a su vez el incremento de los costos unitarios de generación de electricidad, la cual se presenta en el capítulo 5.

En este capítulo se definen 4 alternativas de rediseño para incrementar la eficiencia de generación de electricidad, las cuales se describen a continuación:

- G1, Turbogenerador actual a 10.2 MW_e con envío de electricidad vía cable submarino.
- G2, Turbogeneradores nuevos Tempest para usos propios.
- G3, Turbogenerador nuevo Solar Taurus para usos propios.
- G4, Motogeneradores nuevos para usos propios.

La alternativa G1 considera incrementar la generación de electricidad hasta 10.2 MW_e, de los cuales 5 MW_e satisfacen la demanda del complejo y 5.2 MW_e se envían a un complejo cercano. Las alternativas G2 y G3 consideran la sustitución de los turbogeneradores actuales por su equivalente que satisfaga la demanda actual de 5 MW_e del complejo. La alternativa G4 considera la sustitución de los turbogeneradores actuales por motogeneradores que satisfagan la demanda actual de 5 MW_e del complejo.

La metodología utilizada para el desarrollo de las alternativas de rediseño se presenta en el capítulo 2.

4.1. ALTERNATIVA G1.- Turbogenerador actual a 9.2 y 10.2 MW_e con venta de electricidad vía cable submarino.

Esta alternativa consiste en producir la energía eléctrica requerida en la instalación industrial y enviar electricidad a una instalación cercana mediante cable submarino.

Para analizar esta alternativa, fue necesario conocer los máximos requerimientos de demanda de la instalación externa (5.2 MW_e) y considerar los requerimientos de la instalación interna (4 y 5 MW_e).

Cuando el complejo opera a condiciones actuales consume 5 MW_e, pero si se hace el rediseño de los sistemas de bombeo de captación y proceso del capítulo 3, el consumo de electricidad se reduce a 4 MW_e. Estas condiciones de operación requieren en cada caso que la generación se realice a 9.2 y 10.2 MW_e para satisfacer la demanda interna y externa de electricidad.

La trayectoria y equipo propuesto para el enlace eléctrico entre el complejo y la instalación a la cual se enviará la electricidad mediante cable submarino quedan fuera del alcance técnico de este estudio, solo serán considerados los costos totales para la evaluación económica.

Para la evaluación de esta alternativa, se utilizaron las curvas de diseño de los turbogeneradores LM-2500 de la sección 1.5, evaluadas a la potencia de generación de 9.2 y 10.2 MW_e, para conocer el consumo de combustible, obteniendo 2,807.0 y 2,997.4 m³/h, respectivamente.

Haciendo la comparación del régimen térmico para el cambio de las condiciones de generación de electricidad de 5 MW_e a 10.2 MW_e, se obtiene de la curva de comportamiento de la figura 1.17, una disminución de 3,984 kJ/kWh, pasando de 16,676 a 12,692 a kJ/kWh. Esta disminución en el régimen térmico implica la mejora en la eficiencia de generación de electricidad de 6.7 puntos porcentuales, pasando de 21.6 % a 28.3 %.

Las ventajas de esta alternativa son:

- i) Se tendrá un mejor aprovechamiento del equipo de generación trabajando a mayor potencia y eficiencia, lo cual implica la reducción del régimen térmico y por lo tanto menor costo de generación por kWh de generación.
- ii) No habrá modificaciones a la infraestructura física de las instalaciones por desincorporación de equipos de generación.

Las desventajas son:

- i) Se requerirá realizar inversión en la red eléctrica para la instalación del cable submarino y transformadores de enlace.

4.2. ALTERNATIVAS G2 y G3.-Turbogeneradores nuevos para usos propios.

Esta sección contiene dos alternativas de rediseño para la sustitución de los dos turbogeneradores actuales de 17.1 MW_e cada uno, por dos turbogeneradores nuevos de menor capacidad que satisfagan la demanda máxima de electricidad del complejo. Dichas alternativas se sustentan en la capacidad instalada de generación excesiva actual. Con la aplicación de estas alternativas se obtendrá la disminución del consumo de combustible para dos condiciones de operación del complejo, a 4 y 5 MW_e.

La capacidad de los turbogeneradores nuevos se determinó considerando la demanda máxima interna del complejo y a su vez la demanda máxima externa considerada en la sección 1.5; asimismo, se verificó con proveedores las capacidades disponibles que cumplieran los requerimientos actuales de potencia, y se revisaron sus características técnicas y los parámetros comparables de eficiencia, consumo de combustible y régimen térmico. Se utilizó también el GT-Pro para obtener las curvas características de comportamiento de consumo de combustible, eficiencia y régimen térmico.

En la Tabla 4.1 se reportan los datos principales de las turbinas Tempest y Solar Taurus extraídos de los manuales del fabricante para la condición ISO y los datos de diseño con el software GT-Pro para reproducir las condiciones ISO de los turbogeneradores y conocer sus curvas de comportamiento.

En la Tabla 4.2 se reportan las desviaciones en el comportamiento de dichos turbogeneradores para los datos de los catálogos de fabricantes y los obtenidos con GT-Pro. En dicha tabla se puede observar que la mayor desviación se refiere el régimen térmico, siendo 6.8 % menor para los datos del fabricante que el simulado de la turbina Tempest. Asimismo, la mayor desviación de la Taurus fue para la temperatura de gases con -4.3%. Estas desviaciones no son significativas para los objetivos de ingeniería y se tomarán como buenos para las evaluaciones siguientes.

De la misma forma como se llevó a cabo el análisis de la condición ISO, en la Tabla 4.3 se muestra el resultado del comportamiento de diseño obtenido con el software GT-Master para las condiciones de SITIO.

La reducción en potencia de 7.3 a 6.7 MW_e (7.5 %) de las condiciones ISO respecto a las condiciones de SITIO se debe al incremento de la temperatura del aire a la entrada del compresor de 15 a 27 °C y el incremento de la humedad relativa del aire de 60 a 80%. Estos datos los proporciona el fabricante de los turbogeneradores o pueden ser obtenidos del GT-Master mediante la simulación respectiva de la máquina en estudio. Para el caso de la turbina Taurus, la potencia se ve reducida 9.0 % (de 6.8 a 6.3 MW_e).

Tabla 4.1 Comportamiento de las turbina Tempest y Taurus en condiciones ISO.

Variable	Tempest fábrica	Tempest GT-Pro	Taurus fábrica	Taurus GT-Pro	Unidad
Temperatura de los gases de escape	546	559	479	500	(°C)
Generación eléctrica	7.7	7.3	6.9	6.8	(MW _e)
Régimen térmico	11,700	12,495	11,084	11,487	(kJ/kWh)
Eficiencia	30.0	29.0	32.0	31.0	(%)

Fuente: Elaboración propia con datos de fabricante.

Tabla 4.2 Desviación entre los datos de fabricante y GT-Pro en condiciones ISO.

Variable	Desviación Tempest (%)	Desviación Taurus (%)
Temperatura de los gases de escape	-2.3	-4.3
Generación eléctrica	5.2	0.8
Régimen térmico	-6.8	-3.6
Eficiencia	3.3	3.1

Fuente: Elaboración propia con datos de GT-Pro y de fabricante.

Tabla 4.3 Comportamiento de las turbinas Tempest y Taurus en condiciones de SITIO

Variable	Tempest	Taurus	Unidad
Temperatura de los gases de escape	569	513	(°C)
Generación eléctrica	6.7	6.3	(MW _e)
Régimen térmico	12,824	11,818	(kJ/kWh)
Eficiencia	28.0	30.0	(%)

Fuente: Elaboración propia con datos de GT-Pro.

En la Figura 4.1 se muestra el comportamiento del régimen térmico y generación del turbogenerador Tempest para diferentes condiciones de temperatura ambiente, observándose que a medida que se incrementa la temperatura ambiente, se incrementa el régimen térmico para una misma capacidad de generación de electricidad.

El régimen térmico del turbogenerador Tempest a generación de 4 y 5 MW_e es de 14,865 y 13,852 kJ/kWh, respectivamente. Comparando este resultado con el obtenido en las condiciones actuales del turbogenerador de 17.1 MW_e a las mismas condiciones, (17,906 y 16,676 kJ/kWh), hay una reducción de este indicador de 3,041 y 2,824 kJ/kWh, respectivamente.

En la Figura 4.2 se muestra el comportamiento de la eficiencia respecto a la generación para diferentes temperaturas ambiente. La eficiencia del turbogenerador Tempest a las condiciones de operación de 4 MW_e y 5 MW_e es de 24.2 y 26.0%. La diferencia de eficiencia respecto al turbogenerador actual es de 4.2 y 4.4% mayor para el turbogenerador Tempest, respectivamente.

La Figura 4.3 muestra el consumo de gas combustible del turbogenerador Tempest respecto a la generación, donde se observa el comportamiento lineal del consumo de combustible para las diferentes temperaturas ambiente, dicho comportamiento es prácticamente el mismo, ya que las rectas para cada temperatura están muy cercanas entre sí.

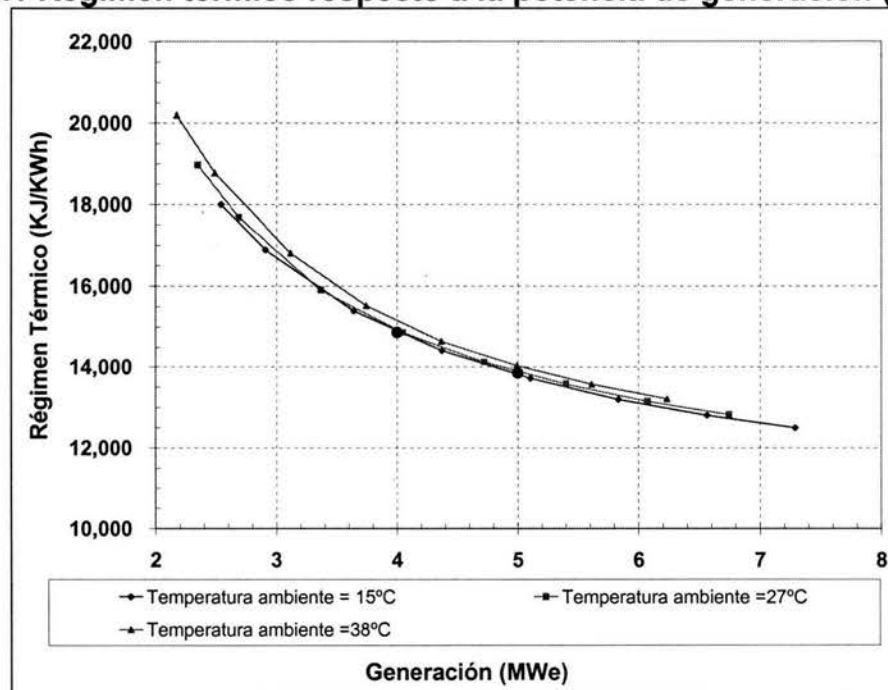
El consumo de gas combustible para generación de electricidad de 4 y 5 MW_e es de 31,159 y 36,135 m³/día. El consumo de gas combustible del turbogenerador actual para las mismas capacidades de generación es de 42,872 y 47,679 m³/día, respectivamente. La diferencia en consumo de ambos turbogeneradores es de 11,713 y 11,544 m³/día, lo cual corresponde a una reducción de 27.3 y 24.2%.

En la Figura 4.4 se muestra el consumo de gas combustible del turbogenerador a 4 y 5 MW_e de generación, teniéndose un consumo de 28,414 y 32,823 m³/día, respectivamente. Comparando dicho consumo con el obtenido con el turbogenerador actual (42,872 y 47,679 m³/día a 4 y 5 MW_e), se tiene una reducción de 14,458 y 14,856 m³/día, respectivamente.

En la Figura 4.5 se muestra el régimen térmico del turbogenerador a 4 y 5 MW_e de generación, teniéndose un valor de 13,598 y 12,631 kJ/kWh, respectivamente. Comparando dicho consumo con el obtenido con el turbogenerador actual (17,906 y 16,676 kJ/kWh a 4 y 5 MW_e), se tiene una reducción de 4,308 y 4,045 kJ/kWh, respectivamente.

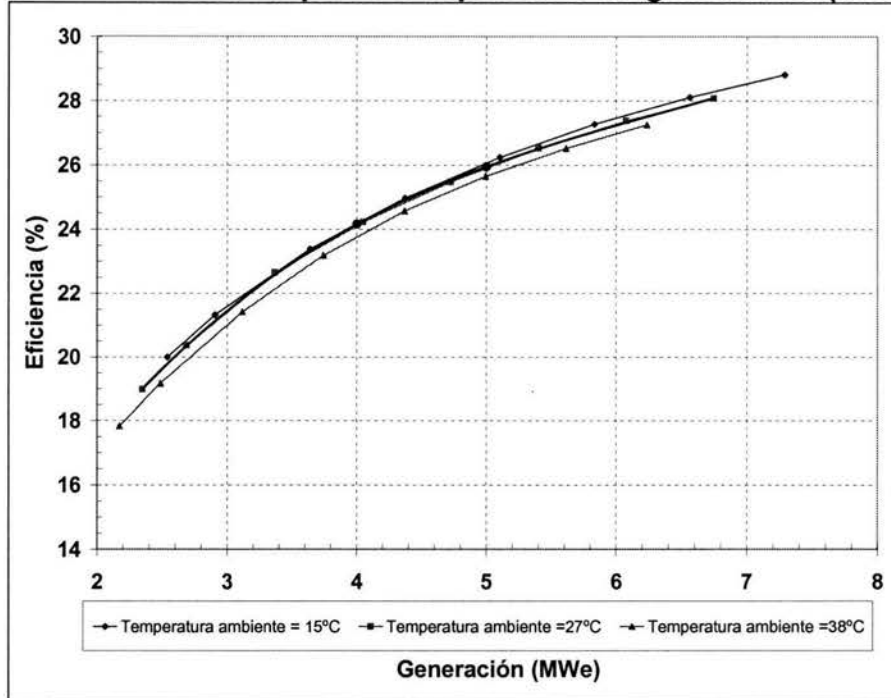
En la Figura 4.6 se muestra la eficiencia del turbogenerador a 4 y 5 MW_e de generación, teniéndose un valor de 26.4 y 28.5%, respectivamente. Comparando dicho consumo con el obtenido con el turbogenerador actual (20.0 y 21.6% a 4 y 5 MW_e), se tiene una reducción de 6.4 y 6.9%, respectivamente.

Figura 4.1 Régimen térmico respecto a la potencia de generación (Tempest)



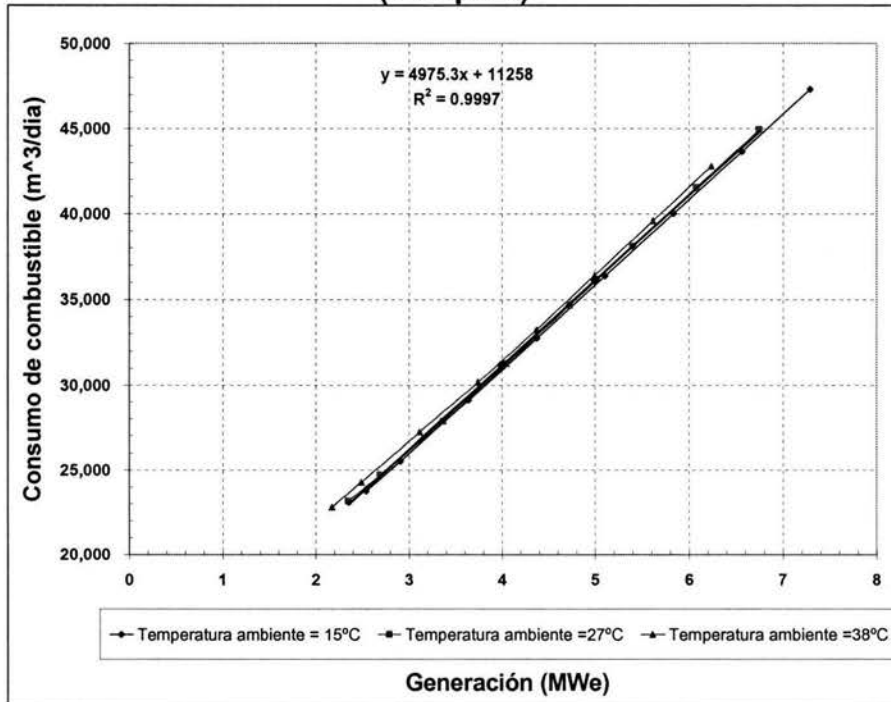
Fuente: Elaboración propia con datos de GT-Pro.

Figura 4.2 Eficiencia respecto a la potencia de generación (Tempest)



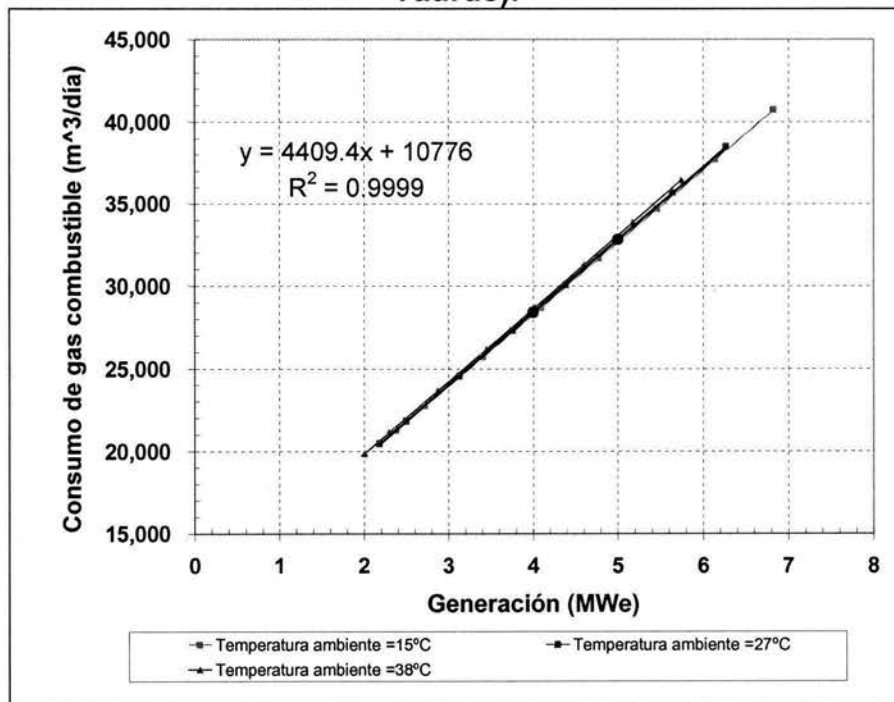
Fuente: Elaboración propia con datos de GT-Pro.

Figura 4.3 Consumo de gas combustible respecto a la potencia de generación (Tempest)



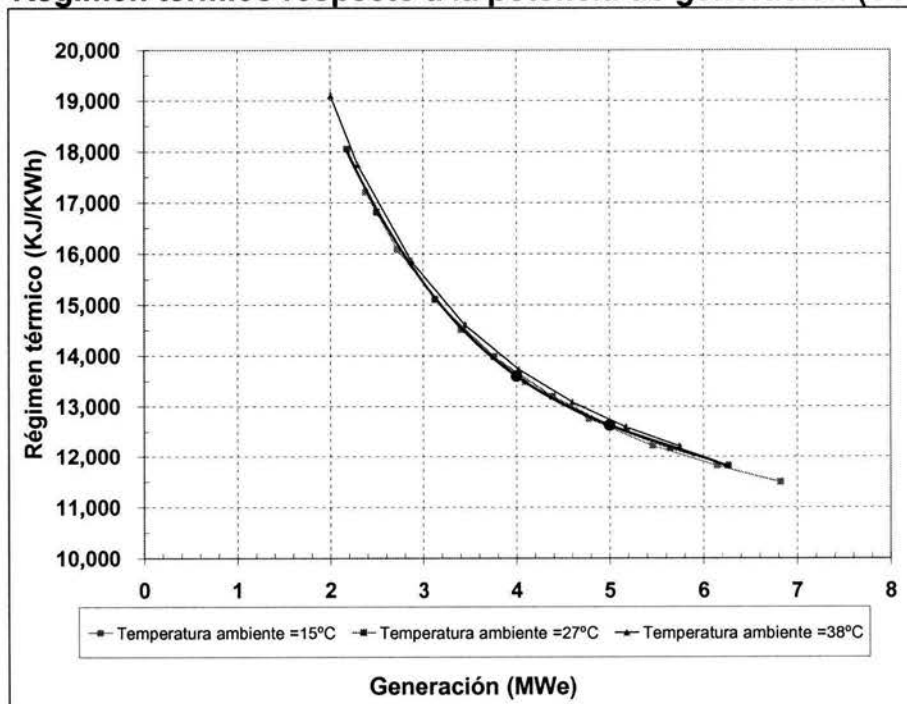
Fuente: Elaboración propia con datos de GT-Pro.

Figura 4.4 Consumo de gas combustible respecto a la potencia de generación (Solar Taurus).

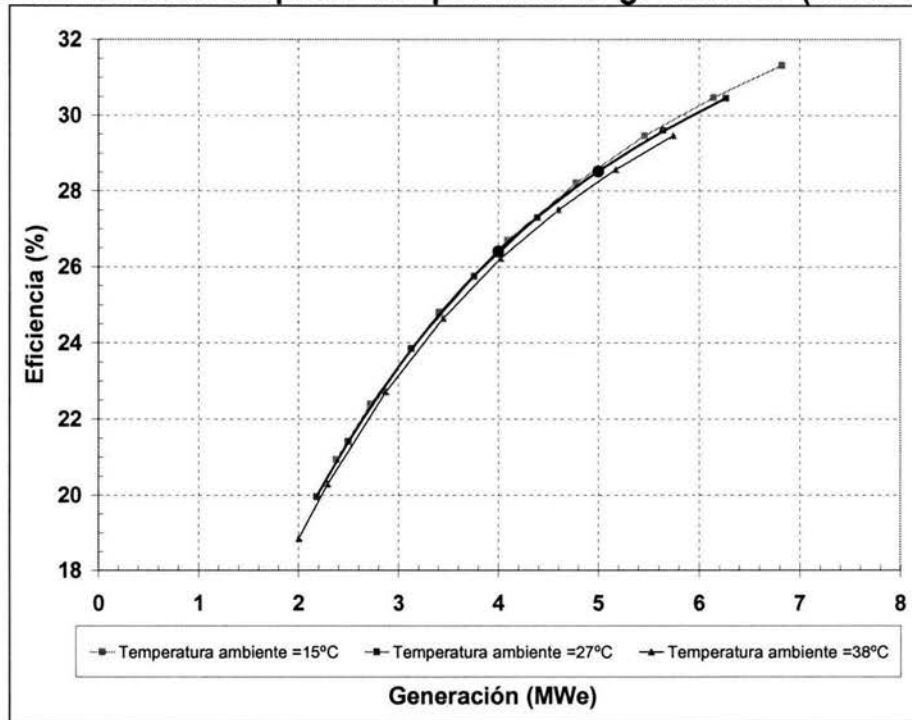


Fuente: Elaboración propia con datos de GT-Pro.

Figura 4.5 Régimen térmico respecto a la potencia de generación (Solar Taurus)



Fuente: Elaboración propia con datos de GT-Pro.

Figura 4.6 Eficiencia respecto a la potencia de generación (Solar Taurus).

Fuente: Elaboración propia con datos de GT-Pro.

4.2.1. Ventajas y desventajas.

Las ventajas de tener un turbogenerador nuevo con la capacidad requerida son las siguientes:

- Equipo con tecnología actualizada.
- Mayor eficiencia en la operación ya que se trabaja a valores nominales con menor régimen térmico.
- Mantenimiento menor, por ser equipo nuevo.
- Reducción del régimen térmico para la generación de electricidad requerida.

Entre las desventajas se consideran las siguientes:

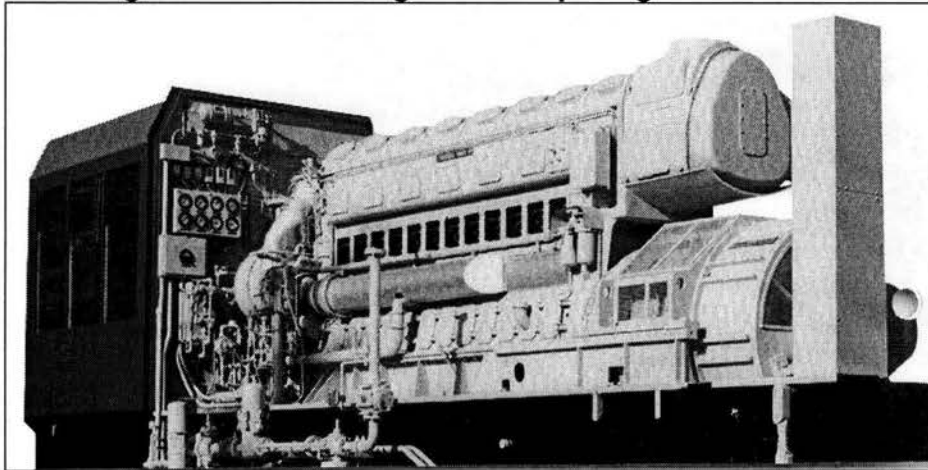
- Se deben realizar gastos adicionales por desmantelamiento, transporte y almacenamiento del equipo desincorporado, consecuentemente se tendrían que considerar también gastos de montaje del nuevo equipo y capacitación del personal.
- Tiempo empleado para realizar el reemplazo de equipo y modificación de instalaciones.

4.3. ALTERNATIVA G4.-Motogeneradores nuevos para usos propios.

Esta alternativa propone la sustitución de los dos turbogeneradores actuales de 17.1 MW_e, por 4 motogeneradores para cubrir la demanda actual con 2 de ellos, y los 2 restantes usados como respaldo al 100%.

La tecnología de los motores recíprocos es ampliamente utilizada para aplicaciones de generación de electricidad. En caso de contar con acceso a la alimentación de gas natural, resultan muy prácticos por su facilidad de conexión al servicio existente, siendo además menos contaminantes que los equipos con diesel (Ver Figura 4.7).

Figura 4.7 Fotografía de un motogenerador para generación de electricidad.



Fuente: Catálogo del fabricante de motogeneradores.

Estos motores pueden utilizar combustibles como combustóleo, gas natural, diesel, gasolina y petróleo. El motor de combustión interna tiene la ventaja de poder absorber las variaciones de carga eléctrica sin disminuir significativamente la eficiencia de generación, además de presentar disponibilidad y confiabilidad elevada (mayor del 90 %).

Una de las mayores ventajas de los motores de combustión interna es su elevada eficiencia de generación de electricidad, que se encuentra en un rango de 40 % a 46 %.

Los motores de combustión interna toman su carga en poco tiempo. El consumo de agua en un motor de combustión interna es bajo, debido a que esta se encuentra trabajando en circuito cerrado, por lo que no se requiere alimentar agua constantemente, sino solamente cuando se repongan las pérdidas o purgas. El agua en un motor se utiliza para enfriar la chaqueta del motor, el turbocargador y el aceite lubricante.

De la misma manera como sucede con las turbinas de gas, las condiciones ambientales del sitio son factores determinantes en el funcionamiento de un motor de combustión interna, debido a que es una máquina volumétrica, su funcionamiento es directamente proporcional a los cambios del flujo másico del aire que utiliza, se llegan a tener pérdidas de un 2 % de potencia por cada 300 metros de incremento de altura y una disminución de un 1% en su potencia por cada 5 °C de incremento en la temperatura³. En la Tabla 4.4, se muestran las características técnicas de los equipos propuestos.

³ Datos del fabricante de equipos

Debido a que la instalación industrial en estudio esta ubicada aproximadamente a 20 metros sobre el nivel del mar, la evaluación de los motores de combustión interna no se afectará por esta variable, solo se considera la variación por incremento de temperatura ambiente.

Considerando que la temperatura en condición ISO es de 15°C, las pérdidas por incremento de temperatura promedio tendrían un incremento de 12°C, equivalente a 2.4 % de pérdida de potencia. De la misma forma para la temperatura máxima, el incremento de temperatura de 23°C, equivale a 4.6 % de pérdida de potencia.

La potencia total perdida para las dos condiciones de temperatura propuesta en el párrafo anterior será de 68 kWe para la condición promedio y 129 kWe para la condición máxima. La potencia total en condición de sitio será de 2.747 MW_e para la temperatura promedio y 2.686 MW_e para la temperatura máxima.

Se puede concluir del párrafo anterior que las pérdidas de potencia en este tipo de motores de combustión interna son muy pequeñas y que dichas pérdidas no afectan la generación de electricidad.

Para esta alternativa se obtuvo información de General Electric del modelo JMS620 con una capacidad de 2.815 MW_e, proponiéndose dos unidades para contar con una capacidad instalada de 5.63 MW_e y con otro grupo de la misma capacidad para respaldo. No se encontraron en el mercado motogeneradores de mayor capacidad de las características requeridas, por lo que se optó por la cantidad definida.

El consumo de gas combustible a generación de 4 y 5 MW_e es de 25,104 y 26,324 m³/día, respectivamente. La eficiencia de estos motogeneradores generando en parejas a 4 y 5 MW_e será de 32.2 y 32.9%, como su régimen térmico de 9,454 y 9,055 kJ/kWh, respectivamente.

El comportamiento de las principales variables de los motogeneradores se muestra en la Tabla 4.5 y en las Figuras 4.8 a la 4.10.

Tabla 4.4 Características de equipos de generación disponibles para instalar.⁴

CARACTERISTICAS	MOTOR DE COMBUSTION INTERNA
Rango de eficiencias en la generación de energía eléctrica	40-46%
Régimen térmico (KJ/kWh)	8,000-10,998
Disponibilidad	95%
Rango de la temperatura de los gases de escape (°C)	500-600
Rango del flujo másico de los gases de escape (Kg/kWh)	3.2-10
Perdidas de potencia por el incremento de altura (%)	2% por cada 300 m
Perdidas de potencia por el incremento de temperatura (%)	1% por cada 5 °C de aumento en la temperatura

Fuente: Elaboración propia con datos del catálogo del fabricante de motogeneradores.

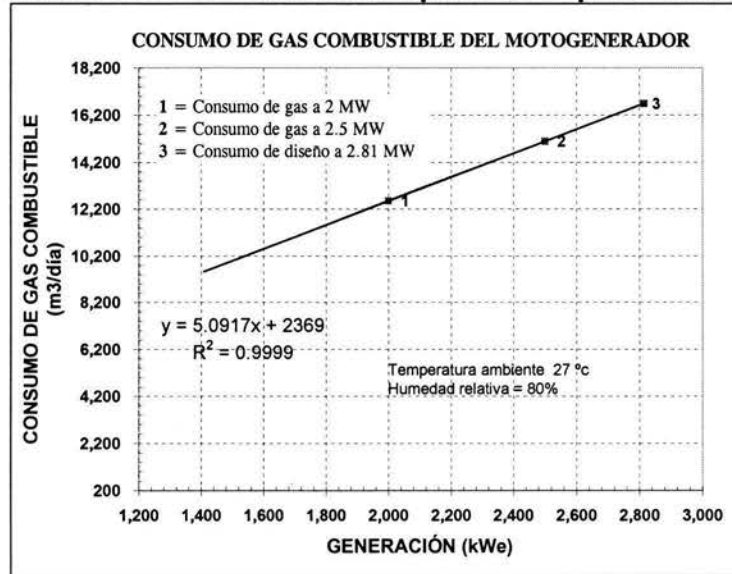
⁴ Valores típicos de fabricantes a condiciones ISO (15°C, 60% humedad y nivel del mar)

Tabla 4.5 Variables del motogenerador.

Generación (kWe)	Régimen Térmico (kJ/kWh)	Eficiencia (%)	Consumo de combustible (m ³ /día)
2,815	8,889	33.3	16,680
2,500	9,055	32.9	15,098
2,111	9,351	32.4	13,162
2,000	9,454	32.2	12,552
1,408	10,141	31.3	9,516

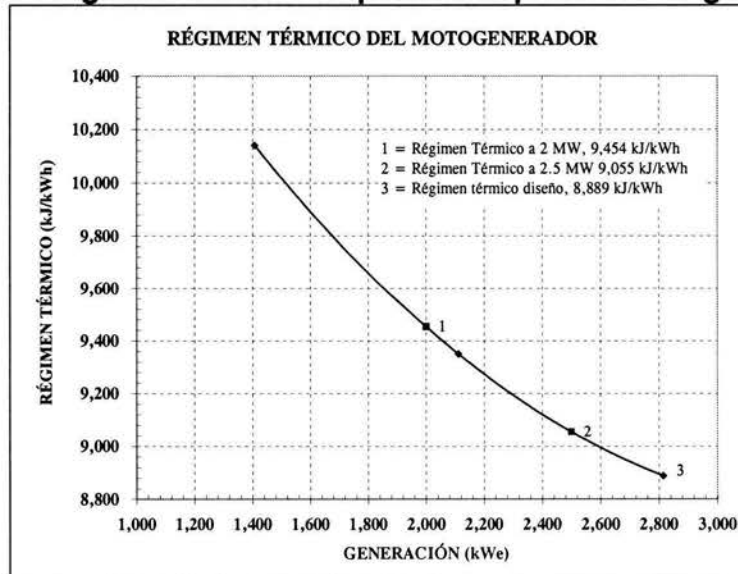
Fuente: Elaboración propia con datos del fabricante.

Figura 4.8 Consumo de combustible respecto a la potencia de generación.

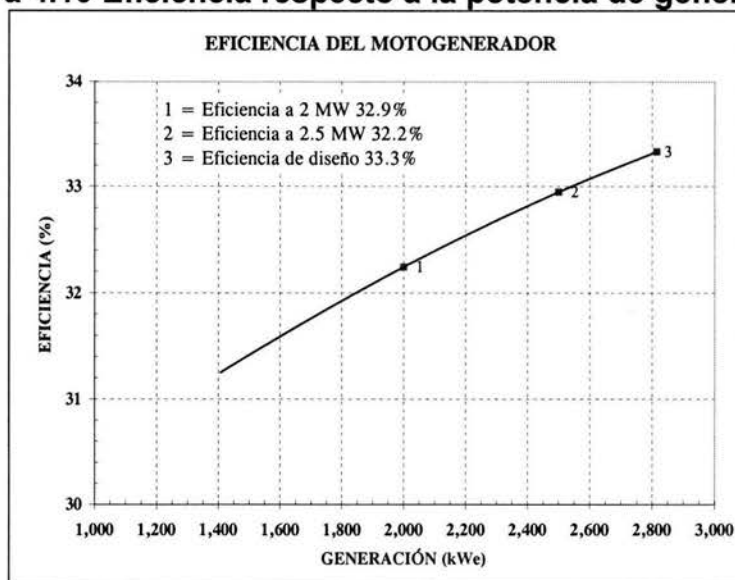


Fuente: Elaboración propia con datos del fabricante.

Figura 4.9 Régimen térmico respecto a la potencia de generación.



Fuente: Elaboración propia con datos del fabricante.

Figura 4.10 Eficiencia respecto a la potencia de generación.

Fuente: Elaboración propia con datos del fabricante.

4.3.1. Ventajas y desventajas.

Las ventajas de tener un motogenerador nuevo con la capacidad requerida son las siguientes:

- Equipo con tecnología actualizada.
- Mayor eficiencia en la operación, ya que se trabaja a valores nominales con menor régimen térmico.
- Menor mantenimiento comparado con un turbogenerador.
- Menor costo de mantenimiento por ser un equipo que no requiere mano de obra especializada, comparado con una turbina de gas.
- Menor régimen térmico.
- Son motores recíprocos muy confiables y rentables en unidades pequeñas.
- Son unidades modulares que permite agregar o retirar unidades dependiendo del crecimiento o disminución de la demanda.

Entre las desventajas se consideran las siguientes:

- Se deben realizar gastos adicionales por desmantelamiento, transporte y almacenamiento del equipo desincorporado, consecuentemente se tendrían que considerar también gastos de montaje del nuevo equipo y capacitación del personal.
- Tiempo empleado para realizar el reemplazo de equipo y modificación de instalaciones.

4.4. Conclusiones.

En la Tabla 4.6 se muestra el resumen de los resultados obtenidos de la evaluación técnica para las diferentes alternativas de mejora del sistema de generación de energía eléctrica, mostrándose las eficiencias de generación, el consumo de combustible, potencia eléctrica requerida, el régimen térmico y las modificaciones técnicas requeridas para realizar el rediseño.

La alternativa G1 considera la operación del turbogenerador actual generando 10.2 MW_e , de los cuales 5 MW_e para autoconsumo y 5.2 MW_e para su venta por medio de un cable submarino. Esta opción implica la disminución del régimen térmico en $3,984 \text{ kJ/kWh}$, incremento de eficiencia de generación de 6.7 puntos porcentuales.

La alternativa G2 considera la desincorporación de los turbogeneradores actuales y la instalación de dos nuevos marca Tempest con capacidad de 6.7 MW_e . La operación de este turbogenerador a 5 MW_e implica la reducción del régimen térmico en $2,824 \text{ kJ/kWh}$. La eficiencia se incrementa 4.4 puntos porcentuales y se reduce el consumo de combustible en $481 \text{ m}^3/\text{h}$.

La alternativa G3 considera la desincorporación de los turbogeneradores actuales y la instalación de dos turbogeneradores marca solar con capacidad de 6.3 MW_e . La operación de este turbogenerador a 5 MW_e implica la reducción del régimen térmico en $4,045 \text{ kJ/kWh}$, una reducción del consumo de combustible de $619 \text{ m}^3/\text{h}$ y al incremento de la eficiencia de 6.9 puntos porcentuales.

La alternativa G4 considera el cambio de los turbogeneradores de 17.1 MW_e por 4 motogeneradores con capacidad de 2.57 MW_e . La operación de dos motogeneradores a generación total de 5 MW_e implica un consumo de gas combustible de $1,097 \text{ m}^3/\text{h}$, a una eficiencia de 32.9% y régimen térmico de $9,055 \text{ kJ/kWh}$. En caso de tener mayor demanda de electricidad en períodos de tiempo determinados se podrá operar con 3 motogeneradores y tener uno de respaldo.

Tabla 4.6 Resumen de alternativas de rediseño de la generación eléctrica.

Alternativas	Desempeño de los turbogeneradores						
	Potencia Eléctrica (MWe)	Eficiencia (%)		Consumo de Combustible (m ³ /h)		Régimen Térmico (kJ/kWh)	
			Diferencia		Diferencia		Diferencia
CONDICIÓN ACTUAL.- Turbogenerador actual.	4.0	20.0	Referencia	1,786.3	Referencia	17,906	Referencia
	5.0	21.6	Referencia	1,986.6	Referencia	16,676	Referencia
G1 Turbogenerador a 10.2 MWe con venta de electricidad vía cable submarino.	9.2	27.2	7.2	2,807	----	12,692	5,214 @ 4 MW
	10.2	28	6.7	2,997	----	12,692	3,984 @ 5 MW
G2 Turbogeneradores nuevos Tempest para usos propios.	4.0	24.6	4.6	1,298.3	488	14,865	3,401
	5.0	26.0	4.4	1,505.6	481	13,852	2,824
G3 Turbogeneradores nuevos Solar Taurus para usos propios.	4.0	26.4	6.4	1,183.9	602	13,598	4,308
	5.0	28.5	6.9	1,367.6	619	12,631	4,045
G4 Motogeneradores nuevos para usos propios.	4.0	32.2	12.2	1,046.0	740	9,454	8,452
	5.0	32.9	11.3	1,096.8	890	9,055	7,621

Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO DE ALTERNATIVAS

5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE ALTERNATIVAS

En los capítulos anteriores se definieron las condiciones de diseño, operación, metodología y potenciales de ahorro de energía de los dos sistemas de bombeo: de captación y de proceso, y el sistema de generación de electricidad.

Una vez definidas técnicamente las condiciones de rediseño y los ahorros de ahorro de energía de cada alternativa, se realiza su evaluación económica para definir la factibilidad de su aplicación.

En el capítulo 2 se describió la metodología y se definieron las variables utilizadas y la metodología para la realización de esta evaluación económica.

En este capítulo se realiza la evaluación económica de las alternativas de rediseño definidas en los capítulos 3 y 4, que son técnicamente factibles de realizar, las cuales son las siguientes:

- 3 alternativas de rediseño mediante la instalación de variadores de velocidad en bombas de captación (A1, A2 y A3) definidas en el capítulo 3.
- 2 alternativas de rediseño mediante la instalación de variadores de velocidad en bombas de proceso (P1 y P2) definidas en el capítulo 3.
- 4 alternativas mediante el cambio de motores eléctricos por sus equivalentes de alta eficiencia en bombas de captación (A1-6M, A2-4M, A2-2M y A3-2M) definidas en el capítulo 3.
- 2 alternativas mediante el cambio de motores eléctricos por sus equivalentes de alta eficiencia en de bombas de proceso (P1-4M y P2-2M) definidas en el capítulo 3.
- 3 alternativas de rediseño del sistema de generación de electricidad para dos condiciones de demanda de electricidad, a 4 y 5 MW_e (G1, G3 y G4) definidas en el capítulo 4.

Las alternativas A1, A2 y A3 consideran el uso de variadores de velocidad en las bombas de captación para la reducción del consumo de electricidad, ya que actualmente operan del orden del 60% de su capacidad de diseño. Para las alternativas P1 y P2 se realiza el mismo estudio pero para las bombas de proceso.

Las alternativas A1-6M, A2-4M, A2-2M, A3-2M, P1-4M y P2-2M consideran el cambio de los motores eléctricos de las bombas de agua de captación y de proceso por sus equivalentes de alta eficiencia para reducir el consumo de electricidad.

La alternativa G1 considera el incremento de la potencia de generación de electricidad a dos condiciones: de 4 a 9.2 MW_e y de 5 a 10.2 MW_e, para incrementar la eficiencia de generación y reducir los costos por kWh generado, exportando 5.2 MW_e a una instalación vecino.

Las alternativa G2 y G3 consideran el cambio de los turbogeneradores actuales por sus equivalentes a la demanda máxima de electricidad requerida actualmente. Como estas dos alternativas son similares, solamente se evalúa económicamente la que resultó más eficiente, la alternativa G3.

La alternativa G4 considera el cambio de los turbogeneradores actuales por motogeneradores que satisfagan la demanda de electricidad actual del complejo de 5.0 MW_e.

Los métodos de evaluación económica utilizados para este estudio se basan en los indicadores económicos utilizados y definidos de manera universal en diferentes libros de la bibliografía, los

cuales se describen a continuación y fueron definidos en el capítulo 2: Valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), relación beneficio-costos (RBC) y período de recuperación de capital (PRC).

5.1. Consideraciones generales.

Se consideraron en la evaluación económica los parámetros económicos de referencia que se muestran en la Tabla 5.1, los cuales se aplican a todas las alternativas. Las consideraciones particulares que apliquen en cada caso se agregarán en las secciones que correspondan.

Tabla 5.1 Parámetros económicos de referencia.

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
Base monetaria	Dólar Norteamericano (\$USD) Como la mayor parte de los equipos existentes están cotizados en dólares americanos y considerando que es una moneda más estable que el peso mexicano, se utiliza en la evaluación económica como base monetaria.
Periodo de evaluación en años	El horizonte de estudio es de 14 años.
Tasa de descuento	10.0 %, tasa real. Se tomará una tasa del 10% debido a que este es el valor que se utiliza para las evaluaciones económicas de esta industria.
Costo del gas combustible	\$0.09644 USD/m ³ , dato obtenido de personal del complejo.
Tipo de evaluación	A moneda constante, esto indica que no se considera el efecto de la inflación durante el período de estudio
Actualización de costos	Se emplearon los índices de precios que se reportan en la revista Chemical Engineering específicos para cada tipo de equipo de abril de 1990 y mayo de 2000.
Año base	Se consideraron todos los costos presentados en este capítulo con base en el año 2000.

Fuente: Elaboración propia.

5.2. Sistemas de bombeo.

Los parámetros energéticos y económicos utilizados para la evaluación económica del bombeo de captación se indica en la Tabla 5.2, así como para las bombas de proceso en la Tabla 5.3

Tabla 5.2 Parámetros de referencia para las bombas de captación.

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
Potencial ahorro alternativa A1	1'492,896 kWh/año (ver tabla 3.14)
Potencial ahorro alternativa A2	2'020,098 kWh/año (ver tabla 3.14)
Potencial ahorro alternativa A3	3'446,250 kWh/año (ver tabla 3.14)
Capacidad de la motobomba	671.4 kWe (900 HP)
Horas anuales de operación	20,277 h/año
Eficiencia actual de motores eléctricos	91.23 %
Valor de recuperación motobomba	\$ 57,200 USD Valor en libros considerando depreciación lineal a una vida útil total de 25 años.
Valor de recuperación del motor	\$ 22,880 USD Se considera un costo del motor del 40% del conjunto motobomba (estimación de fabricante)
Costo del motor nuevo con eficiencia del 96 %	\$ 52,000 USD Es el precio presupuestado por el fabricante con las características técnicas del motor que esta actualmente instalado, pero con mayor eficiencia.
Costo de instalación del motor nuevo	\$7,800 USD Se estima un 15% del costo del motor.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.3 Parámetros de referencia para motores eléctricos de bombas de proceso.

CONCEPTO	VALOR
Potencial ahorro alternativa P1	1'447,777 kWh/año (ver tabla 3.14)
Potencial ahorro alternativa P2	846,192 kWh/año (ver tabla 3.14)
Capacidad	1,250 HP, 932.5 kW
Horas anuales de operación	16,592 h/año
Eficiencia actual	92 %
Valor de recuperación motobomba	\$114,000 USD Valor de recuperación acordado con personal de evaluación del complejo.
Valor de recuperación del motor	\$ 20,240 USD Se considera un costo del motor de 40% del conjunto motor-bomba (estimación de fabricante)
Costo del motor nuevo con eficiencia del 96 %	\$56,000 USD Es el precio presupuestado por el fabricantes IEM con las características técnicas del motor que esta actualmente instalado, pero con mayor eficiencia
Costo de instalación del motor nuevo	\$8,400 USD Se estima un 15% del costo del motor.

Fuente: Elaboración propia.

5.2.1. Desincorporación de equipo.

De acuerdo con la reducción en las necesidades actuales de agua respecto al diseño, se tiene equipo en exceso para el bombeo de captación, por lo que se planteó en el capítulo 3 la necesidad de analizar la desincorporación de motobombas no requeridas y que originan mayores gastos de mantenimiento.

La desincorporación de motobombas de captación se analizará de acuerdo a dos opciones:

- **En condiciones actuales de operación.**

En esta alternativa solo se retirarán dos motobombas de captación sin afectar las condiciones de trabajo del sistema, por lo que no hay ahorro energético, pero si ahorro económico debido a la reducción de los costos de mantenimiento y valor de recuperación de los equipos desinstalados. Para las bombas de proceso se retirará una motobomba (ver sección 3.2.1.1).

- **En condiciones óptimas de operación.**

De acuerdo al análisis técnico de rediseño en la alternativa de este sistema de bombeo se podrán desincorporar tres bombas de captación (ver sección 3.2.1.2).

5.2.2. Evaluación económica de bombas de captación con variador de velocidad.

El principal beneficio que se obtiene por el uso de un variador de velocidad es la reducción del consumo de electricidad de las bombas, ya que estas operan a menor carga y por debajo del flujo de diseño. Cuanto menor sea el flujo de operación mayores son los beneficios por uso de variador de velocidad.

La evaluación económica se realizó mediante el análisis incremental de costos y beneficios a moneda constante. El incremento de los costos considera la inversión instalación de los variadores de velocidad considerados en cada alternativa, los cuales incluyen en el paquete el filtro de armónicas. Los costos anuales de operación y mantenimiento permanecen constantes, por lo que el

incremento es cero. Los costos de generación de electricidad actuales se consideran a 0.13258 USD/kWh⁵ para las alternativas A1, A2 y P1, y de 0.16090 USD/kWh⁶ para las alternativas A3 y P2. La Tabla 5.4 resume los ahorros de energía obtenidos en el capítulo 3 y el importe del ahorro de cada alternativa. La Tabla 5.5 muestran los costos de inversión y de instalación de los variadores de velocidad.

Los resultados de los indicadores económicos de las alternativas de bombeo de la Tabla 5.6 muestran que la A2 es mejor que la A1, las cuales se evalúan al mismo flujo de operación de 670 l/s. La TIR es superior a la tasa de descuento y mayor valor presente neto, así como periodo de recuperación de capital de 2.7 años. La alternativa A3 que se evalúa para el flujo total de agua de 430.7 l/s es económicamente favorable, con TIR de 92.3% y un periodo de recuperación de capital de sólo 1.2 años.

En las alternativas P1 y P2 se encontraron valores presentes netos positivos un poco mayores a los 500,000 USD, para el periodo de los 14 años de evaluación, con TIR de 22.8 y 34.5, las cuales son superiores que la tasa de descuento de 10%. El periodo de recuperación de capital es de 5.6 y 3.5 años. Estas alternativas son factibles de aplicarse.

Tabla 5.4 Beneficios por concepto de ahorro de energía anual en bombas de captación.

Alternativa	Flujo (l/s)	Energía ahorrada (kWh/año)	Importe del ahorro (USD/año)
A1	670.0	1'492,896	197,930
A2	670.0	2'020,098	267,828
A3	430.7	3,446,250	554,494
P1	515.3	1'447,777	191,948
P2	276.0	846,192	136,150

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.5 Costos de inversión de variadores de velocidad en bombas de captación.

Alternativa	Equipo incluido	Costo inversión USD	Costo instalación USD	Costo Total USD
A1	3 variadores de velocidad con capacidad de 671.4 kWe cada uno	768,669	115,300	883,969
A2	2 variadores de velocidad con capacidad de 671.4 kWe cada uno	512,446	76,867	589,313
A3	2 variadores de velocidad con capacidad de 671.4 kWe cada uno	512,446	76,867	589,313
P1	Dos variadores de velocidad con capacidad de 895 kWe cada uno	322,143	644,286	976,429
P2	Un variador de velocidad con capacidad de 895 kWe cada uno	322,143	322,143	654,286

Fuente: Elaboración propia.

⁵ El costo de generación se calculó en el capítulo 5.3.1.1.

⁶ El costo de generación se calculó en el capítulo 5.3.1.1.

Tabla 5.6 Indicadores económicos de bombas de captación.

Indicador	Alternativa A1	Alternativa A2	Alternativa A3	Alternativa P1	Alternativa P2
VPN (USD)	460,855	1'308,167	3'420,027	578,154	585,064
TIR (%)	18.8	43.4	92.3	22.8	34.5
Relación B/C	1.5	3.0	6.1	1.7	2.4
PRC (años)	6.9	2.7	1.2	5.6	3.5

Fuente: Elaboración propia.

5.2.2.1. Evaluación económica por cambio de motores instalados por más eficientes.

Las eficiencias de operación de los motores de 671.4 kWe que se tienen instalados en el sistema de bombeo de captación operan del orden de 91.23 %, por lo que se evaluó su cambio por motores equivalentes de 95.8 % de eficiencia (ver sección 3.2.3). Así mismo, para el bombeo de proceso son del orden de 92%, por lo que se propone su cambio por motores equivalentes de 95.6 % de eficiencia.

Se consideran 4 alternativas de cambio de motores de bombas de captación y 2 para bombas de proceso para la realización de la evaluación económica, como a continuación se describe.

- Cambio de 6 motores en condiciones actuales de operación, alternativa A1-6M.
- Cambio de 4 motores con condiciones óptimas de operación, alternativa A2-4M.
- Cambio de 2 motores con condiciones óptimas de operación, alternativa A2-2M.
- Cambio de 2 motores con condiciones óptimas de operación, alternativa A3-2M.
- Cambio de 4 motores con condiciones actuales de operación, alternativa P1-4M.
- Cambio de 2 motores con condiciones actuales de operación, alternativa P2-2M.

La evaluación económica se realizó mediante el análisis incremental a moneda constante. El incremento de los costos incluye la inversión e instalación de los motores eficientes considerados en cada alternativa. Los costos anuales de operación y mantenimiento permanecen constantes, por lo que el incremento es cero.

La Tabla 5.7 muestra los costos de inversión y de instalación de los motores de alta eficiencia y el valor de rescate de los motores actuales.

En la Tabla 5.8 se resume el ahorro de energía y el importe del ahorro de electricidad de cada alternativa, considerando el costo de la electricidad de 0.13258 USD/ kWh para las alternativas A1, A2 y P1 y de 0.16090 USD/kWh para las alternativas A3 y P2, de acuerdo a los resultados presentados en la sección 5.3.1. (ver tabla 5.12).

La tabla 5.9 muestra los indicadores económicos de la evaluación económica del cambio de motores eléctricos de las bombas de captación. Como puede observarse, todas las alternativas muestran valor presente neto positivo, TIR entre 23.4 y 69.4% y periodo de recuperación de capital entre 1.6 y 5.4 años.

Las mejores alternativas son la A2-2M y A3-2M. Las alternativas P1-4M y P2-2M tienen valor presente neto positivo, TIR superior a la tasa de descuento y periodo de recuperación de capital de 2.4 y 3.3 años.

Tabla 5.7 Costos por el cambio de motores eléctricos de bombas de captación.

Alternativa	Equipo incluido	Costo inversión USD	Costo instalación USD *	Valor de rescate USD
A1-6M	Cambio de 6 motores eléctricos de la alternativa A1	312,000	46,800	137,280
A2-4M	Cambio de 4 motores eléctricos de la alternativa A2	208,000	31,200	91,520
A2-2M	Cambio de 2 motores eléctricos de la alternativa A2	104,000	15,600	45,760
A3-2M	Cambio de 2 motores eléctricos de la alternativa A3	104,000	15,600	45,760
P1-4M	Cambio de 4 motores eléctricos de la alternativa P1	224,000	33,600	80,960
P2-2M	Cambio de 2 motores eléctricos de la alternativa P2	112,000	16,800	40,480

* Incluye desmantelamiento de los motores actuales.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.8 Beneficios por concepto de ahorro de energía por cambio de motores eléctricos.

Alternativa	Energía ahorrada (kWh/año)	Importe del ahorro (USD/año)
A1-6M	451,675	59,883
A2-4M	424,108	56,228
A2-2M	424,108	56,228
A3-2M	274,257	44,128
P1-4M	542,124	71,875
P2-2M	284,897	45,840

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.9 Indicadores económicos por cambio de motores eléctricos en bombas de captación.

Indicador	Alternativa A1-6M	Alternativa A2-4M	Alternativa A2-2M	Alternativa A3-2M	Alternativa P1-4M	Alternativa P2-2M
VPN (USD)	180,932	230,209	304,049	222,272	310,481	222,353
TIR (%)	23.4	34.2	69.4	54.4	37.0	47.5
Relación B/C	1.8	2.6	5.1	4.0	2.8	3.5
PRC (años)	5.4	3.5	1.6	2.1	3.3	2.4

Fuente: Elaboración propia.

5.3. Sistema de generación de electricidad.

De acuerdo a los resultados de rediseño de la generación de electricidad obtenida en el capítulo 4, la evaluación económica se realizará a 3 de las alternativas propuestas, la G1, G3 y G4.

En el Capítulo 4 se encontró que los turbogeneradores propuestos en la Alternativa G3 son de mayor eficiencia que los seleccionados en la alternativa G2, por lo que solo se evaluará económicamente los de mayor eficiencia.(Alternativa G3).

La alternativa G1 propone incrementar la generación de electricidad en 5.2 MW_e para exportarla vía cable submarino.

Las Alternativas G2 y G3 proponen de igual forma el cambio de los turbogeneradores actuales por los equivalentes que cumplan con la demanda máxima de potencia de generación de 5 MW_e.

La alternativa G4 propone sustituir los turbogeneradores actuales por módulos de motogeneradores que cumplan con la demanda interna de potencia de generación de electricidad de 5 MW_e.

La evaluación económica considera los flujos de efectivo a moneda constante, a una tasa de descuento de 10%. La evaluación se realiza por el método de análisis incremental, donde solo se consideran los incrementos en costos y beneficios en el análisis económico.

Los parámetros energéticos y económicos utilizados como referencia para el sistema de generación de electricidad actuales se describe en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10 Parámetros de diseño del sistema de generación actual.

CONCEPTO	VALOR	UNIDAD
Costo del gas combustible	0.09644	USD/m ³
Capacidad de generación de diseño del turbogenerador actual	17.1	MWe
Generación anual de electricidad @ 17.1 MWe	147'333,600	KWh
Consumo de gas combustible @ 17.1 MWe	4,259.3	m ³ /h
Horas anuales de operación	8,616	h

Fuente: Elaboración propia.

5.3.1. Costo de generación de electricidad actual.

La información requerida para el cálculo del costo de generación de electricidad para la condición de operación de 4 y 5 MW_e se basa en la información descrita en el capítulo 4 y la cual se resume en la tabla 5.11.

El cálculo del costo de generación de electricidad se basó en el método de anualidades equivalentes descritas en el capítulo 2. La suma de los costos es la siguiente:

- Costos de inversión, transporte e instalación.
- Costos fijos de operación y mantenimiento.
- Costos variables del combustible.

De acuerdo a la metodología del capítulo 2.3.1 los costos de generación por kWh para las potencias de generación de 17.1, 5 y 4 MW_e son los siguientes:

- **Generación anual.**

La generación de electricidad a potencia de generación de 4 MW_e se describe a continuación:

$$G_a = P_g * H_{op} = 4,000kWe * 8,616 h/año = 34'464,000kWh / año$$

- **Costo anual de inversión.**

El factor de anualidad equivalente para los turbogeneradores actuales se evalúa a un periodo de 25 años y tasa de descuento de 10%. El costo anual equivalente de inversión, incluyendo los costos de transporte, instalación y puesta en servicio es el siguiente:

$$CA_I = C_I \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 32'957,750 \left[\frac{0.1(1+0.1)^{25}}{(1+0.1)^{25} - 1} \right] = 3'630,892 \text{ USD/año}$$

- **Costos anuales por operación y mantenimiento.**

Los costos fijos totales de operación y mantenimiento anual se consideraron de acuerdo a lo proporcionado por el complejo de 430,000 USD/año.

- **Costos anuales por consumo de combustible.**

Los costos por combustible para cada condición de operación son los siguientes:

$$CA_C = F_c * C_c * H_{op}$$

Para la condición de operación a 4 MW_e

$$CA_C = 1,786.3 * 0.09644 * 8,616 = 1'484,285 \text{ USD/año}$$

- **Costos de generación de electricidad.**

De acuerdo a la metodología del capítulo 2, el costo de generación de electricidad para la potencia de 4, 5 y 17.1 MW_e es el siguiente:

$$C_g = \frac{CA_I + CA_{om} + CA_c}{G_a} = \frac{\text{USD}}{\text{kWh}}$$

Para la generación a 4 MW_e

$$C_g = \frac{3'630,892 + 430,000 + 1,484,285}{34'464,000} = 0.16090 \frac{\text{USD}}{\text{kWh}}$$

En la Tabla 5.12 se resumen los resultados del costo de generación para las diferentes condiciones de operación del turbogenerador.

Tabla 5.11 Datos generales de la condición actual de generación de electricidad

CONCEPTO	VALOR	UNIDAD
Costo de los 2 turbogeneradores actuales ^{&}	32'957,750	USD
Costo anual de operación y mantenimiento	430,000	USD/año
Consumo de gas combustible @ 4 MWe	1,786.3	m ³ /h
Consumo de gas combustible @ 5 MWe	1,986.6	m ³ /h
Consumo de gas combustible @ 17.1 MWe	4,259.3	m ³ /h
Energía eléctrica generada @ 4 MWe	34'464,000	kWh/año
Energía eléctrica generada @ 5 MWe	43'080,000	kWh/año
Energía eléctrica generada @ 17.1 MWe	147'333,600	kWh/año

[&] Incluye los costos de inversión, transporte e instalación.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.12 Costos anuales de generación de electricidad a condición actual.

CONCEPTO	VALOR	UNIDAD
Costo de inversión anual equivalente de turbogeneradores	3'630,892	USD/año
Costo anual de operación y mantenimiento	430,000	USD/año
Costo anual de gas combustible @ 4 MWe	1'484,285	USD/año
Costo anual de gas combustible @ 5 MWe	1'650,720	USD/año
Costo anual de gas combustible @ 17.1 MWe	3'538,918	USD/año
Electricidad generada anual @ 4 MWe	34'464,000	kWh/año
Electricidad generada anual @ 5 MWe	43'080,000	kWh/año
Electricidad generada anual @ 17.1 MWe	147'333,600	kWh/año
Costo de generación @ 4 MWe	0.16090	USD/kWh
Costo de generación @ 5 MWe	0.13258	USD/kWh
Costo de generación @ 17.1 MWe	0.05158	USD/kWh

Fuente: Elaboración propia.

5.3.2. Alternativa G1, turbogenerador a 9.2 y 10.2 MW.

Esta alternativa considera los requerimientos internos de demanda de electricidad de 4 o 5 MW_e y el incremento en la capacidad de generación de 5.2 MW_e para exportar vía cable submarino, obteniendo un mejor aprovechamiento de la capacidad disponible.

Generando a 9.2 MW_e, 4 MW_e son para consumo propio y 5.2 MW_e para exportación.

Generando a 10.2 MW_e, 5 MW_e son para consumo propio y 5.2 MW_e para exportación.

Esta condición operativa considera en la evaluación económica el ahorro por la reducción en el costo de generación del kWh respecto a las condiciones actuales de operación.

5.3.2.1. Costos de generación de electricidad a 9.2 MW_e.

- Generación anual.

La generación de electricidad anual a potencia de generación de 9.2 MW_e:

$$G_a = P_g * H_{op} = 9,200kWe * 8,616 \frac{h}{año} = 79'267,200kWh / año$$

- **Costo anual de inversión.**

Para poder operar los turbogeneradores a 9.2 se requiere realizar inversiones adicionales de capital para la exportación de los excedentes de electricidad (5.2 MW_e) e incrementar el consumo de combustible.

La inversión adicional por concepto de cable submarino es de 4'754,000 USD y el costo de los equipos requeridos para su conexión e instalación es de 950,800 USD, haciendo un total de inversión de 5'704,800 USD.

El valor anual equivalente de inversión del cable submarino a un periodo de 14 años y tasa de descuento de 10% es el siguiente:

$$CA_I = C_I \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 5'704,800 \left[\frac{0.1(1+0.1)^{14}}{(1+0.1)^{14} - 1} \right] = 645,338 \text{ USD / año}$$

- **Costos anuales por consumo de combustible.**

El costo anual de combustible esta dado por la siguiente expresión:

$$CA_C = F_c * C_c * H_{op}$$

Para la condición de operación a 9.2 MW_e

$$CA_C = 2,807.0 \frac{m^3}{h} * 0.09644 \frac{USD}{m^3} * 8,616 \frac{h}{año} = 2'332,412 \text{ USD / año}$$

- **Costos de generación de electricidad.**

De acuerdo a la metodología del capítulo 2, el costo de generación de electricidad para la potencia de 9.2 es el siguiente:

$$C_g = \frac{CA_I + CA_{om} + CA_c}{G_a} = \frac{USD}{kWh}$$

Para la generación a 9.2 MW_e

$$C_g = \frac{(3'630,892 + 645,338) + 430,000 + 2,332,412}{79'267,200} = 0.08880 \frac{USD}{kWh}$$

La Tabla 5.13 muestra el resumen de resultados del costo de generación de electricidad para una capacidad de 9.2 y 10.2 MW_e, asumiéndose el mismo procedimiento de cálculo para la condición a 10.2 MW_e.

Tabla 5.13 Costos anuales de generación de electricidad a 9.2 y 10.2 MW.

CONCEPTO	VALOR	UNIDAD
Costo de inversión anual equivalente de turbogeneradores ¹	3'630,892	USD/año
Costo de inversión anual por cable submarino ²	645,338	USD/año
Costo anual de operación y mantenimiento	430,000	USD/año
Costo de gas combustible @ 9.2 MWe	2'333,412	USD/año
Costo de gas combustible @ 10.2 MWe	2'490,621	USD/año
Energía eléctrica generada @ 9.2 MWe	79'267,200	kWh/año
Energía eléctrica generada @ 10.2 MWe	87'883,200	kWh/año
Costo de generación @ 9.2 MWe	0.08880	USD/kWh
Costo de generación @ 10.2 MWe	0.08189	USD/kWh

¹ Incluye los costos de inversión, transporte e instalación.

² Incluye los costos adicionales para su instalación y transporte.

Fuente: Elaboración propia.

5.3.2.2. Beneficios por incremento de la generación de electricidad.

Considerando que la electricidad se genera actualmente a 4 MW_e, el incremento de la generación provoca la reducción del costo por kWh generado. El costo real de generación del incremento en la capacidad de generación de 4 a 9.2 MW_e implica que los primeros 4 MW_e originales se generan al costo actual y la generación adicional de 5.2 MW_e costará más barata que la generada a 4 MW_e, por lo que la ponderación de dicho costo es la siguiente:

$$G_{4MW_e} C_{4MW_e} + G_{5.2MW_e} C_{5.2MW_e} = G_{9.2MW_e} C_{9.2MW_e}$$

Despejando el valor de $C_{5.2MW_e}$

$$C_{5.2MW_e} = \frac{(G_{9.2MW_e} C_{9.2MW_e} - G_{4MW_e} C_{4MW_e})}{G_{5.2MW_e}}$$

sabemos que $G_{5.2MW_e} = G_{9.2MW_e} - G_{4MW_e}$

$$C_{5.2MW_e} = \frac{(G_{9.2MW_e} C_{9.2MW_e} - G_{4MW_e} C_{4MW_e})}{(G_{9.2MW_e} - G_{4MW_e})}$$

sustituyendo los valores conocidos se tiene que el costo de generación real de la electricidad para exportación es la siguiente:

$$C_{5.2MW_e} = \frac{(79'267,200(0.08880) - 34'464,000(0.16090))}{(79'267,200 - 34'464,000)}$$

$$C_{5.2MW_e} = 0.03334 \frac{USD}{kWh}$$

El beneficio de los primeros 4 MW_e generados es la reducción en el costo de generación de 0.16090 a 0.08880 USD/kWh, equivalente a 0.07210 USD/kWh. Esta reducción en el costo de generación en valor anual será de:

$$\text{Beneficio de 4 MW}_e = \left(0.07210 \frac{USD}{kWh}\right) 4,000kW * 8,616 \frac{h}{año} = 2'484,854 \frac{USD}{año}$$

El beneficio del incremento de la capacidad de generación es la diferencia de los costos de producción a 9.2 MW_e menos el costo real de producción de los 5.2 MW_e que se van a vender. Esta diferencia es de 0.08880 - 0.03334 USD/kWh, equivalente a 0.05546 USD/kWh. El beneficio anual por la venta de 5.2 MW_e es el siguiente:

$$\text{Beneficio de 5.2 MW}_e = \left(0.05546 \frac{USD}{kWh}\right) 5,200kW * 8,616 \frac{h}{año} = 2'484,785 \frac{USD}{año}$$

El beneficio total es la suma de los dos beneficios por la reducción en el costo de los 4 MW_e consumidos internamente y la venta de 5.2 MW_e, por lo que:

$$\text{Beneficio total} = 2'484,854 + 2'484,785 = 4'969,639 \frac{USD}{año}$$

El costo incremental de combustible por aumentar la potencia de generación de 4 MW_e a 9.2 MW_e es la diferencia de los costos de combustible.

$$\text{Incremento del costo de combustible} = \text{Combustible @ } 9.2 \text{ MW}_e - \text{Combustible @ } 4 \text{ MW}_e$$

$$\text{Incremento del costo de combustible} = 2'332,412 - 1'484,285 = 848,127 \text{ USD/año}$$

5.3.2.3. Evaluación económica.

La evaluación económica considera los flujos de efectivo a moneda constante, a una tasa de descuento de 10%. La evaluación se realiza por el método de análisis marginal o incremental, donde solo se consideran los incrementos en costos y beneficios en el análisis económico.

La evaluación económica considera el costo de inversión e instalación del cable submarino, los costos incrementales de consumo de combustible y el beneficio por el incremento de la electricidad generada. El resultado de la evaluación económica se muestra en la Tabla 5.14, donde se observa que el valor presente neto para ambos casos es mayor de 20 millones de dólares, el periodo de recuperación de capital es menor a 2 años en los dos casos, con una tasa interna de rendimiento mucho mayor que la tasa de descuento. Estos resultados indican que el proyecto es muy conveniente de realizarse.

Tabla 5.14 Evaluación económica de alternativa G1.

Indicador	Resultado alternativa G1	Resultado alternativa G1
	De 4 a 9.2 MW _e	De 5 a 10.2 MW _e
VPN (USD)	24'657,091	20'281,330
TIR (%)	72.2	61.8
Relación B/C	3.1	2.7
PRC (años)	1.5	1.8

Fuente: Elaboración propia.

5.3.3. Alternativa G3, turbogenerador nuevo Solar Taurus para usos propios.

En esta alternativa se evalúa la operación de los turbogeneradores nuevos respecto a los actuales a 4 y 5 MW_e de carga de generación.

5.3.3.1. Costo de generación de electricidad.

- Generación anual.

La generación de electricidad anual es la siguiente:

A potencia de generación de 5 MW_e:

$$G_a = P_g * H_{op} = 5,000 \text{ kWe} * 8,616 \text{ h/año} = 43'080,000 \text{ kWh/año}$$

A potencia de generación de 4 MW_e:

$$G_a = P_g * H_{op} = 4,000 \text{ kWe} * 8,616 \text{ h/año} = 34'464,000 \text{ kWh/año}$$

- **Costo anual de inversión.**

Para poder operar los turbogeneradores a 5 MW_e se requiere realizar la inversión de dos turbogeneradores nuevos de 20'000,000 USD, el costo de instalación de estos equipos de 8'000,000 USD y el costo por desmantelamiento de los turbogeneradores actuales de 920,000 USD. El costo total de inversión es de 28'920,000 USD.

El valor anual equivalente de inversión a un periodo de 14 años y tasa de descuento de 10% es el siguiente:

$$CA_I = C_I \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 28'920,000 \left[\frac{0.1(1+0.1)^{14}}{(1+0.1)^{14} - 1} \right] = 3'925,781 \text{ USD / año}$$

- **Costos fijos anuales de operación y mantenimiento.**

Los costos fijos de operación y mantenimiento son de 430,000 USD/año.

- **Costos anuales por consumo de combustible.**

El costo anual de combustible esta dado por la siguiente expresión:

$$CA_C = F_c * C_c * H_{op}$$

Para la condición de operación a 5 MW_e

$$CA_C = 1,367.6 \frac{m^3}{h} * 0.09644 \frac{USD}{m^3} * 8,616 \frac{h}{año} = 1'136,376 \text{ USD / año}$$

Para la condición de operación a 4 MW_e

$$CA_C = 1,183.9 \frac{m^3}{h} * 0.09644 \frac{USD}{m^3} * 8,616 \frac{h}{año} = 983,735 \text{ USD / año}$$

- **Costo de generación de electricidad.**

De acuerdo a la metodología del capítulo 2, el costo de generación de electricidad para la potencia de 4 y 5 MW_e es el siguiente:

$$C_g = \frac{CA_I + CA_{om} + CA_c}{G_a} = \frac{USD}{kWh}$$

Para la generación a 5 MW_e

$$C_g = \frac{3'925,781 + 430,000 + 1,136,376}{43'080,000} = 0.12749 \frac{USD}{kWh}$$

Para la generación a 4 MW_e

$$C_g = \frac{3'925,781 + 430,000 + 983,735}{34'464,000} = 0.15493 \frac{USD}{kWh}$$

El resumen de resultados de esta alternativa se describe en la Tabla 5.15.

Tabla 5.15 Costos anuales de generación de turbogenerador Solar Taurus.

CONCEPTO	VALOR	UNIDAD
Costo de inversión anual equivalente de turbogeneradores ¹	3'925,781	USD/año
Costo anual de operación y mantenimiento	430,000	USD/año
Costo de gas combustible @ 5 MWe	1'136,376	USD/año
Costo de gas combustible @ 4 MWe	983,735	USD/año
Energía eléctrica generada @ 5 MWe	43'080,000	kWh/año
Energía eléctrica generada @ 4 MWe	34'464,000	kWh/año
Costo de generación @ 5 MW	0.12749	USD/kWh
Costo de generación @ 4 MW	0.15493	USD/kWh

¹ Incluye los costos de inversión, transporte e instalación y desmantelamiento de turbogeneradores actuales.
Fuente: Elaboración propia.

5.3.3.2. Beneficios por cambio de turbogenerador.

Los beneficios considerados para esta evaluación incluyen el ingreso por la venta de los turbogeneradores que se desincorporan tomando su valor actual de recuperación como referencia de 13'183,000 USD para ambos equipos.

El Beneficio por la reducción en el consumo de combustible respecto a la generación de los turbogeneradores actuales a 5 MW_e es el siguiente:

$$\text{Beneficio por reducción de combustible} = \text{Turbos actuales a 5 MW}_e - \text{Turbos nuevos a 5 MW}_e$$

$$\text{Beneficio por reducción de combustible} = 1'650,720 \text{ USD/año} - 1'136,376 \text{ USD/año}$$

$$\text{Beneficio por reducción de combustible} = 514,344 \text{ USD/año.}$$

El Beneficio por la reducción en el consumo de combustible respecto a la generación de los turbogeneradores actuales a 4 MW_e es el siguiente:

$$\text{Beneficio por reducción de combustible} = \text{Turbogeneradores actuales a 4 MW}_e - \text{Turbogeneradores nuevos a 4 MW}_e$$

$$\text{Beneficio por reducción de combustible} = 1'484,285 \text{ USD/año} - 983,735 \text{ USD/año}$$

$$\text{Beneficio por reducción de combustible} = 500,550 \text{ USD/año.}$$

5.3.3.3. Evaluación económica.

La evaluación económica considera los flujos de efectivo a moneda constante, a una tasa de descuento de 10%. La evaluación se realiza por el método de análisis marginal o incremental, donde solo se consideran los incrementos en costos y beneficios en el análisis económico.

La evaluación económica considera el costo de inversión de los dos turbogeneradores nuevos de 28'000,000 USD, el costo de desincorporación de los turbogeneradores actuales de 920,000 USD, el valor de recuperación de los turbogeneradores actuales de 13'183,000 USD, el valor de rescate de los turbogeneradores nuevos al final del periodo de evaluación de 14 años de 8'800,000 USD y los beneficios por la reducción en el consumo anual de combustible de 514,334 USD/año. El resultado

de la evaluación económica se muestra en la Tabla 5.16, donde se observa que el periodo de recuperación de capital es mayor que el periodo de evaluación, el valor presente neto es negativo en un poco menor a 10 millones de pesos y la TIR negativa. Estos resultados indican que esta alternativa no es conveniente de realizarse.

Tabla 5.16 Evaluación económica de alternativa G3.

Indicador	Resultado alternativa G3	Resultado alternativa G3
	a 4 MWe	a 5 MWe
VPN (USD)	-9'732,288	-9'630,672
TIR (%)	-4.0	-3.8
Relación B/C	0.4	0.4
PRC (años)	Mayor de 14 años	Mayor de 14 años

Fuente: Elaboración propia.

5.3.4. Alternativa G4, motogeneradores nuevos para usos propios.

En esta alternativa se propone sustituir los dos turbogeneradores actuales e instalar 4 motogeneradores a gas, 2 de los cuales estarán operando y 2 de respaldo.

5.3.4.1. Costo de generación de electricidad.

- Generación anual.

La generación de electricidad anual es la siguiente:

A potencia de generación de 5 MWe:

$$G_a = P_g * H_{op} = 5,000kWe * 8,616h/año = 43'080,000kWh / año$$

A potencia de generación de 4 MWe:

$$G_a = P_g * H_{op} = 4,000kWe * 8,616h/año = 34'464,000kWh / año$$

- Costo anual de inversión.

Para estimar la inversión en esta alternativa, se parte de la información proporcionada por el fabricante en la que, el costo por kWe instalado es de \$ 1,500 USD/kWe; por lo tanto, el costo por motogenerador es de \$ 4,029,000 USD⁷. La inversión total es de 16'116,000 USD, incluyendo instalación. El costo por desmantelamiento de los turbogeneradores actuales es de 920,000 USD. El costo total de inversión es de 17'036,000 USD.

El valor anual equivalente de inversión a un periodo de 14 años y tasa de descuento de 10% es el siguiente:

$$CA_t = C_t \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 17'036,000 \left[\frac{0.1(1+0.1)^{14}}{(1+0.1)^{14} - 1} \right] = 2'312,573 USD / año$$

⁷ La capacidad de cada motogenerador es de 2,686 kWe.

- **Costos fijos anuales de operación y mantenimiento.**

Los costos fijos de operación y mantenimiento son de 490,000 USD/año.

- **Costos anuales por consumo de combustible.**

El costo anual de combustible esta dado por la siguiente expresión:

$$CA_c = F_c * C_c * H_{op}$$

Para la condición de operación a 5 MW_e

$$CA_c = 1,096.8 \frac{m^3}{h} * 0.09644 \frac{USD}{m^3} * 8,616 \frac{h}{año} = 911,361 \text{ USD / año}$$

Para la condición de operación a 4 MW_e

$$CA_c = 1,046.0 \frac{m^3}{h} * 0.09644 \frac{USD}{m^3} * 8,616 \frac{h}{año} = 869,150 \text{ USD / año}$$

- **Costo de generación de electricidad.**

De acuerdo a la metodología del capítulo 2, el costo de generación de electricidad para la potencia de 4 y 5 MW_e es el siguiente:

$$C_g = \frac{CA_i + CA_{om} + CA_c}{G_a} = \frac{USD}{kWh}$$

Para la generación a 5 MW_e

$$C_g = \frac{2'312,573 + 490,000 + 911,361}{43'080,000} = 0.08621 \frac{USD}{kWh}$$

Para la generación a 4 MW_e

$$C_g = \frac{2'312,573 + 490,000 + 869,150}{34'464,000} = 0.10654 \frac{USD}{kWh}$$

El resumen de resultados de esta alternativa se describe en la Tabla 5.17.

Tabla 5.17 Costos anuales de generación de los motogeneradores.

CONCEPTO	VALOR	UNIDAD
Costo de inversión anual equivalente de turbogeneradores [#]	2'312,573	USD/año
Costo anual de operación y mantenimiento	490,000	USD/año
Costo de gas combustible @ 5 MWe	911,361	USD/año
Costo de gas combustible @ 4 MWe	869,150	USD/año
Energía eléctrica generada @ 5 MWe	43'080,000	kWh/año
Energía eléctrica generada @ 4 MWe	34'464,000	kWh/año
Costo de generación @ 5 MWe	0.08621	USD/kWh
Costo de generación @ 4 MW	0.10654	USD/kWh

[#] Incluye los costos de inversión, transporte e instalación.

Fuente: Elaboración propia.

5.3.4.2. Beneficios por cambio de turbogenerador.

Los beneficios considerados para esta evaluación incluyen el ingreso por la venta de los turbogeneradores que se desincorporan tomando su valor actual de recuperación como referencia de 13'183,000 USD.

El Beneficio por la reducción en el consumo de combustible respecto a la generación actual de los turbogeneradores a 4 y 5 MW_e es de:

$$\text{Beneficio por reducción de combustible} = \text{Turbogenerador actual a 5 MW}_e - \text{Motogeneradores nuevos a 5 MW}_e$$

$$\text{Beneficio por reducción de combustible} = 1'650,720 \text{ USD/año} - 911,361 \text{ USD/año}$$

$$\text{Beneficio por reducción de combustible} = 739,359 \text{ USD/año.}$$

$$\text{Beneficio por reducción de combustible} = \text{Turbogenerador actual a 4 MW}_e - \text{Motogeneradores nuevos a 4 MW}_e$$

$$\text{Beneficio por reducción de combustible} = 1'484,285 \text{ USD/año} - 869,150 \text{ USD/año}$$

$$\text{Beneficio por reducción de combustible} = 615,135 \text{ USD/año.}$$

5.3.4.3. Evaluación económica.

La evaluación económica considera los flujos de efectivo a moneda constante, a una tasa de descuento de 10%. La evaluación se realiza por el método de análisis marginal o incremental, donde solo se consideran los incrementos en costos y beneficios en el análisis económico.

La evaluación económica considera el costo de inversión de los 4 motogeneradores nuevos, el costo de desincorporación de los turbogeneradores actuales, el incremento en los costos fijos de operación y mantenimiento y los beneficios por la reducción en el consumo de combustible. El resultado de la evaluación económica se muestra en la Tabla 5.18, donde se observa que el valor presente neto es positivo para ambos casos, el periodo de recuperación de capital es de 8.7 años para el caso de generación de 4 MW_e y de 12.4 para 5 MW_e y la TIR de superior en 1.1 y 5.2 puntos porcentuales a la tasa de descuento. Estos resultados indican que esta alternativa es conveniente de realizarse.

Tabla 5.18 Indicadores económicos de alternativa G4.

Indicador	Resultado alternativa G4	Resultado alternativa G4
	a 4 MWe	a 5 MWe
VPN (USD)	236,506	1'151,625
TIR (%)	11.1	15.2
Relación B/C	1.1	1.3
PRC (años)	12.4	8.7

Fuente: Elaboración propia.

5.3.5. Combinación de mejores alternativas.

Se agruparon las alternativas más atractivas respecto a sus indicadores económicos para definir una alternativa global para las condiciones de bombeo y de generación de electricidad definidas en los capítulos 3 y 4.

La primera alternativa global está definida por las alternativas A2, A2-2M, P1, P1-4M y G1-5 MW_e, la cual se define como AG1.

La segunda alternativa global está definida por las alternativas A3, A3-2M y G1-4 MW_e, la cual se define como AG2.

5.3.5.1. Alternativa global AG1.

Esta alternativa está integrada por las alternativas A2, A2-2M, P1, P1-4M y G1-5 MW_e. En la Tabla 5.24 se describen los costos y beneficios de la alternativa global.

La evaluación económica considera los flujos de efectivo a moneda constante, a una tasa de descuento de 10% y periodo de evaluación de 14 años. La evaluación se realiza por el método de análisis marginal o incremental, donde solo se consideran los incrementos en costos y beneficios en el análisis económico. La Tabla 5.19 muestra los costos y beneficios totales de la alternativa global y en la Tabla 5.20 los indicadores económicos de la evaluación económica, los cuales en forma global indican que es conveniente el proyecto.

Tabla 5.19 Costos y beneficios de alternativa global AG1.

Indicador	Inversión total	Costos anuales	Beneficios anuales	Valor de rescate
	USD	USD/año	USD/año	USD
Alternativa A2	589,313	10,249	267,285	---
Alternativa A2-2M	119,600	---	51,297	45,760
Alternativa P1	740,929	12,886	191,946	---
Alternativa P1-4M	257,600	---	66,125	80,960
Alternativa G1-5MWe	5'704,800	839,901	4'367,420	---
Total	7'412,242	863,036	4'944,073	126,720

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.20 Evaluación económica de alternativa AG1.

Indicador	Resultado alternativa AG1
VPN (USD)	22'778,202
TIR (%)	55.9
Relación B/C	2.7
PRC (años)	2.1

Fuente: Elaboración propia.

5.3.5.2. Alternativa global AG2.

Esta alternativa está integrada por las alternativas A3, A3-2M, P2, P2-2M y G1-4 MW_e. En la Tabla 5.26 se describen los costos y beneficios de la alternativa global.

La evaluación económica considera los flujos de efectivo a moneda constante, a una tasa de descuento de 10% y periodo de evaluación de 14 años. La evaluación se realiza por el método de análisis marginal o incremental, donde solo se consideran los incrementos en costos y beneficios en el análisis económico.

La Tabla 5.21 muestra los costos y beneficios de la alternativa global y en la Tabla 5.22 se muestran los indicadores económicos de la evaluación económica, los cuales indican que esta alternativa global es conveniente de aplicar económicamente..

Tabla 5.21 Costos y beneficios de alternativa global AG2.

Indicador	Inversión total	Costos anuales	Beneficios anuales	Valor de rescate
	USD	USD/año	USD/año	USD
Alternativa A3	589,313	10,249	554,502	---
Alternativa A3-2M	119,600	---	40,258	45.760
Alternativa P2	370,464	6,443	136,152	---
Alternativa P2-2M	128,800	---	42,173	40,480
Alternativa G1- 4MWe	5'704,800	848,127	4'969,639	---
Total	6'912,977	864,819	5'742,724	86,240

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.22 Evaluación económica de alternativa AG2.

Indicador	Resultado alternativa AG2
VPN (USD)	29'107,265
TIR (%)	71.4
Relación B/C	3.2
PRC (años)	1.5

Fuente: Elaboración propia.

5.3.6. Análisis de sensibilidad de alternativas de rediseño.

El análisis de sensibilidad es un método económico que se realiza para conocer el comportamiento de los indicadores económicos cuando se modifican alguna o algunas de las variables de costos o beneficios utilizadas en la evaluación, como por ejemplo, la inversión inicial, el costo de combustibles, costos de mantenimiento, costos de operación o beneficios por ahorro de energía.

Se realizan en esta parte de la evaluación económica dos análisis de sensibilidad: por variación del costo de inversión y por variación del costo de gas combustible. Las alternativas consideradas son las mostradas en la Tabla 5.24 y 5.26 de este capítulo.

Para la instalación de variadores de velocidad en bombas de captación y proceso se consideran las alternativa A1, A2, A3, P1 y P2. Para el cambio de motores eléctricos por más eficiente se consideran las alternativas A1-6M, A2-4M, A2-2M, A3-2M, P1-4M Y P2-2M.

Para el rediseño del sistema de generación de electricidad se consideran las alternativas G1, G3 Y G4.

Las alternativas que engloban las mejores alternativas de bombeo y generación de electricidad se consideran las alternativas AG1 Y AG2.

5.3.6.1. Sensibilidad por variación del costo de inversión.

Se realizó el análisis de sensibilidad de las alternativas de rediseño considerando el incremento y disminución del costo de inversión en 10 y 20%.

Las Tablas 5.23 a 5.26 muestran los resultados del análisis de sensibilidad aplicado a las alternativas definidas anteriormente, del cual se puede hacer notar que todas las alternativas que están relacionadas con uso de variador de velocidad y cambio de motores eléctricos por sus equivalentes de alta eficiencia son rentables, ya que reportan valor presente neto positivo, tasa interna de rentabilidad mayor que la tasa de descuento, relación beneficio-costos mayor que uno y período de recuperación de capital menor que el período de evaluación de 14 años.

Las alternativas de generación de electricidad definidas como G's, solo la G2 reporta valor presente neto negativo, con tasa interna de rentabilidad negativa, relación beneficio costo menor a la unidad y período de recuperación de capital mayor que el período de evaluación del proyecto de 14 años. La mejor alternativa de generación es la G1, la cual reporta valor presente neto mayor a 25 millones de dólares, tasa interna de rendimiento mayor a 50%, relación beneficio costo mayor a 2.5 y período de recuperación de capital de menor a dos años y medio.

Los resultados de la alternativa G4 muestran que no es rentable en los casos que se incrementa en 10% y 20% la inversión, obteniendo VPN negativo desde medio hasta tres millones de dólares. El caso la TIR es muy sensible a la variación de la inversión, obteniendo una variación desde 1.3% para el caso más caro de inversión hasta 107% para el más barato. La RBC varía desde 0.6 hasta 5.1 y el PRC desde 1.3 en el caso más barato de inversión hasta mayor de 14 años para el más caro.. Debido a la sensibilidad de este caso, se debe tener mucho cuidado en la obtención de los costos reales para su costo de inversión e instalación.

Las alternativas globales debido a que involucran todas las alternativas para las dos condiciones generales de operación y la alternativa seleccionada G1 es muy rentable, el resultado general de esta es rentable con valores muy positivos en todos los indicadores económicos.

Tabla 5.23 Análisis de sensibilidad por inversión de VPN por alternativa.

Alternativa	-20%	-10%	0%	10%	20%
A1	660,299	560,577	460,855	361,133	261,411
A2	1,441,129	1,374,648	1,308,167	1,241,685	1,175,204
A3	3,552,989	3,486,508	3,420,027	3,353,545	3,287,064
P1	745,325	661,740	578,154	494,569	410,983
P2	668,650	626,857	585,064	543,272	501,479
A1-6M	252,692	216,812	180,932	140,052	109,172
A2-4M	278,049	254,129	230,209	206,289	182,369
A2-2M	327,969	316,009	304,049	292,089	280,129
A3-2M	246,647	234,687	222,727	210,767	198,807

P1-4M	362,001	336,241	310,481	284,721	258,961
P2-2M	248,113	235,233	222,353	209,473	196,593
G1-4 MWe	25,798,051	25,227,571	24,657,091	24,086,611	23,516,131
G1-5MWe	21,422,290	20,851,810	20,281,330	19,710,850	19,140,370
G3-4MWe	- 4,132,288	- 6,932,288	- 9,732,288	-12,532,288	-15,332,288
G3-5MWe	- 4,030,672	- 6,830,672	- 9,630,672	- 12,430,672	- 15,230,672
G4-4MWe	3,459,706	1,848,106	236,506	- 1,375,094	- 2,986,694
G4-5MWe	4,374,825	2,763,225	1,151,625	- 459,975	- 2,071,575
AG1	24,279,321	23,338,096	22,796,872	22,055,648	21,314,424
AG2	30,502,566	29,811,268	29,119,971	28,428,673	27,737,375

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.24 Análisis de sensibilidad por inversión de TIR por alternativa.

Alternativa	-20%	-10%	0%	10%	20%
A1	25.1	21.7	18.8	16.4	14.3
A2	55.0	48.6	43.4	39.2	35.6
A3	115.9	102.8	92.3	83.8	76.7
P1	29.9	26.0	22.8	20.1	17.9
P2	44.0	38.7	35.4	30.9	28.0
A1-6M	34.0	28.6	23.4	19.5	16.4
A2-4M	51.2	41.1	34.2	29.1	25.1
A2-2M	102.8	82.9	69.4	59.7	52.3
A3-2M	80.6	65.0	54.4	46.7	40.8
P1-4M	52.7	43.6	37.0	32.0	28.1
P2-2M	67.4	55.8	47.5	41.3	36.5
G1-4 MWe	90.3	80.3	72.2	65.6	60.1
G1-5MWe	73.3	68.7	61.8	56.1	51.4
G3-4MWe	1.6	-1.6	-4.0	-5.9	-7.4
G3-5MWe	1.9	-1.4	-3.8	-5.7	-7.2
G4-4MWe	88.1	23.5	11.1	5.1	1.3
G4-5MWe	107.9	29.5	15.2	8.4	4.2
AG1	70.3	62.3	56.0	50.7	46.4
AG2	89.6	79.5	71.4	64.9	59.4

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.25 Análisis de sensibilidad por inversión de RBC por alternativa.

Alternativa	-20%	-10%	0%	10%	20%
A1	1.8	1.6	1.5	1.3	1.2
A2	3.7	3.3	3.0	2.7	2.5
A3	7.7	6.8	6.1	5.6	5.1
P1	2.1	1.9	1.7	1.5	1.4
P2	3.0	2.7	2.4	2.2	2.0
A1-6M	2.7	2.2	1.8	1.6	1.4
A2-4M	3.8	3.1	2.6	2.2	1.9
A2-2M	7.6	6.1	5.1	4.4	3.9
A3-2M	5.9	4.8	4.0	3.5	3.0
P1-4M	3.9	3.2	2.8	2.4	2.1
P2-2M	5.0	4.1	3.5	3.1	2.7
G1-4 MWe	3.4	3.2	3.1	2.9	2.8
G1-5MWe	3.0	2.8	2.7	2.6	2.5
G3-4MWe	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3
G3-5MWe	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3
G4-4MWe	4.2	1.7	1.1	0.8	0.6
G4-5MWe	5.1	2.0	1.3	0.9	0.7
AG1	3.0	2.8	2.7	2.5	2.4
AG2	3.6	3.4	3.2	3.1	2.9

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.26 Análisis de sensibilidad por inversión de PRC por alternativa.

Alternativa	-20%	-10%	0%	10%	20%
A1	5.0	5.9	6.9	8.1	9.4
A2	2.1	2.4	2.7	3.1	3.4
A3	inmediato	1.1	1.2	1.3	1.4
P1	4.1	4.8	5.6	6.4	7.3
P2	2.6	3.1	3.5	3.9	4.4
A1-6M	3.3	4.3	5.4	6.6	8.1
A2-4M	2.3	2.8	3.5	4.3	5.0
A2-2M	1.1	1.3	1.6	1.8	2.2
A3-2M	1.4	1.7	2.1	2.5	2.8
P1-4M	2.2	2.7	3.3	3.8	4.4
P2-2M	1.6	2.1	2.4	2.8	3.3
G1-4 MWe	1.2	1.4	1.5	1.7	1.8
G1-5MWe	1.4	1.6	1.8	2.1	2.3

G3-4MWe	mayor de 14	mayor de 14	mayor de 14	mayor de 14	mayor de 14
G3-5MWe	mayor de 14	mayor de 14	mayor de 14	mayor de 14	mayor de 14
G4-4MWe	1.3	5.4	12.4	mayor de 14	mayor de 14
G4-5MWe	1.0	4.2	8.7	mayor de 14	mayor de 14
AG1	1.6	1.8	2.1	2.3	2.5
AG2	1.2	1.4	1.5	1.7	1.9

Fuente: Elaboración propia.

Las Figuras 5.1 a 5.4 muestran los resultados del análisis de sensibilidad del valor presente neto y tasa interna de rendimiento por variación del costo de inversión, para cada una de las alternativas de instalación de variadores de velocidad y cambio de motores eléctricos en bombas de captación y de proceso. Dicho análisis muestra que todas las alternativas son rentables

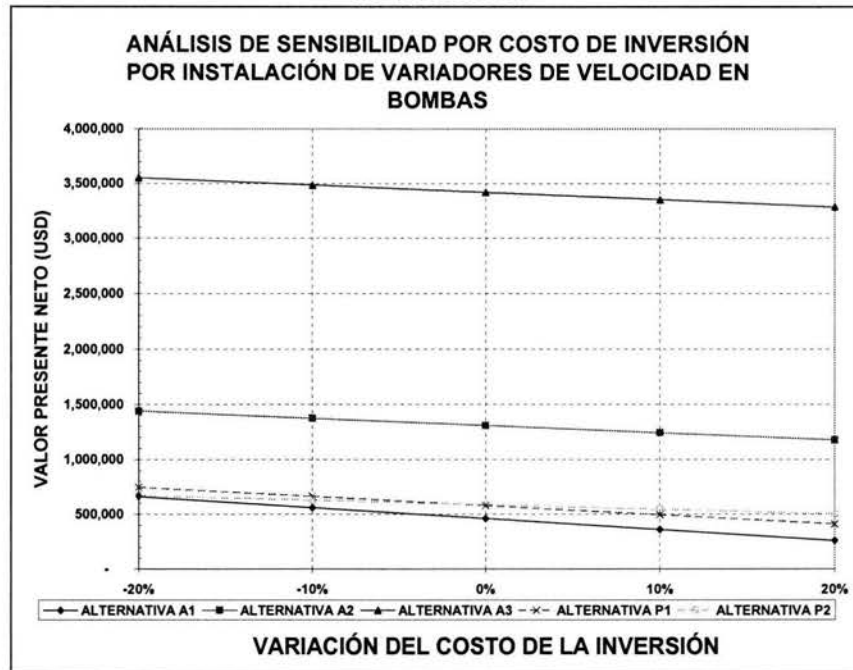
Las Figuras 5.5 y 5.6 muestran los resultados del análisis de sensibilidad del valor presente neto y tasa interna de rendimiento por variación del costo de inversión, para cada una de las alternativas de rediseño de la generación de electricidad.

La alternativa G4-4 MW_e, del cual se observa que es rentable solo en los casos que disminuye la inversión, cuando aumenta esta el proyecto no se hace rentable, obtenido VPN negativo del orden de uno y tres millones de dólares. En este caso la TIR es muy sensible a la variación de la inversión, obteniendo desde 1.3 para el caso más caro de inversión hasta 88.1 para el más barato. La RBC varia desde 1.3 hasta 4.2 y el PRC desde 1.3 hasta mayor de 14 años. Debido a la sensibilidad de este caso, se debe tener mucho cuidado en la obtención de los costos reales para su costo de inversión e instalación.

La alternativa G4-5 MW_e, del cual se observa que es rentable solo en los casos que disminuye la inversión, cuando aumenta esta el proyecto no se hace rentable, obtenido VPN negativo del orden de medio y dos millones de dólares. En este caso la TIR es muy sensible a la variación de la inversión, obteniendo desde 4.2 para el caso más caro de inversión hasta 107.8% para el más barato. La RBC varia desde 0.5 hasta 5.1 y el PRC desde 1 hasta mayor de 14 años. Debido a la sensibilidad de este caso, se debe tener mucho cuidado en la obtención de los costos reales para su costo de inversión e instalación.

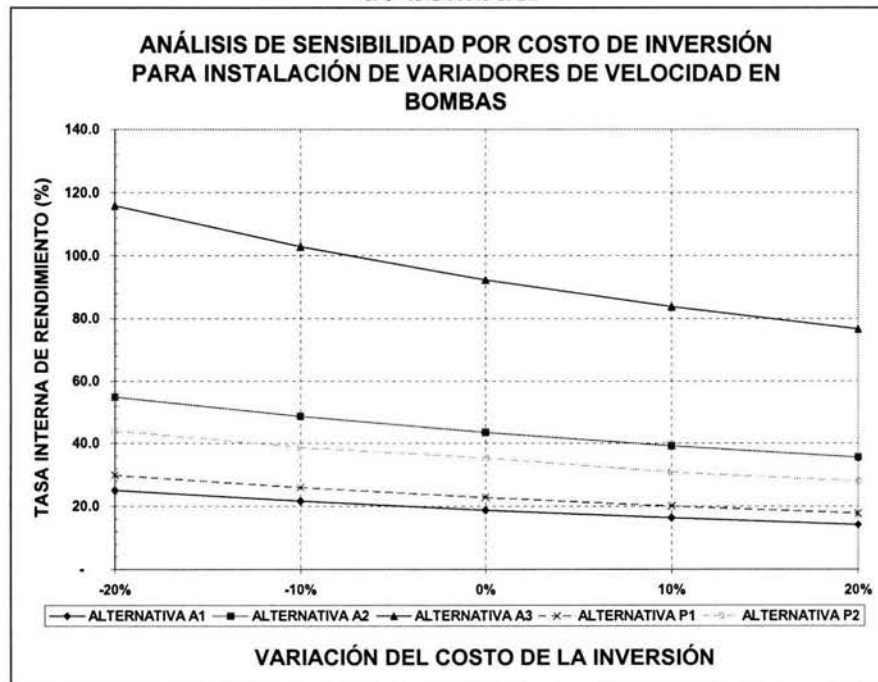
Las alternativas globales mostradas en las Figuras 5.7 y 5.8 muestran los resultados del análisis de sensibilidad del valor presente neto y tasa interna de rendimiento por variación del costo de inversión, la cual incluye instalación de variadores de velocidad, cambio de motores eléctricos de bombas por más eficientes y rediseño del sistema de generación de electricidad. Esta alternativa global muestra un resultado muy atractivo, con muy alto VPN del orden de 22 a 30 millones de dólares y TIR de 46 a 90%.

Figura 5.1 Análisis de sensibilidad de VPN por inversión en variadores de velocidad de bombas.



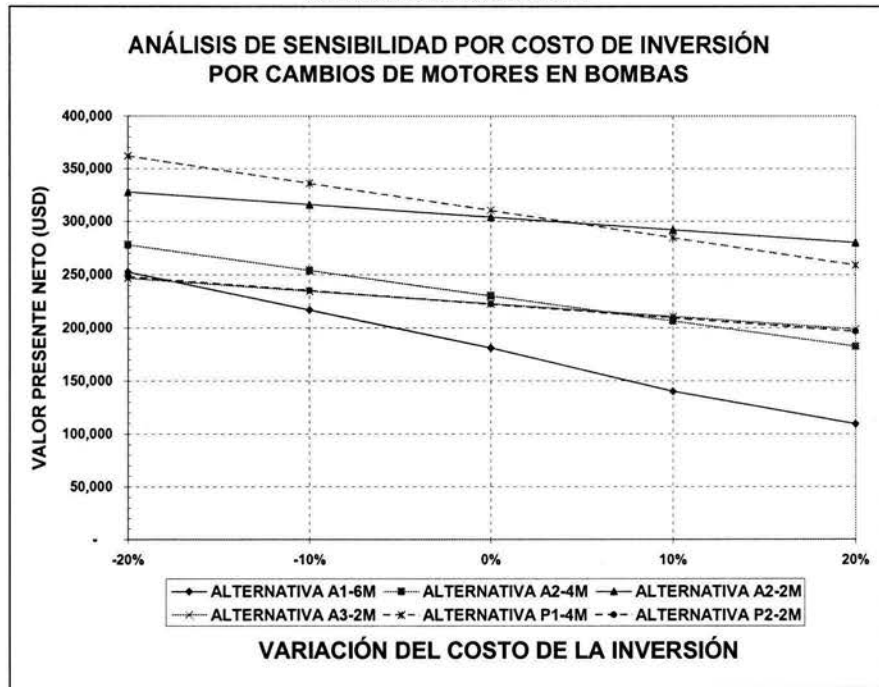
Fuente: Elaboración propia.

Figura 5.2 Análisis de sensibilidad de TIR por inversión en variadores de velocidad de bombas.



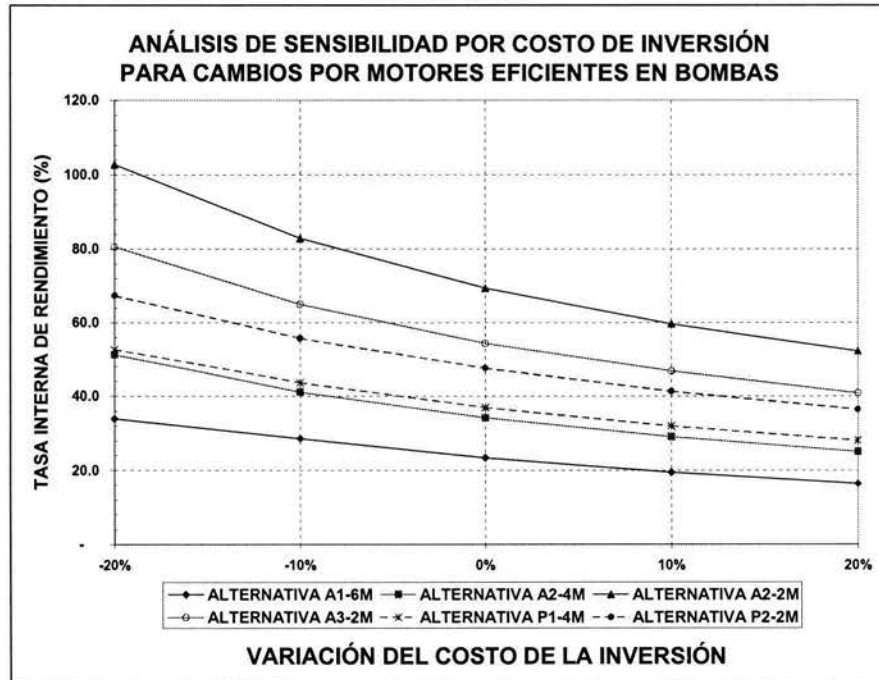
Fuente: Elaboración propia.

Figura 5.3 Análisis de sensibilidad de VPN por inversión en motores de alta eficiencia bombas.



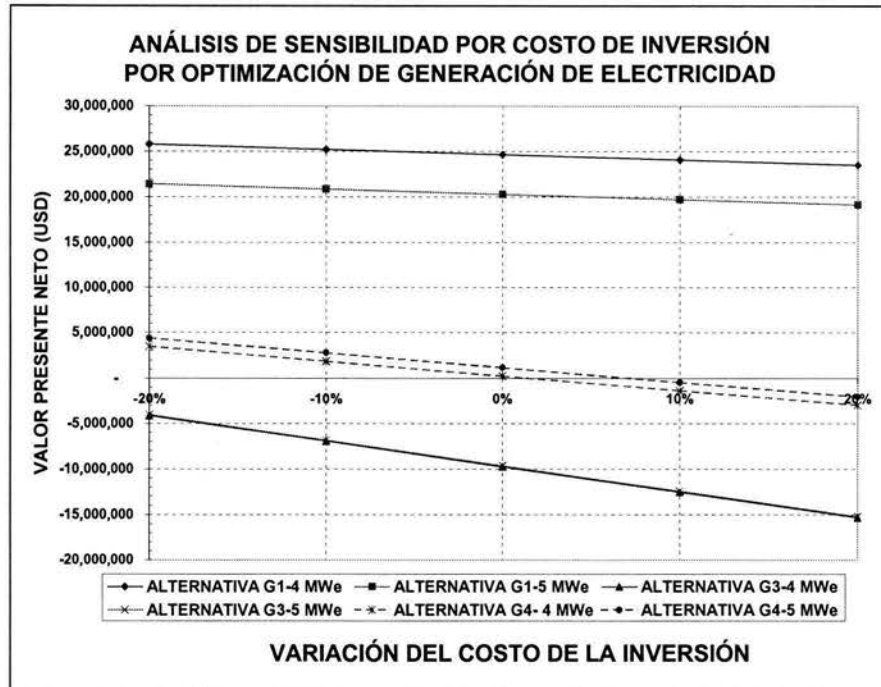
Fuente: Elaboración propia.

Figura 5.4 Análisis de sensibilidad de TIR por inversión en motores de alta eficiencia de bombas.



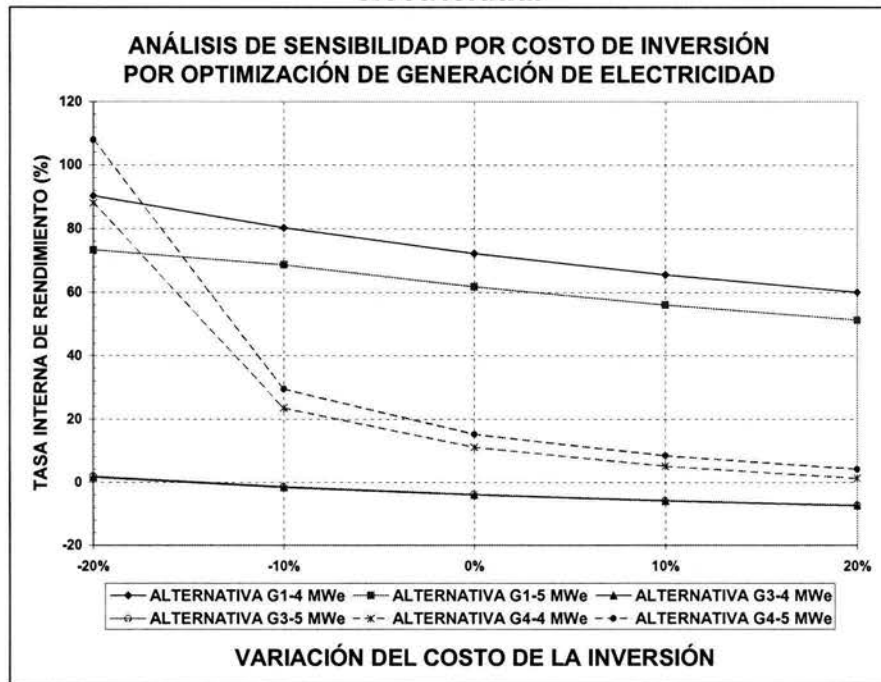
Fuente: Elaboración propia.

Figura 5.5 Análisis de sensibilidad de VPN por inversión en generación de electricidad.



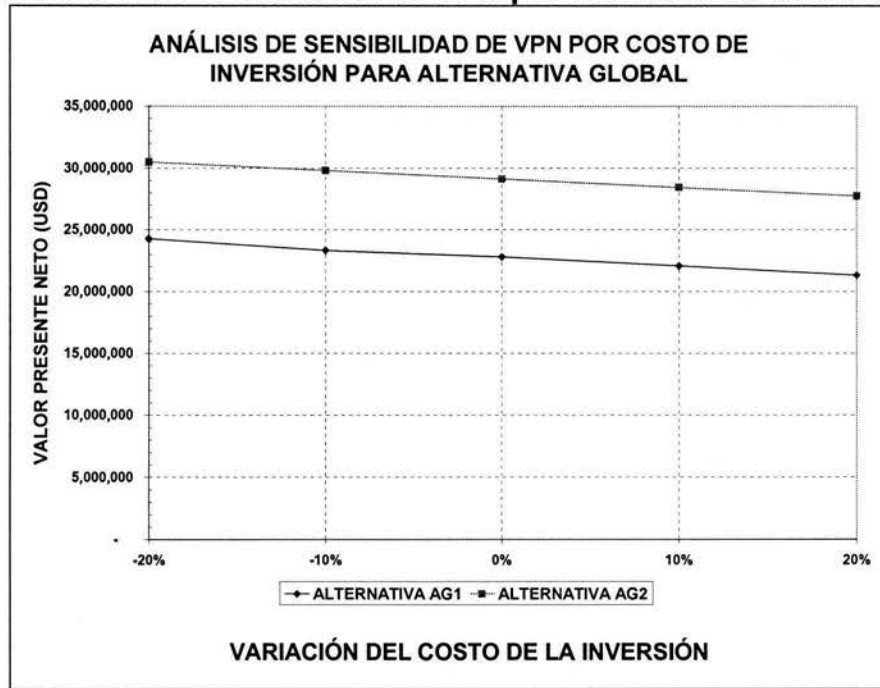
Fuente: Elaboración propia.

Figura 5.6 Análisis de sensibilidad de TIR por inversión en generación de electricidad.



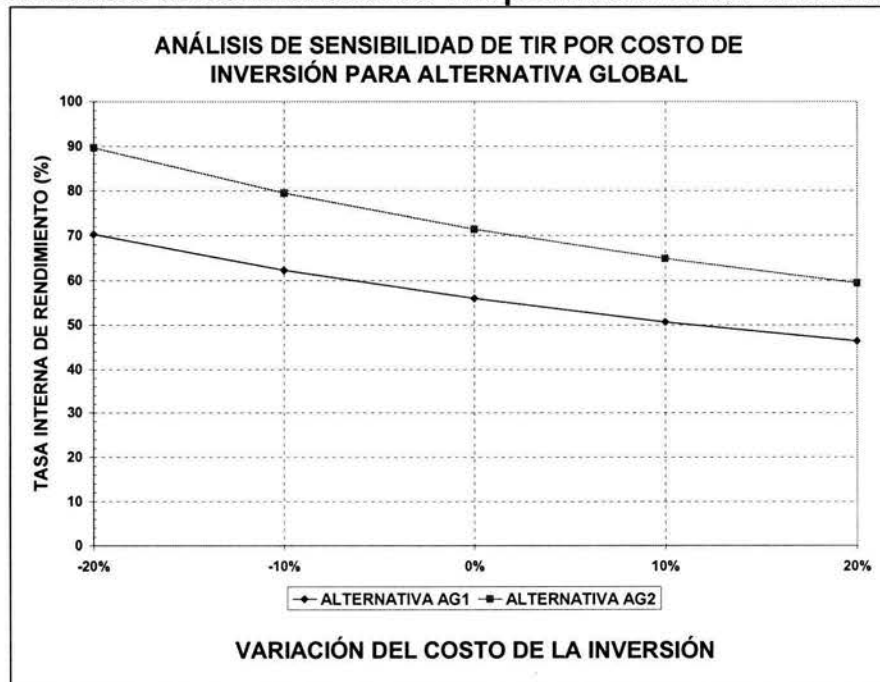
Fuente: Elaboración propia.

Figura 5.7 Análisis de sensibilidad de VPN por inversión en alternativa global.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 5.8 Análisis de sensibilidad de TIR por inversión en alternativa global.



Fuente: Elaboración propia.

5.3.6.2. Sensibilidad por variación del costo de gas combustible.

Se realizó el análisis de sensibilidad de las alternativas de rediseño considerando el incremento y disminución del costo de gas combustible en 10 y 20%.

Las Tablas 5.27 a 5.30 muestran los resultados del análisis de sensibilidad aplicado a las alternativas definidas anteriormente, del cual se puede hacer notar que todas las alternativas que están relacionadas con uso de variador de velocidad y cambio de motores eléctricos por sus equivalentes de alta eficiencia (A's y P's) son rentables, ya que reportan valor presente neto positivo, tasa interna de rentabilidad mayor que la tasa de descuento, relación beneficio-costos mayor que uno y período de recuperación de capital menor que el período de evaluación de 14 años. De estas alternativas la que muestra mayor valor presente neto es la A3, la cual es mayor de 3 millones de dólares.

Las alternativas de generación de electricidad definidas como G's, solo la G2 reporta valor presente neto negativo, con tasa interna de rentabilidad negativa, relación beneficio costo menor a la unidad y período de recuperación de capital mayor que el período de evaluación del proyecto de 14 años. La mejor alternativa de generación es la G1, la cual reporta valor presente neto de 20 y 24 millones de dólares en cada caso, tasa interna de rendimiento entre 61% y 72%, relación beneficio costo entre 2.6 y 3.3 y bajo período de recuperación de capital de 1.5 y 1.8 años para cada caso.

Los resultados de la alternativa G4 muestran que no es rentable en los casos que se incrementa en 10% y 20% la inversión, obteniendo VPN negativo desde 191,000 USD hasta un millón de dólares. El caso la TIR es muy sensible a la variación de la inversión, obteniendo una variación desde 4.7% para el caso más caro de inversión hasta 20.8% para el más barato. La RBC varía desde 0.8 hasta 1.6 y el PRC desde 6.2 en el caso más barato de inversión hasta mayor de 14 años para el más caro. Debido a la sensibilidad de este caso, se debe tener mucho cuidado en la obtención de los costos reales para su costo de inversión e instalación.

Las alternativas globales debido a que involucran todas las alternativas para las dos condiciones generales de operación y la alternativa seleccionada G1 es muy rentable, el resultado general de esta es rentable con valores muy positivos en todos los indicadores económicos.

Tabla 5.27 Análisis de sensibilidad por combustible de VPN por alternativa.

Alternativa	-20%	-10%	0%	10%	20%
A1	376,612	418,733	460,855	502,976	545,207
A2	1,194,175	1,251,171	1,308,167	1,365,162	1,422,307
A3	3,201,187	3,310,607	3,420,027	3,529,193	3,638,613
P1	496,458	537,306	578,154	619,002	659,957
P2	531,330	558,197	585,064	611,869	638,736
A1-6M	157,680	169,306	180,932	192,558	204,214
A2-4M	208,376	219,293	230,209	241,126	252,071
A2-2M	282,216	293,133	304,049	314,966	325,911
A3-2M	206,839	214,783	222,727	230,652	238,597
P1-4M	282,337	296,409	310,481	324,553	338,662

P2-2M	205,709	214,031	222,353	230,656	238,978
G1-4 MWe	24,520,461	24,590,039	24,657,091	24,724,142	24,793,728
G1-5MWe	20,253,639	20,265,948	20,281,330	20,293,728	20,312,381
G3-4MWe	-8,282,914	-9,007,597	-9,732,288	-10,456,971	-11,181,661
G3-5MWe	-7,956,408	-8,793,536	-9,630,672	-10,467,807	-11,304,936
G4-4MWe	1,517,057	876,782	236,506	-403,770	-1,044,045
G4-5MWe	2,494,366	1,822,996	1,151,625	480,255	-191,115
AG1	23,381,725	23,532,131	22,778,202	23,835,786	23,992,534
AG2	28,665,529	28,887,664	29,119,971	29,326,512	29,548,654

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.28 Análisis de sensibilidad por combustible de TIR por alternativa.

Alternativa	-20%	-10%	0%	10%	20%
A1	17.3	18.0	18.8	19.6	20.3
A2	40.7	42.1	43.4	44.8	46.1
A3	87.3	89.8	92.3	94.9	97.4
P1	21.1	22.0	22.8	23.6	24.5
P2	32.4	33.4	35.4	35.5	36.5
A1-6M	21.8	22.6	23.4	24.2	24.9
A2-4M	32.1	33.1	34.2	35.2	36.3
A2-2M	65.4	67.4	69.4	71.4	73.5
A3-2M	51.4	52.9	54.4	55.9	57.3
P1-4M	34.7	35.9	37.0	38.1	39.2
P2-2M	44.9	46.2	47.5	48.8	50.1
G1-4 MWe	71.9	72.1	72.2	72.4	72.5
G1-5MWe	61.7	61.7	61.8	61.8	61.8
G3-4MWe	-1.4	-2.7	-4.0	-5.5	-7.1
G3-5MWe	-0.8	-2.3	-3.8	-5.5	-7.4
G4-4MWe	16.8	14.0	11.1	8.0	4.7
G4-5MWe	20.8	18.0	15.2	12.2	9.1
AG1	57.0	57.3	55.9	57.9	58.2
AG2	70.5	71.0	71.4	71.9	72.3

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.29 Análisis de sensibilidad por combustible de RCB por alternativa.

Alternativa	-20%	-10%	0%	10%	20%
A1	1.4	1.4	1.5	1.5	1.6
A2	2.8	2.9	3.0	3.1	3.1
A3	5.8	6.0	6.1	6.3	6.5
P1	1.6	1.6	1.7	1.7	1.8
P2	2.3	2.3	2.4	2.5	2.5
A1-6M	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9
A2-4M	2.4	2.5	2.6	2.6	2.7
A2-2M	4.8	5.0	5.1	5.3	5.4
A3-2M	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2
P1-4M	2.6	2.7	2.8	2.8	2.9
P2-2M	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7
G1-4 MWe	3.3	3.2	3.1	3.0	2.9
G1-5MWe	2.9	2.8	2.7	2.6	2.6
G3-4MWe	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3
G3-5MWe	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3
G4-4MWe	1.4	1.2	1.1	0.9	0.8
G4-5MWe	1.6	1.4	1.3	1.1	0.9
AG1	2.9	2.8	2.7	2.7	2.6
AG2	3.4	3.3	3.2	3.1	3.1

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.30 Análisis de sensibilidad por combustible de PRC por alternativa.

Alternativa	-20%	-10%	0%	10%	20%
A1	7.6	7.3	6.9	6.6	6.4
A2	2.9	2.8	2.7	2.6	2.5
A3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.1
P1	6.1	5.8	5.6	5.4	5.2
P2	3.7	3.6	3.5	3.4	3.3
A1-6M	5.8	5.6	5.4	5.2	5.1
A2-4M	3.8	3.6	3.5	3.4	3.3
A2-2M	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5
A3-2M	2.2	2.2	2.1	2.1	2.0
P1-4M	3.5	3.4	3.3	3.2	3.1
P2-2M	2.6	2.5	2.4	2.4	2.3
G1-4 MWe	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5

G1-5MWe	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
G3-4MWe	mayor de 14	mayor de 14	mayor de 14	mayor de 14	mayor de 14
G3-5MWe	mayor de 14	mayor de 14	mayor de 14	mayor de 14	mayor de 14
G4-4MWe	7.8	9.6	12.4	mayor de 14	mayor de 14
G4-5MWe	6.2	7.3	8.7	11.2	mayor de 14
AG1	2.0	2.0	2.1	1.9	1.9
AG2	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5

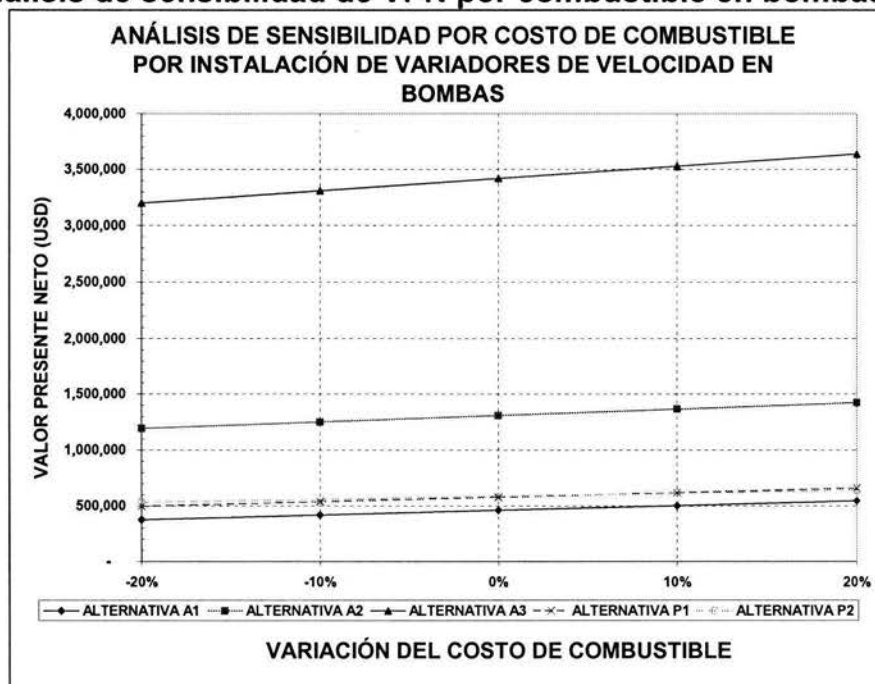
Fuente: Elaboración propia.

Las Figuras 5.9 a 5.14 muestran el comportamiento de los indicadores económicos del análisis de sensibilidad por variación del costo de combustible para cada una de las alternativas de rediseño por instalación de variadores de velocidad en bombas de captación y de proceso, cambio de motores eléctricos por más eficientes en bombas de captación y de proceso y por rediseño de la generación de electricidad.

La Figura 5.15 muestra los resultados del análisis de sensibilidad del valor presente neto por variación del costo de combustible, para la alternativa de rediseño global, la cual incluye instalación de variadores de velocidad, cambio de motores eléctricos de bombas por más eficientes y rediseño del sistema de generación de electricidad.

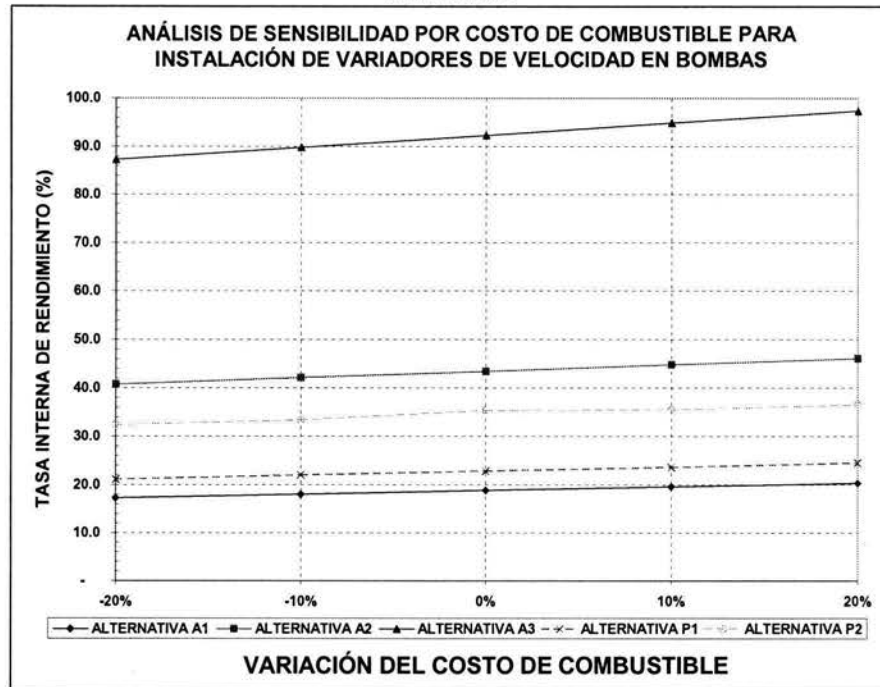
La Figura 5.16 muestra los resultados del análisis de sensibilidad de la tasa interna de rendimiento por variación del costo de combustible, para la alternativa de rediseño global, la cual incluye instalación de variadores de velocidad, cambio de motores eléctricos de bombas por más eficientes y rediseño del sistema de generación de electricidad.

Figura 5.9 Análisis de sensibilidad de VPN por combustible en bombas con variador.



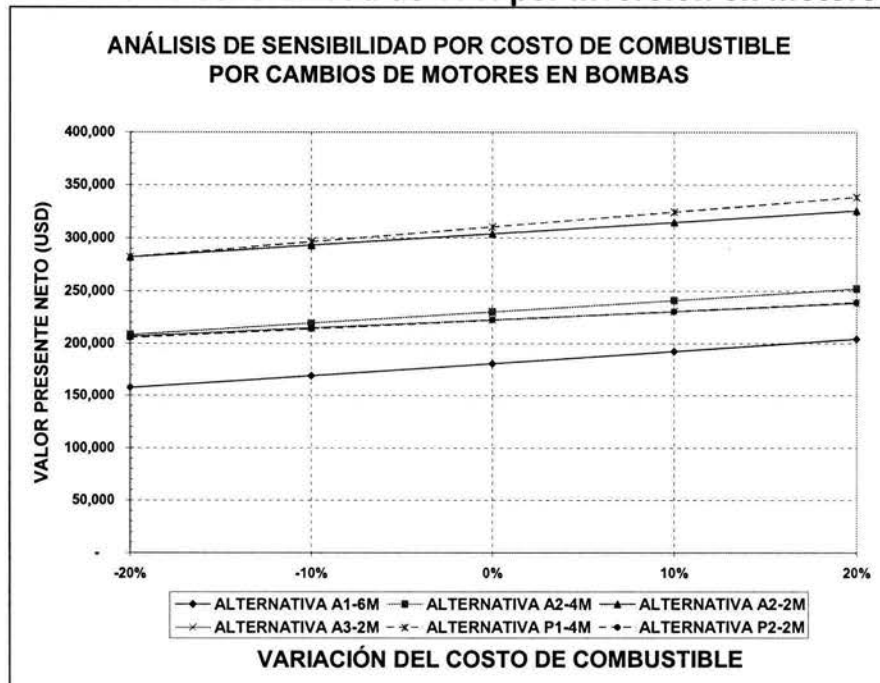
Fuente: Elaboración propia.

Figura 5.10 Análisis de sensibilidad de TIR por combustible en bombas con variador.



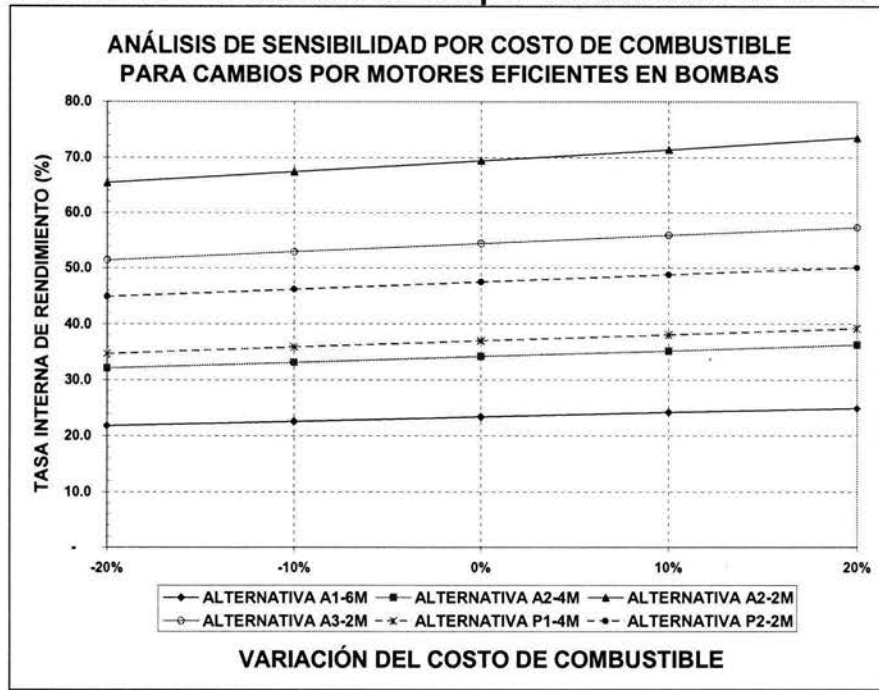
Fuente: Elaboración propia.

Figura 5.11 Análisis de sensibilidad de VPN por inversión en motores eficientes.



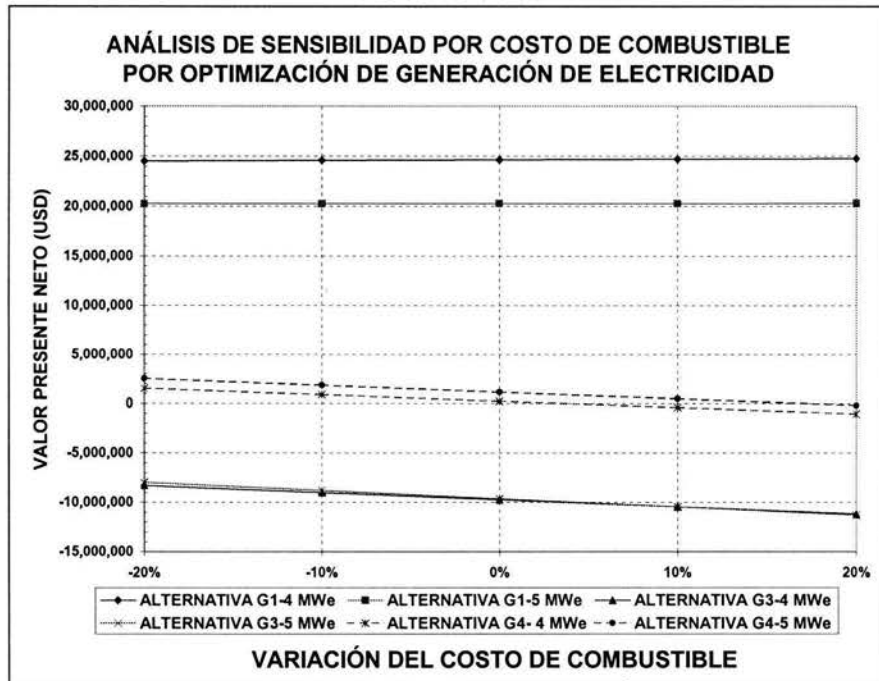
Fuente: Elaboración propia.

Figura 5.12 Análisis de sensibilidad de TIR por combustible en motores eficientes.



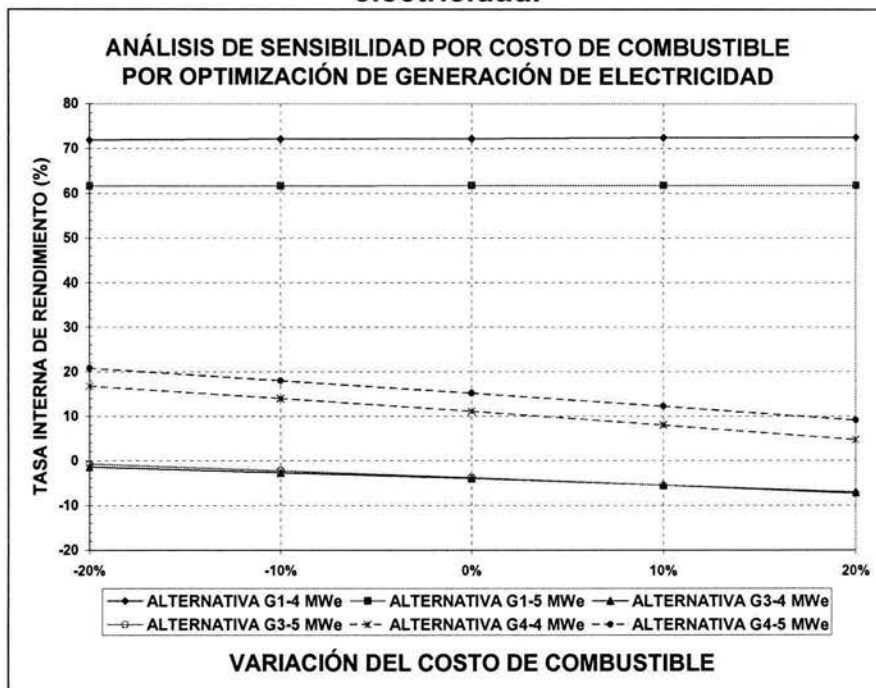
Fuente: Elaboración propia.

Figura 5.13 Análisis de sensibilidad de VPN por combustible en generación de electricidad.



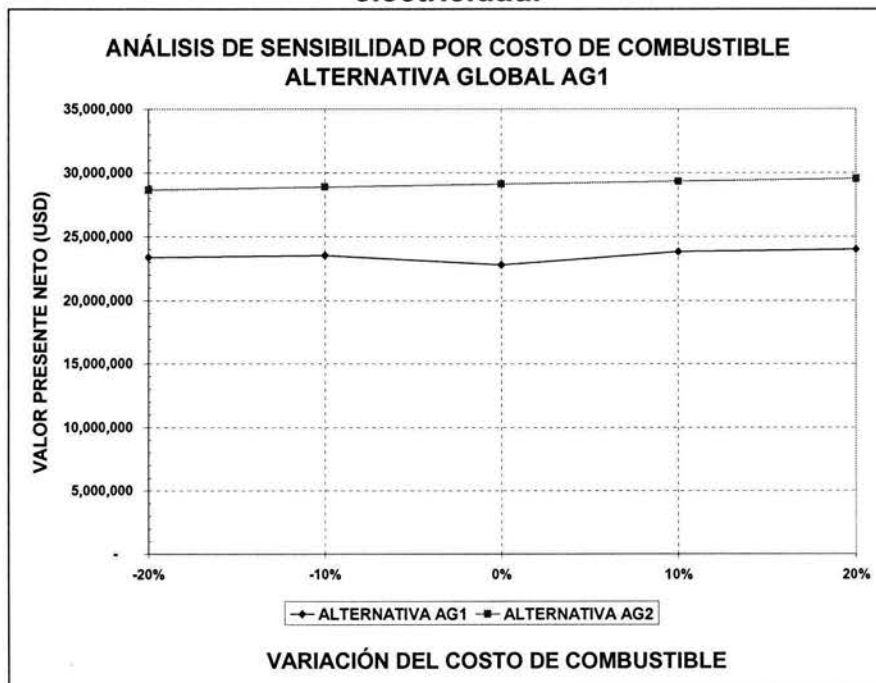
Fuente: Elaboración propia.

Figura 5.14 Análisis de sensibilidad de TIR por combustible en generación de electricidad.



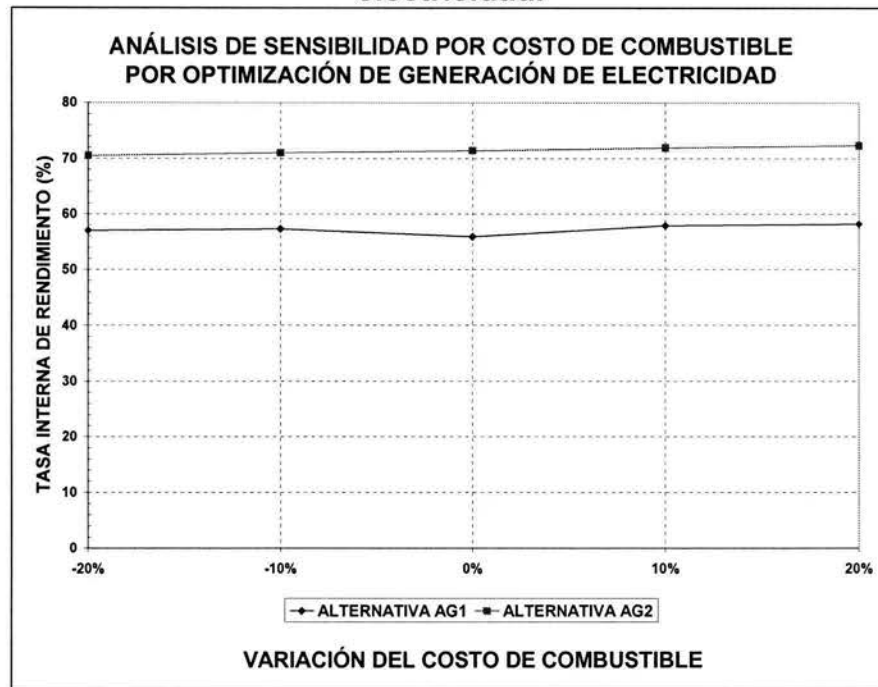
Fuente: Elaboración propia.

Figura 5.15 Análisis de sensibilidad de VPN por combustible en generación de electricidad.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 5.16 Análisis de sensibilidad de TIR por combustible en generación de electricidad.



Fuente: Elaboración propia.

5.4. Conclusiones.

En el capítulo 1 se definieron dos condiciones de operación, en las cuales el sistema de bombeo podría funcionar a flujo de agua total de 276.0 l/s y 515.3 l/s, paralelamente el sistema de generación funcionaría a 4 y 5 MWe, respectivamente.

Las evaluaciones económicas realizadas se realizaron antes de impuestos y consideran que toda la inversión es realizada por la propia empresa por lo que no hay financiamiento.

De acuerdo a los indicadores económicos evaluados de las alternativas de rediseño por instalación de variadores de velocidad, la Tabla 5.31 muestra que todas las alternativas son económicamente rentables, con valor presente neto de 0.46 a 3.4 millones de dólares, tasa interna de retorno de 18.8 a 92.3%, relación beneficio costo de 1.5 a 6.1 y periodo de recuperación de capital de 1.2 a 6.9 años.

La mejor alternativa para bombas de captación es la A3, así como para las bombas de proceso la P2. Por lo anterior, se requiere la inversión de 3 variadores de velocidad, dos para las bombas de captación y uno para las de proceso, la cual cubre los requerimientos de las alternativas A2, A3, P1 Y P2.

Los indicadores económicos aplicados para el cambio de motores de bombas por sus equivalente de alta eficiencia, mostraron que las 6 alternativas evaluadas son económicamente rentables y que las más convenientes de aplicar para cubrir las dos condiciones de flujo son la A2-2M, A3-2M, P1-4M

Y P2-2M, con valor presente neto de 180,932 a 322,727 dólares, tasa interna de retorno de 23.4 a 69.4%, relación beneficio costo de 1.8 a 5.1 y periodo de recuperación de capital de 2.1 a 5.4 años

La mejor alternativa para el cambio de motores eléctricos son la A2-2M para las bombas de captación y la P1-4M para las bombas de proceso, por lo cual se requiere la inversión de 4 motores para las bombas de captación y 2 para las de proceso.

Las alternativas de rediseño del sistema de generación de electricidad se muestran en la Tabla 5.33, donde se puede notar que la alternativa más convenientes de aplicar desde el punto de vista económico para la condición de generación a 4 y 5 MW_e son las G1-4 MW_e y G1-5 MW_e con valor presente neto mayor a 20 millones de dólares, tasa interna de rendimiento de 61.8 a 72.2%, relación beneficio costo de 2.7 a 3.1 y periodo de recuperación de capital de 1.5 a 1.8 años. La alternativa G3 no es conveniente su consideración para su aplicación, ya que su VPN y TIR son negativas. Estas alternativas consideran la instalación del cable submarino y el exportar los excedentes de electricidad.

De acuerdo a los resultados encontrados de las alternativas globales de rediseño, en las que se consideran la instalación de variadores de velocidad, cambio de motores de bombas por más eficiente y rediseño del sistema de generación de electricidad, muestran en la Tabla 5.34 que ambas condiciones de operación son atractivas.

El análisis de sensibilidad realizado a todas las alternativas por separado y a las alternativas globales muestran que las variaciones en el costo de inversión y de combustible no afectan en gran medida su rentabilidad, a excepción de las alternativas de generación G4, la cual muestra un comportamiento desfavorable con VPN y TIR negativos al incrementarse los costos de inversión en 10% y 20%. También presenta valores negativos de VPN y TIR negativos cuando se incrementa el costo de combustible en 20%.

El análisis de sensibilidad por costo de inversión y de combustible mostraron que en general las alternativas de instalación de variadores de velocidad y de cambio de motores eléctricos por sus equivalente de alta eficiencia son rentables.

Respecto a las alternativas de generación de electricidad, la G1 es rentable y la que muestra valor presente neto mayor alto, al igual que la tasa interna de rendimiento. La alternativa G3 no es rentable y muestra en todos los casos valores negativos de valor presente neto y tasa interna de retorno de rendimiento. La alternativa G4 es muy sensible a los cambios en costos ya sea de inversión o combustibles, por lo que tampoco se recomienda.

Tabla 5.31 Resumen de alternativas con variadores de velocidad.

Indicador	A1 *	A2 *	A3 &	P1 *	P2 &
VPN (USD)	460,855	1,308,167	3,420,027	578,154	585,064
TIR (%)	18.8	43.4	92.3	22.8	34.5
RBC	1.5	3.0	6.1	1.7	2.4
PRC (años)	6.9	2.7	1.2	5.6	3.5

* A flujo de agua de 515.3 l/s

& A flujo de agua de 276 l/s

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.32 Resumen de alternativas con cambio de motores eléctricos.

Indicador	A1-6M *	A2-4M *	A2-2M *	A3-2M &	P1-4M *	P2-2M &
VPN (USD)	180,932	230,209	304,049	222,727	310,481	222,353
TIR (%)	23.4	34.2	69.4	54.4	37.0	47.5
RBC	1.8	2.6	5.1	4.0	2.8	3.5
PRC (años)	5.4	3.5	1.6	2.1	3.3	2.4

* A flujo de agua de 515.3 l/s

& A flujo de agua de 276 l/s

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.33 Resumen de alternativas de generación de electricidad.

Alternativa	G1		G3		G4	
Indicador	G1-4MWe	G1-5MWe	G3-4MWe	G3-5MWe	G4-4MWe	G4-5MWe
VPN (USD)	24,657,091	20,281,330	-9,732,288	-9,630,672	236,506	1,151,625
TIR (%)	72.2	61.8	-4.0	-3.8	11.1	15.2
RBC	3.1	2.7	0.4	0.4	1.1	1.3
PRC (años)	1.5	1.8	mayor de 14	mayor de 14	12.4	8.7

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.34 Resumen de alternativas globales de rediseño.

Indicador	AG1	AG2
VPN (USD)	22'796,872	29'119,971
TIR (%)	56.0	71.4
RBC	2.7	3.2
PRC (años)	2.1	1.5

Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES

6. CONCLUSIONES

El cambio en las políticas de producción ocasionadas por la disminución de la demanda de agua del proceso y de la demanda de electricidad de los sistemas de bombeo ocasionó la reducción de la eficiencia de operación de los sistemas de bombeo de captación y de proceso, así como de generación de electricidad. Se planteó como solución a esta problemática el rediseño de las instalaciones mencionadas.

La situación actual de los sistemas de bombeo de agua mostró una marcada disminución de la eficiencia de operación respecto a su diseño, encontrando valores de 14.7 a 27.2 puntos porcentuales para las bombas de captación y de 2.3 a 13.8 para las bombas de proceso.

6.1. Alternativas y potenciales de ahorro.

Se plantearon 4 tipos de alternativas de rediseño:

- La desincorporación de bombas, ya que actualmente se tienen operando 3 de 8 bombas de captación y 3 de 5 bombas de proceso.
- La instalación de variadores de velocidad para reducir el consumo de electricidad en bombas de acuerdo al requerimiento de agua.
- El cambio de motores eléctricos por sus equivalentes de alta eficiencia.
- El cambio de los turbogeneradores actuales a la capacidad requerida o el incremento de la generación, vendiendo la electricidad sobrante.

Se desarrollaron metodologías nuevas para ayudar a solucionar los problemas de ineficiencias en los equipos de bombeo y en sistemas de generación de electricidad. Se utilizó una herramienta para la obtención de las curvas características de turbogeneradores mediante el software GT-Pro y GT-Master, las cuales se compararon con datos de fabricantes de equipos y se determinó su eficacia para reproducir dicho comportamiento.

Se plantearon como alternativas de desincorporación el desmantelamiento de 2 bombas de captación y una bomba de proceso para la situación actual de operación, y 3 bombas de captación y una bomba de proceso para la opción de rediseño de operación, bajo la premisa de 100% de respaldo de equipos.

Las alternativas que plantean la instalación de variadores de velocidad para el rediseño de los sistemas de bombeo, consideraron 3 equipos para las bombas de captación y 2 para las bombas de proceso. Los potenciales de ahorro de electricidad de estas bombas de captación son de 1.5, 2.0 y 3.4 millones de kWh/año. Los potenciales de ahorro de las bombas de proceso son de 1.5 y 0.8 millones de kWh/año (ver tabla 6.1).

Las alternativas de rediseño que plantean el cambio de motores eléctricos por sus equivalentes de alta eficiencia, consideran 4 opciones para las bombas de captación y 2 para las bombas de proceso. Los potenciales de ahorro de electricidad de las bombas de captación son de 0.41, 0.38, 0.38 y 0.25 millones de kWh/año. Los potenciales de ahorro de las bombas de proceso son de 0.49 y 0.26 millones de kWh/año.

Tabla 6.1 Potenciales de ahorro para alternativas con variador de velocidad y cambio de motores

Alternativa	Descripción	Potencial de ahorro (kWh/año)
A1	Variador de velocidad en 3 bombas @ 670 l/s y condiciones actuales.	1'492,896
A2	Variador de velocidad en 2 bombas @ 670 l/s y condición mejorada.	2'020,098
A3	Variador de velocidad en 2 bombas @ 430.7 l/s y condiciones actuales	3'446,250
P1	Variador de velocidad en 2 bombas @ 515.3 l/s y condiciones actuales	1'447,777
P2	Variador de velocidad en 1 bombas @ 276 l/s y condiciones actuales	846,192
A1-6M	Cambio de 6 motores en condiciones actuales de operación	451,675
A2-4M	Cambio de 4 motores en condiciones de mejora de operación	424,108
A2-2M	Cambio de 2 motores en condiciones de mejora de operación	424,108
A3-2M	Cambio de 2 motores en condiciones de mejora de operación	274,257
P1-4M	Cambio de 4 motores en condiciones actuales de operación	542,124
P1-2M	Cambio de 2 motores en condiciones actuales de operación	284,897

La alternativa G1 considera la operación del turbogenerador actual generando a 10.2 MW_e, de los cuales 5 MW_e para autoconsumo y 5.2 MW_e para su venta por medio de un cable submarino. Esta opción implica la disminución del régimen térmico en 3,984 kJ/kWh, incremento de eficiencia de generación de 6.7 puntos porcentuales (ver tablas 4.6 y 6.1).

La alternativa G2 considera la desincorporación de los turbogeneradores actuales y la instalación de dos nuevos marca Tempest con capacidad de 6.7 MW_e. La operación de este turbogenerador a 5 MW_e implica la reducción del régimen térmico de 2,824 kJ/kWh. La eficiencia se incrementa 4.4 puntos porcentuales y se reduce el consumo de combustible en 841 m³/h.

La alternativa G3 considera la desincorporación de los turbogeneradores actuales y la instalación de dos turbogeneradores marca solar con capacidad de 6.3 MW_e. La operación de este turbogenerador a 5 MW_e implica la reducción del régimen térmico de 4,045 kJ/kWh, una reducción del consumo de combustible de 619 m³/h y al incremento de la eficiencia de 6.9 puntos porcentuales.

La alternativa G4 considera el cambio de los turbogeneradores de 17.1 MW_e por 4 motogeneradores con capacidad de 2.57 MW_e. La operación de dos motogeneradores a generación total de 5 MW_e implica una reducción en el consumo de gas combustible de 889.8 m³/h, a una eficiencia de 32.9% y reducción del régimen térmico de 7,621 kJ/kWh. En caso de tener mayor demanda de electricidad en periodos de tiempo determinados se podrá operar con 3 motogeneradores y tener uno de respaldo.

Tabla 6.2 Potenciales de ahorro para alternativas con turbogeneradores

Alternativa	Descripción	Disminución del régimen térmico (kJ/kWh)
G1	Incremento de la generación en 5 MW _e , de 4 a 9.2 MW _e y de 5 a 10.2 MW _e	5,214 @ 4 MW _e 3,984 @ 5 MW _e
G2	Cambio de turbogenerador actual por un Tempest a 4 y 5 MWe	3,401 @ 4 MW _e 2,824 @ 5 MW _e
G3	Cambio de turbogenerador actual por un Solar-Taurus a 4 y 5 MWe	4,308 @ 4 MW _e 4,405 @ 5 MW _e
G4	Cambio de turbogenerador actual por 4 motogeneradores tipo paquete a 4 y 5 MWe	8,452 @ 4 MW _e 7,621 @ 5 MW _e

Las mejores alternativas desde el punto de vista técnico que arrojan mayores potenciales de ahorro de energía son la instalación de 2 variadores de velocidad para las bombas de captación y 2 variadores para las bombas de proceso, lo cual cumple con los esquemas de la A2, A3, P1 y P2. Se tiene también el cambio de 6 motores para las bombas de captación y 4 motores para las de proceso.

6.2. Evaluación económica.

De acuerdo a los indicadores económicos evaluados de las alternativas de rediseño por instalación de variadores de velocidad, se encontró que las 5 alternativas propuestas son económicamente rentables, con valor presente neto de 0.46 a 3.4 millones de dólares, tasa interna de retorno de 18.8 a 92.3%, relación beneficio costo de 1.5 a 6.1 y periodo de recuperación de capital de 1.2 a 6.9 años. Por lo anterior, se requiere la inversión de 3 variadores de velocidad, dos para las bombas de captación y uno para las de proceso, la cual cubre los requerimientos de las alternativas A2, A3, P1 Y P2.

Los indicadores económicos aplicados para el cambio de motores de bombas por sus equivalente de alta eficiencia, mostraron que las 6 alternativas evaluadas son económicamente rentables y que las más convenientes de aplicar para cubrir las dos condiciones de flujo son la A2-2M, A3-2M, P1-4M Y P2-2M, con valor presente neto de 180,932 a 322,727 dólares, tasa interna de retorno de 23.4 a 69.4%, relación beneficio costo de 1.8 a 5.1 y periodo de recuperación de capital de 2.1 a 5.4 años por lo cual se requiere la inversión de 4 motores para las bombas de captación y 2 para las de proceso.

Las alternativas de rediseño del sistema de generación de electricidad mostraron que las alternativas más convenientes de aplicar desde el punto de vista económico para la condición de generación a 4 y 5 MW_e son las G1-4MWe y G1-5MWe con valor presente neto mayor a 20 millones de dólares, tasa interna de rendimiento de 61.8 a 72.2%, relación beneficio costo de 2.7 a 3.1 y periodo de recuperación de capital de 1.5 a 1.8 años. La alternativa G3 no es conveniente su consideración para su aplicación, ya que su VPN y TIR son negativas.

Tabla 6.3 Resumen de la evaluación económica de alternativas.

Alternativa	INVERSIÓN (MMUSD)	VPN (MMUSD)	TIR (%)	PRC (años)	RBC
A1	0.88	0.46	18.8	6.9	1.5
A2	0.59	1.31	43.4	2.7	3.0
A3	0.59	3.42	92.3	1.2	6.1
P1	0.37	0.58	22.8	5.6	1.7
P2	0.74	0.59	34.5	3.5	2.4
A1-6M	0.36	0.18	23.4	5.4	1.8
A2-4M	0.24	0.23	34.2	3.5	2.6
A2-2M	0.12	0.30	69.4	1.6	5.1
A3-2M	0.12	0.22	54.4	2.1	4.0
P1-4M	0.26	0.31	37.0	3.3	2.8
P1-2M	0.13	0.22	47.5	2.4	3.5
G1	0.00	10.17	37.3	3.2	1.9
G3	28.92	-9.63	-3.8	> 14.0	0.4
G4	17.04	1.15	15.2	8.7	1.3
AG1 #	7.41	12.69	36.8	3.3	1.9
AG2 &	6.91	14.50	42.1	2.8	2.1

Esta alternativa está integrada por las alternativas A2, A2-2M, P1, P1-4M y G1-5 MW_e

& Esta alternativa está integrada por las alternativas A3, A3-2M, P2, P2-2M y G1-4 MW_e

De acuerdo a los resultados encontrados de las alternativas globales de rediseño, en las que se consideran la instalación de variadores de velocidad, cambio de motores de bombas por más eficiente y rediseño del sistema de generación de electricidad, mostraron que ambas condiciones de operación son atractivas, pero la más rentable es la AG2, la cual se recomienda aplicar.

6.3. Análisis de sensibilidad.

Los análisis de sensibilidad realizado a todas las alternativas mostraron que las variaciones en el costo de inversión y de combustible no afectan en gran medida su rentabilidad, a excepción de las alternativas de generación G4, la cual muestra un comportamiento desfavorable con VPN y TIR negativos al incrementarse los costos de inversión en 10% y 20%. También presenta valores negativos de VPN y TIR negativos cuando se incrementa el costo de combustible en 20%.

El análisis de sensibilidad por costo de inversión y de combustible mostraron que en general las alternativas de instalación de variadores de velocidad y de cambio de motores eléctricos por sus equivalente de alta eficiencia son rentables.

Respecto a las alternativas de generación de electricidad, la G1 es rentable y la que muestra valor presente neto mayor alto, al igual que la tasa interna de rendimiento. La alternativa G3 no es rentable y muestra en todos los casos valores negativos de valor presente neto y tasa interna de retorno de rendimiento. La alternativa G4 es muy sensible a los cambios en costos ya sea de inversión o combustibles, por lo que tampoco se recomienda.

BIBLIOGRAFÍA.

Instituto de Investigaciones Eléctricas, Programa de Conservación de la Energía en Centrales Termoeléctricas de CFE, Informe técnico del proyecto IIE/44/11405/I005/F UPT 44414, 1999.

Comisión Federal de Electricidad, Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el sector Eléctrico, 12 edición, , 1982.

Electric Power Research Institute EPRI, Technical Assessment Guide TAG Fundamentals and Methods Electricity Supply, Vol 3 Rev.6, December 1991

Eugene L., W Grant Ireson, Richard S. Leavenworth, Principios de Ingeniería Económica.. Tercera edición, Editorial CECSA, 701 pp, 1982.

Raúl Coss Bu, Análisis y evaluación de proyectos de inversión, Editorial Limusa.

Autor: José María Merino Azcarraga; Manual de Eficiencia Energética en Instalaciones de Bombeo; Series: Manuales de Eficiencia Energética; CADEM Grupo EVE; Bilbao, España; Ed: Ente Vasco de la Energía, 273 pp, 1991.

Wisconsin Center for Demand-Side Research, Adjustable-Speed Drives Project, Assessment Guide; ADM Associates, Inc, 1994.

ASTM E380-91, Standard Practice for Use of the International System of Units (SI) (the Modernized Metric System,. Edition Approved on March 18, 1991.

Gas Turbine World, Revista Bimensual, publicada por Pequot Publishing Inc. , ISSN 0747-7988

Luis Fernández González, Curso “Evaluación Económico - Financiera de Proyectos Energéticos”, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca Morelos, Abril de 2002.