

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS
DEL SECTOR ELÉCTRICO**

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE LA REHABILITACIÓN DE
LAS CENTRALES TÉRMICAS DE LAS EMPRESAS DE
DISTRIBUCIÓN TRANSFORMADAS EN
UNIDADES DE NEGOCIO DE
TERMOPICHINCHA S.A.**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE MAGÍSTER EN
ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS DEL SECTOR
ELÉCTRICO**

ING. MARCO ANTONIO CHICAIZA SANTOS

DIRECTOR: ING. JOSÉ OSCULLO L., MSc

Quito, Junio 2007

DECLARACIÓN

Yo, Marco Antonio Chicaiza Santos, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Marco Antonio Chicaiza Santos, bajo mi supervisión.

ING. JOSÉ OCULLO L., MSC

AGRADECIMIENTO

Deseo agradecer a todas las personas e instituciones que de una u otra manera participaron para la elaboración del presente trabajo.

De manera muy especial, agradezco a las siguientes personas:

Ing. José Oscullo Msc. – Director de Tesis

Dr. Jesús Játiva – Coordinador de los Postgrados en Ingeniería Eléctrica, EPN

Ing. Juan Carlos López – Presidente Ejecutivo de Termopichincha

Ing. Manuel Salazar – Vicepresidente Técnico de Termopichincha

Ing. Marco Valencia – Funcionario del CENACE

Ing. Patricio Alzamora – Funcionario del CENACE

Ing. Julio Gómez – Funcionario del CENACE

Dra. Lorena Parreño – Unidad de Medio Ambiente de Termopichincha

Dr. Galo Guerreo – Unidad de Medio Ambiente de Termopichincha

Ing. Juan Carlos Cornejo – Funcionario de Termopichincha

Sta. Mayra Garzón – Funcionaria de Termopichincha

Ing. Milton Santander – Funcionario de Termopichincha

A las Empresas Eléctricas de Distribución, que prestaron toda su colaboración para la elaboración del presente trabajo.

A la Escuela Politécnica Nacional, por darme la oportunidad de ampliar mis conocimientos.

Y a TERMOPICHINCHA, por auspiciarme en los estudios de la Maestría y la elaboración del proyecto.

DEDICATORIA

Con todo mi corazón dedico el presente trabajo, a mi hija Diana Isabel, fuente diaria de mi inspiración; y a mi esposa Esperanza por su apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida.

Marco

PRESENTACIÓN

Este trabajo es un estudio integral para la de rehabilitación de las centrales térmicas, analizadas como unidades de negocios de TERMOPICHINCHA S.A., Permitirá establecer que centrales térmicas TERMOPICHINCHA S.A., deberá invertir sus recursos.

El capítulo uno aborda los antecedentes, por los cuales se justifica la realización del estudio de prefactibilidad y presenta el perfil del proyecto.

El capítulo dos consiste del levantamiento y análisis técnico de la información de las centrales térmicas, y las posibilidades reales de rehabilitación con un detalle de las actividades a realizarse.

En el capítulo tres, se realiza un análisis del impacto de esta rehabilitación en el Mercado Eléctrico Mayorista, los riesgos presentes como unidades de negocio de TERMOPICHINCHA S.A. en este mercado y las alternativas para minimizar estos riesgos.

En el capítulo cuatro, se realiza el estudio de impacto ambiental, que producirá la rehabilitación de estas centrales térmicas, basados en las regulaciones de medio ambiente vigentes.

El capítulo cinco, evalúa la rentabilidad de cada una de las centrales térmicas estudiadas como unidades de negocio, la posibilidad de inversión de TERMOPICHINCHA S.A., en estas unidades de negocio con el respectivo análisis de la viabilidad legal.

En el capítulo seis se presentan las conclusiones obtenidas y las recomendaciones sugeridas para la ejecución de los siguientes etapas del proyecto.

ÍNDICE GENERAL

Pág.

DECLARACIÓN.....	ii
CERTIFICACIÓN.....	iii
AGRADECIMIENTO.....	iv
DEDICATORIA.....	v
ÍNDICE DE TABLAS.....	x
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	xii
PRESENTACIÓN.....	xiii
I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Perfil del Proyecto.....	4
1.2.1 Descripción de Centrales Térmicas.....	4
1.2.2 Análisis Organizacional de TERMOPICHINCHA S.A.	5
1.2.3 Alcance del Proyecto.....	9
II. EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN	12
2.1 Situación Actual De La Centrales De Generación Térmica Pertenecientes A Empresas De Distribución.....	12
2.1.1 Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.....	13
2.1.2 Empresa Eléctrica Península De Santa Elena C.A.....	17
2.1.3 Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A.	21
2.1.4 Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A.....	25
2.1.5 Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.....	29
2.1.6 Empresa Eléctrica Quito S.A.....	32

2.2	Centrales Que Pueden Ser Rehabilitadas Para Operar Con Combustibles Pesados.....	36
2.2.1	Central Térmica La Propicia.....	37
2.2.1.1	Incremento De La Capacidad De Central Térmica La Propicia.....	40
2.2.2	Central Térmica La Libertad	45
2.2.3	Central Térmica El Cambio.....	48
2.2.4	Central Térmica Miraflores.....	51
2.3	Costos Variables De Producción.....	54
2.3.1	Consideraciones Realizadas Para El Cálculo Del Cvp.....	54
2.3.1.1	Central Térmica La Propicia	55
2.3.1.2	Central Térmica La Libertad	56
2.3.1.3	Central Térmica El Cambio	56
2.3.1.4	Central Térmica Miraflores.....	57
2.3.2	Resumen De Costos Variables De Producción	58
2.4	Resumen Técnico.....	59
III.	ANÁLISIS DE MERCADO.....	60
3.1	Despacho Operativo De Largo Plazo.....	60
3.1.1	Sistemas Hidrotérmicos.....	60
3.1.1.1.	Introducción.....	60
3.1.1.2	Dimensión Temporal.....	61
3.1.1.3	Dimensión Espacial.....	62
3.1.2	Descripción Del Software Utilizado.....	63
3.1.2.1	Fundamentos del Despacho de Sistemas Hidrotérmicos.....	65
3.1.3	Consideraciones Realizadas Para El Análisis.....	71
3.1.4	Análisis De Resultados	73
3.1.3.1	Costos Marginales.....	73
3.1.3.2	Generación Térmica De Las Unidades Rehabilitadas.....	76
3.1.3.3	Consumo De Combustibles.....	78
3.1.4	Impacto En El Mercado Eléctrico Mayorista.....	79
3.2	Análisis De Riesgo Del Negocio.....	80
3.2.1	Definiciones.....	80
3.2.1.1	Definición De Riesgo.....	80
3.2.1.2	Riesgos En El Negocio De Generación Eléctrica.....	81
3.2.2	Acciones Para Disminuir El Riesgo.....	83
3.2.2.1	Riesgo De Crédito.....	83
3.2.2.2	Riesgo De Liquidez.....	84
3.2.2.3	Riesgo Operacional.....	85
3.2.2.4	Riesgo De Precio	86
3.2.5	Riesgo De Cantidad.....	88
3.2.2.6	Riesgo En El Precio De Los Combustibles.....	89
3.2.2.7	Riesgo De Disponibilidad.....	91

3.3	Resumen.....	91
IV.	ANÁLISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL.....	93
4.1	Actividades Del Estudio De Impacto Ambiental (Eia)	93
4.1.1	Monitoreo.....	94
4.1.2.	Prevención Y Mitigación.....	98
4.1.3	Seguridad Y Salud.....	99
4.1.4	Capacitación.....	100
4.1.5	Contingencias.....	100
4.1.6	Relaciones Comunitarias Y Participación Ciudadana.....	101
4.2	Costo De Las Actividades Del Eia.....	102
4.3	Resumen Del Capitulo.....	103
V.	ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO Y LEGAL DEL PROYECTO.....	104
5.1	Costos De Inversión.....	104
5.1.1	Central Térmica La Propicia.....	104
5.1.2	Central Térmica La Libertad.....	107
5.1.3	Central Térmica El Cambio.....	108
5.1.4	Central Térmica Miraflores.....	109
5.2	Costos Fijos De Operación.....	111
5.2.1	Consideraciones Realizadas Para El Cálculo De Los Costos Fijos.....	111
5.3	Presupuesto De Explotación	114
5.3.1	Consideraciones Realizadas Para El Presupuesto De Explotación.....	114
5.3.2	Resultados Del Presupuesto De Explotación.....	115
5.4	Flujo De Caja.....	116
5.4.1	Consideraciones Realizadas Para El Flujo De Caja.....	117
5.4.2	Resultados Del Presupuesto De Caja.....	119
5.5	Análisis de Sensibilidad.....	120
5.6	Mecanismos De Financiamiento Para La Rehabilitación.....	124
5.6.1	Rehabilitación Con Recursos De Cada Distribuidora.....	125
5.6.2	Rehabilitación A Cargo De Termopichincha S.A.	126
5.7	Análisis Legal.....	129
5.7.1	Compra De Las Centrales Térmicas.	129
5.7.2	Incremento De Capacidad De Generación.....	130
5.8	Resumen.....	131
VI.	Conclusiones Y Recomendaciones.....	132
6.1	Conclusiones.....	132
6.2	Recomendaciones.....	134
VII.	BIBLIOGRAFÍA.....	136

VIII. ANEXOS

Anexo 2.3: Cálculo de Costos Variables de Producción

Anexo 5.1: Costo de Repuestos y Equipos

Anexo 5.2: Cálculo de Costos Fijos

Anexo 5.3: Presupuesto Anual de Explotación período 2007-2016

Anexo 5.4 Flujo de Caja período 2007-2016

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Unidades Térmicas Fuera de Servicio.....	2
Tabla 2: Situación actual de central de generación térmica.....	4
Tabla 3: Datos técnicos unidades generadoras de La Propicia.....	13
Tabla 4: Datos técnicos unidades generadoras de La Libertad.....	17
Tabla 5: Datos técnicos unidades generadoras de El Cambio.....	21
Tabla 6: Datos técnicos unidades generadoras de Miraflores.....	25
Tabla 7: Datos técnicos unidades generadoras de Los Ríos.....	29
Tabla 8: Datos técnicos unidades generadoras de Luluncoto	32
Tabla 9: Precios de los combustibles.....	37
Tabla 10: Costos Variables de Producción.....	58
Tabla 11: Resumen técnico.....	59
Tabla 12: Precio de los combustibles subsidiados.....	72
Tabla 13: Plan de expansión de generación.....	72
Tabla 14: Costo marginal anual de la energía del MEM.....	73
Tabla 15: Producción de energía de las centrales térmicas período 2007 – 2016 sin Coca Codo.....	76
Tabla 16: Producción de energía de las centrales térmicas período 2007 – 2016 con Coca Codo.....	77
Tabla 17: Consumo anual de diesel y combustible pesado período 2007 -2016.....	78
Tabla 18: Factores que influyen en el precio de la energía	81
Tabla 19: Factor de planta de las centrales térmicas período 2007 – 2016.....	86
Tabla 20: Límites máximos permisibles de emisiones al aire	94
Tabla 21: Emisiones al aire con motores operando con diesel.....	95
Tabla 22: Emisiones al aire con motores operando con diesel.....	95
Tabla 23: Costos de Inversión EIA.....	102
Tabla 24: Costos de Fijos EIA.....	103
Tabla 25: Costos de rehabilitación de la central La Propicia.....	105
Tabla 26: Valoración de la Central La Propicia	105
Tabla 27: Costos de rehabilitación y traslado de la central Luluncoto.....	106
Tabla 28: Costos de rehabilitación de la Central La Libertad.....	107
Tabla 29: Valoración estimada Central La Libertad.....	107

Tabla 30: Costos de rehabilitación de la central El Cambio.....	108
Tabla 31: Valoración estimada central El Cambio	109
Tabla 32: Costos de rehabilitación de la central Miraflores.....	110
Tabla 33: Valoración estimada central Miraflores	110
Tabla 34: Costos fijos requeridos para la operación de las centrales térmicas.....	113
Tabla 35: Presupuesto de explotación con la entrada del Coca Codo Sinclair.....	115
Tabla 36: Presupuesto de explotación sin la entrada del Coca Codo Sinclair.....	116
Tabla 37: Cálculo de la prima de riesgo	118
Tabla 38: Beta de Mercado para diferentes tipos de Negocios.....	119
Tabla 39: Resultados flujos de caja sin la entrada del Coca Codo Sinclair.....	120
Tabla 40: Resultados flujos de caja con la entrada del Coca Codo Sinclair.....	120
Tabla 41: Análisis sensibilidad con respecto a la TIR.....	121
Tabla 42: Variación del TIR en función de la recaudación mensual.....	122
Tabla 43: Variación de la TIR en función de la recaudación.....	123
Tabla 44: Inversión para rehabilitación de centrales térmicas.....	125
Tabla 45: Deuda de las Distribuidoras con TERMOPICHINCHA S.A. Valoración de las centrales.....	126
Tabla 46: Inversión total para rehabilitación de las centrales térmicas.....	127
Tabla 47: Estructura de Financiamiento del Proyecto, ejecutado por TERMOPICHINCHA S.A.....	127

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Organigrama Estructural de TERMOPICHINCHA S.A.....	6
Figura 2.1: Mapa de Procesos.....	7
Figura 2.2: Mapa de Procesos del Macroproceso realización del producto.....	7
Figura 3: Diagrama Esquemático Central La Propicia	15
Figura 4: Diagrama Eléctrico Unifilar Central La Propicia.....	16
Figura 5: Diagrama Esquemático Central La Libertad.....	19
Figura 6: Diagrama Eléctrico Unifilar Central La Libertad.....	20
Figura 7: Diagrama Esquemático Central El Cambio.....	23
Figura 8: Diagrama Eléctrico Unifilar Central El Cambio.....	24
Figura 9: Diagrama Esquemático Central Miraflores.....	27
Figura 10: Diagrama Eléctrico Unifilar Central Miraflores.....	28
Figura 11: Diagrama Esquemático Central Babahoyo.....	30
Figura 12: Diagrama Eléctrico Unifilar Central La Babahoyo.....	31
Figura 13 Diagrama Esquemático Central Luluncoto.....	34
Figura 14: Diagrama Eléctrico Unifilar Central Luluncoto.....	35
Figura 15: Cronograma de actividades de rehabilitación de la Central la Propicia.....	39
Figura 16: Cronograma de actividades traslado y rehabilitación de unidades Central Luluncoto.....	42
Figura 17: Diagrama esquemático central La Propicia rehabilitada	43
Figura 18: Diagrama Eléctrico Unifilar Central La Propicia rehabilitada.....	44
Figura 19: Cronograma de actividades de rehabilitación de la Central La Libertad.....	47
Figura 20: Cronograma de actividades de rehabilitación de la Central El Cambio.....	50
Figura 21: Cronograma de actividades de rehabilitación de la Central Miraflores.....	53
Figura 22: Costos inmediato y futuro para almacenamiento.....	67
Figura 23: Costo marginal de la Energía período 2007 – 2016.....	74
Figura 24: Diferencia en el costo de la energía entre los casos 1 y 2 período 2007 – 2016.....	75

Figura 25: Energía total generada por las centrales térmicas período 2007 – 2016.....	76
Figura 26: Energía total generada por las centrales térmicas período 2007 – 2016.....	77
Figura 27: Perfil de riesgo del generador por venta de contratos de energía.....	87
Figura 28: Perfil de riesgo del cliente por compra de contrato de energía.....	90
Figura 29: Emisiones al aire de motores de combustión interna.....	96
Figura 30: Emisiones de Oxígeno y Dióxido de Carbono.....	96
Figura 31: Sensibilidad de la TIR en función de la variación de precio de la energía.....	121
Figura 32: Variación de la TIR en función de la recaudación.....	122
Figura 33: Variación de la TIR en función de la producción de energía.....	124

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

El sector eléctrico ecuatoriano está atravesando quizá una de las crisis más severas en su historia, lo que ha llevado al sistema eléctrico nacional a estar sumido en un constante peligro de racionamientos de energía eléctrica, una de cuyas causas es la severa ineficiencia de algunas empresas distribuidoras que mantienen elevadas pérdidas técnicas y técnicas así como una baja recaudación.

Las empresas eléctricas de distribución que tienen estos problemas se encuentran en la región costa, de acuerdo a los reportes estadísticos del Sector Eléctrico emitido anualmente por el CONELEC. Las pérdidas totales de estas empresas están en el orden del 35%; además, de acuerdo a los informes de gestión de los Fideicomisos del Mercado Eléctrico Mayorista MEM la recaudación de la facturación emitida por estas empresas distribuidoras está en el orden del 80%, lo que mantiene su situación financiera en estado muy crítico.

El CONELEC considera en la tarifa al usuario final pérdidas totales del 13%. El resto de pérdidas es cargado a la Distribuidora, disminuyendo sus ingresos y por ende afectando su situación financiera.

La mayoría de estas empresas poseen generación térmica, con centrales térmicas accionadas por motores de combustión interna. Algunas de estas unidades fueron inicialmente diseñadas para operar con combustibles pesados (bunker o residuos de petróleo), pero en la actualidad centrales utilizan diesel para su operación y varias se encuentran indisponibles, como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: Unidades Térmicas de Empresas Distribuidoras
Fuente CENACE: Programa Mantenimiento Oct 06 – Sep. 07

UNIDADES DE GENERACIÓN	TIPO	UNIDAD	POTENCIA (MW)	SITUACION ACTUAL
E.E. QUITO S.A				
LULUNCOTO	DIESEL	11	2,90	
	DIESEL	12	2,90	Fuera de Servicio
	DIESEL	13	2,90	
E.E. REGIONAL MANABI				
MIRAFLORES	DIESEL	9	2,00	Fuera de Servicio
	DIESEL	10	2,00	
	DIESEL	11	5,00	Fuera de Servicio
	DIESEL	12	5,00	
	DIESEL	13	2,00	Fuera de Servicio
	DIESEL	14	2,00	
	DIESEL	15	2,00	Fuera de Servicio
DIESEL	16	2,00	Fuera de Servicio	
E. E. PENINSULA STA. ELENA				
LA LIBERTAD	DIESEL	GM1	2,20	
	DIESEL	CP9	3,20	
	DIESEL	GM10	2,20	
	DIESEL	GM11	2,20	Fuera de Servicio
E.E. REGIONAL EL ORO				
MACHALA	DIESEL	4	2,00	Fuera de Servicio
	DIESEL	5	2,00	Fuera de Servicio
EL CAMBIO	DIESEL	3	4,40	
	DIESEL	4	4,20	
E.E. REGIONAL ESMERALDAS				
LA PROPICIA	DIESEL	4	2,00	Fuera de Servicio
	DIESEL	5	2,00	Fuera de Servicio

En la Tabla 1 se puede observar que para el período octubre 2006-septiembre 2007 de las 21 unidades generadoras, 11 unidades están fuera de servicio y que todas operan con diesel.

La baja gestión de cobro de las empresas hace que se traslade al MEM una situación de falta de pago, que lleva a que los agentes generadores tanto privados como los del Fondo de Solidaridad hayan suscrito contratos de compra venta de energía con estas empresas, obligándoles a comprar la energía requerida para cubrir su demanda en el Mercado Ocasional. Este tipo de gestión ha incrementando el déficit financiero de las Distribuidoras, pues están expuestos a los precios altos y aleatorios que se presentan en el Mercado Ocasional. Bajo estas circunstancias, cada vez es menor el porcentaje de energía contratada en comparación con la energía comprada en el Mercado Ocasional.

El déficit financiero de las Distribuidoras permite que realicen inversiones para rehabilitar y optimizar sus unidades de generación, ocasionando un deterioro acelerado de estas centrales.

El Costo Variable de Producción CVP de estas unidades térmicas es alto, lo cual aporta a encarecer el precio de la energía en el MEM y además incrementa el gasto del Estado Ecuatoriano por la importación de diesel, debido a que el precio del diesel es mucho mayor que los combustibles pesados. Además, gran cantidad de este producto es importado por PETROCOMERCIAL y entregado a precio subsidiado a las empresas de generación y distribución para la operación de las unidades térmicas.

Estos altos CVP afectan el flujo de caja de las Distribuidoras, empeorando aún más su situación y afectando al Mercado en su conjunto. Indisponibilidad de algunas unidades, pueden causar racionamientos de energía en los períodos de estiaje de las centrales Hidroeléctricas.

En los siguientes capítulos se realiza el estudio de la prefactibilidad de la rehabilitación, optimización, operación y comercialización de la energía generada por las unidades termoeléctricas de las Distribuidoras, considerando cada una de estas centrales como unidades de negocio de TERMOPICHINCHA S.A.

1.2 PERFIL

El proyecto consiste en el estudio de prefactibilidad de la rehabilitación de las centrales de generación termoeléctrica, accionada por motores de combustión interna, pertenecientes a las Empresas Eléctricas de Distribución.

1.2.1 Descripción de las centrales térmicas

La mayoría de estas centrales térmicas fueron instaladas en todo el país a finales de los años setenta, a la fecha poseen de 25 a 30 años de vida, pero debido a sus altos CVP y a los largos períodos de indisponibilidad, la operación de estas unidades se ha limitado únicamente a las horas pico y eventualmente a operación continua en épocas de acentuados estíajes en el Sistema Eléctrico

Se estudian las centrales térmicas de la Empresa Eléctrica Esmeraldas (EMELESA), Empresa Eléctrica Manabí (EMELMANABI), Empresa Eléctrica Península de Santa Elena (EMEPE), Empresa Eléctrica El Oro (EMELORO), Empresa Eléctrica Los Ríos (EMELRIOS) y la Empresa Eléctrica Quito (EEQSA), cuyas principales características se muestran en la Tabla 2:

Tabla 2: Situación Actual De Centrales De Generación Térmica

Empresa Eléctrica de Distribución		EMELESA	EMEPE	EMELORO	EMELMANABI	EEQSA	EMELRIOS	TOTAL
Nombre de la Central	La Propicia	La Libertad	El Cambio	Miraflores	Luluncoto	Babahoyo		
Número de Unidades		2	6	4	16	3	4	35
Potencia Instalada	MW	8,2	18,8	19,0	50,6	9,0	10,0	115,6
	Motores a diesel MW		10,0	0,0	38,6	9,0	10,0	67,6
	Motores a Bunker MW	8,2	8,8	19,0	12,0	0,0	0,0	48,0
Potencia actual Disponible	MW	0	3	7,2	5	4,8	0	20
	Motores operando con diesel MW	0	3	7,2	5	4,8	0	20
	Motores operando con bunker MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costo Variable con Diesel	USD/MWh	6,84	6,84	7,70	7,57	7,07	6,69	7,12
Precio Diesel	USD/gal	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820
No. de horas promedio de operación		14000,00	30000,00	20000,00	25000,00	34000,00	15000,00	23000,00

La potencia total instalada en estas centrales de generación es de 115,6 MW, de la cual únicamente 20 MW se encuentran disponibles y operando con diesel, a un CVP promedio de US¢ 7,1 KWh.

Las horas de operación promedio de todas las unidades térmicas es de 23.000, . Cabe señalar que los motores de combustión interna están diseñados para operar entre 100.000 y 120.000 horas.

Se puede concluir que en las centrales térmicas objeto del presente estudio, existe una gran cantidad de potencia indisponible con pocas horas de operación, que podría ser rehabilitada y optimizada para operar con residuo de petróleo en sustitución de diesel con lo cual el CVP estaría en el orden de US\$4 /KWh, lo que redundará en beneficio del sector eléctrico y del País.

1.2.2 Análisis Organizacional de TERMOPICHINCHA S.A.

El estudio se lo realiza considerando a cada una de las unidades térmicas como unidades de negocio de TERMOPICHINCHA S.A., la estructura funcional que posee actualmente TERMOPICHINCHA S.A, agregando únicamente el personal requerido para la operación y mantenimiento de las unidades de negocio adicionales se muestra en la Figura 1.

La operación de cada una de las centrales térmicas se ejecutará en base de los Macro Procesos de Realización del Producto y Prestación del Servicio, establecido en el mapa de procesos de TERMOPICHINCHA S.A. En la figura 2 muestra el mapa completo de procesos.



Figura 2.1: Mapa de Macro Procesos

En la Figura 3 se muestran los procesos que forman parte de los Macro Procesos de Realización del Producto.

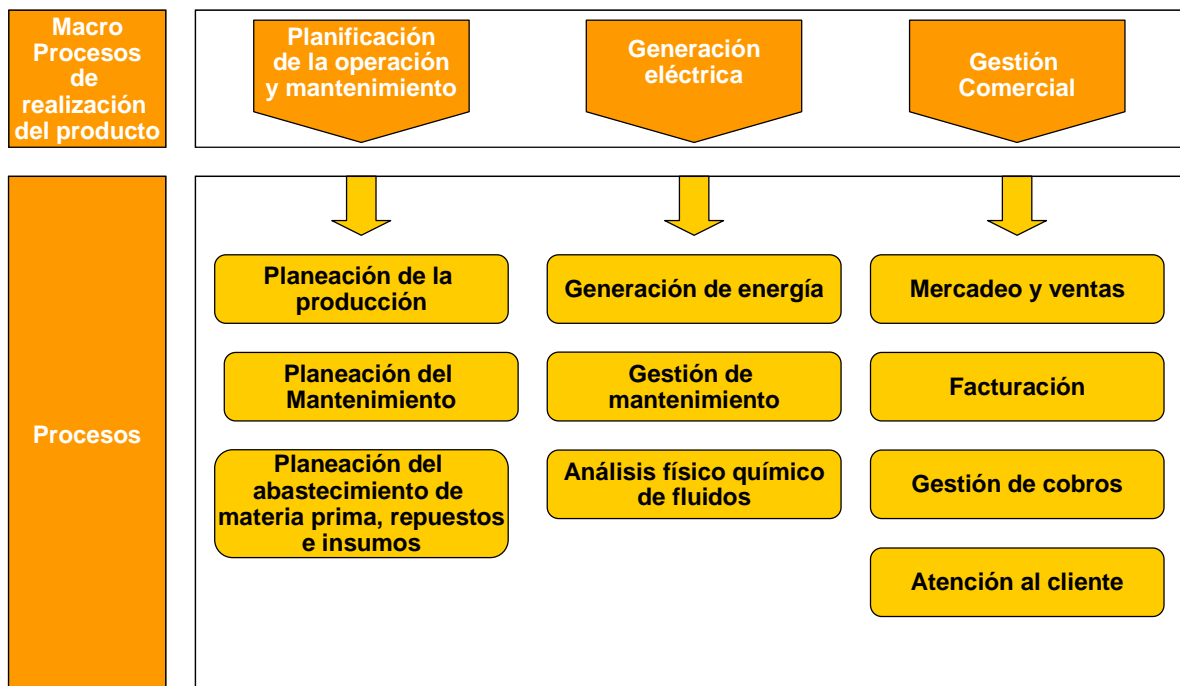


Figura 2.2: Macro Procesos de Realización del Producto

Planificación de la Operación y Mantenimiento

Este macro proceso está conformado por los procesos de Planificación de la Producción y la Planificación del Abastecimiento.

Planificación de la Producción: En este macroproceso se planifica la producción de energía de todas las unidades de negocio de TERMOPICHINCHA S.A.

Planificación del Mantenimiento: En este macroproceso se planifica las actividades de mantenimiento de las todas las centrales térmicas de TERMOPICHINCHA S.A.

Planificación del Abastecimiento: Basado en los dos macroprocesos anteriormente descritos, en este macroproceso se planifica la adquisición de materia prima (combustible, lubricantes, productos químicos y demás insumos requeridos para la operación de las centrales térmicas) y la adquisición de repuestos y materiales para el mantenimiento.

Generación Eléctrica

Este macro proceso está conformado por los procesos de Producción de energía, gestión de mantenimiento y análisis físico químico de fluidos.

Producción de Energía: En este proceso se ejecuta la producción de energía en todas las centrales de TERMOPICHINCHA S.A.

Gestión de Mantenimiento: En este proceso se ejecutan las actividades de mantenimiento de todas las centrales térmicas.

Análisis Físico Químico de Fluidos: Se realiza el análisis físico químico de los fluidos (combustibles, aceites lubricantes, agua de enfriamiento y otras.) de todas las centrales.

Todos lo trabajos son realizados bajo normas de seguridad industrial vigentes y aprobadas para la empresa y respetando el medio ambiente.

Gestión Comercial

Este macro proceso esta conformado por los procesos de Mercadeo y Ventas, Facturación, Gestión de Cobros y Atención al Cliente.

Mercadeo y Ventas: En este proceso se realiza el estudio de mercado, para la venta en contratos de la energía producida en las centrales de generación, manteniendo la política de la recuperación total de las ventas.

Facturación: En base a los registros de producción de energía, los contratos de venta de energía, potencia remunerable se realiza la facturación de las ventas de todas las centrales térmicas, a nombre de TERMOPICHINCHA S.A.

Gestión de Cobros: En base a la facturación de las ventas y los contratos de compra venta de energía, se realiza la gestión de cobros, manteniendo como política la recaudación del 100% de las ventas realizadas en contratos.

Atención al Cliente: Este proceso mantiene contacto directo con el cliente externo final bajo normas institucionalizadas de excelente atención

1.2.3 Alcance del Proyecto

Bajo estas consideraciones, el proyecto de rehabilitación de las centrales térmicas tiene el siguiente alcance:

En el Capítulo 2 se realiza el análisis detallado de la situación actual de las centrales térmicas. En base de la información recopilada se realiza la evaluación técnica de las centrales térmicas factibles de ser rehabilitadas y operadas con residuo de petróleo en sustitución del diesel. Se elabora el cronograma de trabajos requeridos para la rehabilitación de cada una de las unidades de generación.

En base de la información operativa de las centrales de generación, la experiencia de TERMOPICHINCHA S.A., en la optimización de costos de producción realizada en la central térmica Guangopolo, la disponibilidad de combustibles en la zona, los costos de transporte de combustible y los costos de mantenimiento; se calculan los CVP que tendrían las unidades generadoras de las centrales térmicas luego de la rehabilitación y la operación con residuo de petróleo en sustitución del diesel.

Con la información de la potencia a rehabilitarse en cada una de las centrales térmicas, el cronograma de ejecución de trabajos y los nuevos CVP, en el Capítulo 3 se realiza el despacho operativo y la producción de energía que tendrían las centrales rehabilitadas en el largo plazo y el impacto de esta generación en el MEM, considerando el incremento de la demanda y la oferta (nueva generación proyectada en el SNI) y los escenarios hidrológicos de los afluentes de las centrales hidroeléctricas, disponible en la base de datos del CENACE. En este capítulo, se realiza también el análisis de riesgo del negocio y se establecieron acciones concretas para disminuir los riesgos identificados.

En el Capítulo 4, de acuerdo a lo establecido en las regulaciones ambientales vigentes, se realiza el análisis de impacto ambiental que tendría la rehabilitación y operación de las centrales térmicas con residuo de petróleo en sustitución del diesel, tomando como referencia las mediciones de emisiones realizadas a las unidades de la central Guangopolo. Se describen las actividades y sus costos a realizarse para obtener el permiso ambiental del CONELEC.

En el Capítulo 5, en base del desarrollo de los Capítulos 2 y 4, ofertas de proveedores, historial actualizado de costos de mantenimiento de los motores de combustión interna de la Central Guangopolo; se establecieron los costos de inversión requeridos para la rehabilitación y cambio de combustible de las centrales térmicas.

Considerando el organigrama funcional para la operación de las unidades de negocio establecido en el numeral 1.2 y tomando como referencia los costos de TERMOPICHINCHA S.A., se establecieron los costos fijos que demandará la operación de cada una de las centrales térmicas. Con el desarrollo del Capítulo 3, los costos fijos y los costos de inversión se elaboraron los presupuestos de explotación y de caja, para cada una de las centrales de generación, y con ello se determina la rentabilidad de cada unidad de Negocio.

En el Capítulo 5, se analiza los mecanismos y alternativas de financiamiento para la rehabilitación de las centrales que resulten rentables, el cual considera la deuda que mantiene las respectivas Empresas Distribuidoras con TERMOPICHINCHA S.A y que actualmente se está provisionando como incobrable. Además se contempla un breve análisis legal y regulatorio del proyecto.

En el Capítulo 6, se presentan las conclusiones y recomendaciones. .

CAPÍTULO 2: EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN

En este capítulo, se realiza un levantamiento técnico de las centrales térmicas de generación accionadas por motores de combustión interna, propiedad de algunas Empresas Eléctricas de Distribución y que de alguna manera se encuentran operando en forma ineficiente.

Se evalúa cuáles de estas unidades pueden ser convertidas para operar con combustible pesado en lugar de diesel, cual es la inversión requerida, la valoración actual de estas unidades y el nuevo CVP con la utilización del combustible pesado.

2.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA CENTRALES DE GENERACIÓN TÉRMICA PERTENECIENTES A EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

En el MEM, las siguientes Empresas Eléctricas de Distribución son propietarias de centrales térmicas de generación térmica, las cuales se encuentran total o parcialmente indisponibles, operan actualmente con diesel a pesar de que todas estas unidades generadoras, objeto del presente estudio, fueron diseñadas originalmente para operar con combustibles pesados, salvo el caso de las unidades de la Empresa Eléctrica Los Ríos que fue diseñada para operar con diesel:

- Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas S.A.
- Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A.
- Empresa Eléctrica Península De Santa Elena C.A.
- Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A.
- Empresa Eléctrica Los Ríos S.A.
- Empresa Eléctrica Quito S.A.

2.1.1 EMPRESA ELÉCTRICA ESMERALDAS S.A.

La Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas es propietaria de la Central Térmica La Propicia, la misma que tiene una capacidad instalada de 8,2 MW. Esta Central está ubicada junto a las instalaciones de la Refinería Estatal de Esmeraldas y de la Central Termoesmeraldas, en un predio de aproximadamente cuatro hectáreas.

La central está equipada con dos unidades de generación marca Mirrlees Blackstone de 4,1 MW de potencia nominal cada una y sus auxiliares correspondientes. Los datos de placa se detallan en la Tabla 3.

Tabla 3: Datos técnicos unidades generadoras de La Propicia, elaboración propia

MOTOR	1	2
Marca	MIRRLEES BLACKSTONE	MIRRLEES BLACKSTONE
N°	6707-1	6707-2
Tipo	KV MAJOR	KV MAJOR
Serie Número	762503	762801
Potencia (KW)	4.100	4.100
Condición Actual	Roto el Cigüeñal	Buen Estado
GENERADOR	BRUSH	BRUSH
Potencia KVA	5.520	5.520
Voltaje	13,8	13,8
Amperios	230.9	230.9
Armazón	BS 140 108	BS 140 108
Número de serie	590741	590743
Aislamiento	B	B
Año de fabricación	1976	1976
Velocidad de Giro	514	514

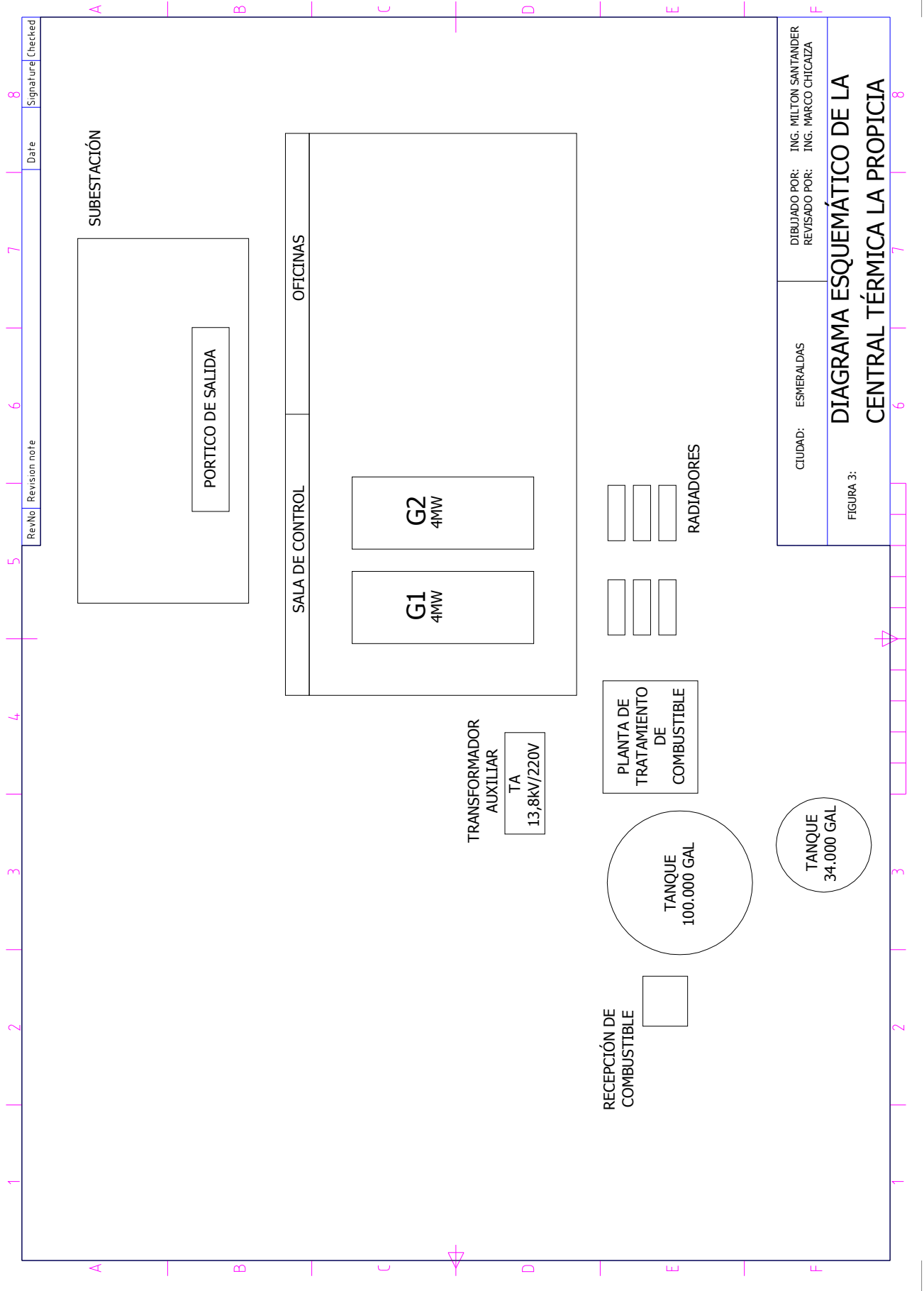
Situación Operativa Actual

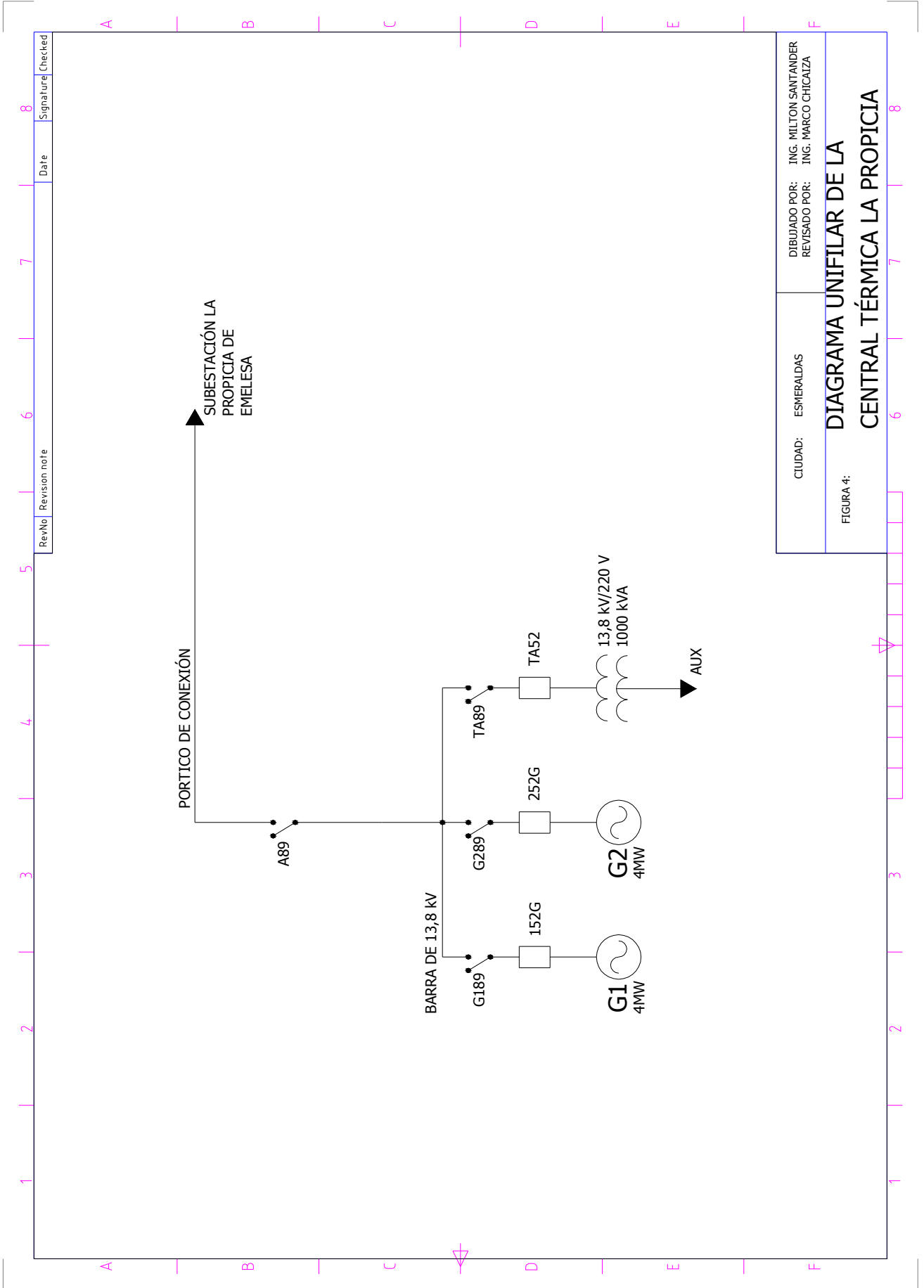
El motor 1 presenta una operación de 13.897 horas y está indisponible por falla en el cigüeñal desde el 13 noviembre de 2001 en tanto que el motor 2 presenta una operación de 14.531 horas, se encuentra disponible pero ha operado desde el 20 de enero de 2003.

Estas unidades de generación fueron diseñadas para operar con combustible pesado, pero en vista del daño de los calderos recuperadores de calor que utilizan los gases de escape de los motores y mediante los cuales el combustible pesado es calentado hasta obtener una viscosidad adecuada para el ingreso a los motores, únicamente pueden operar con diesel.

Pese al hecho de que la central se halla fuera de servicio por varios años, sin las protecciones propias para un ambiente tropical y corrosivo, en general, los auxiliares como instalaciones de tratamiento de combustible pesado, filtros de aire, radiadores, ventiladores, sistemas de bombeo, tableros de control y maniobra, tanques de almacenamiento de combustible y el pórtico de salida a 13,8 kv, se encuentran en un estado aceptable.

En las figuras 3 y 4, se muestra el Diagrama Esquemático y Diagrama Eléctrico Unifilar de la Central La Propicia en las condiciones actuales





2.1.2 EMPRESA ELÉCTRICA PENÍNSULA DE SANTA ELENA C.A.

La Empresa Eléctrica Península de Santa Elena es propietaria de una central térmica ubicada en el sector de La Libertad, frente a la Refinería en un predio aproximado de 1 hectárea, cuya capacidad instalada es de 18, 8 MW.

En la central se hallan instaladas dos unidades marca Cot Piestic y cuatro GENERAL MOTORS, de las características detalladas en la Tabla 4.

Tabla 4: Datos técnicos unidades generadoras de La Libertad,

MOTOR		
Cantidad	2	4
Nomenclatura	8 y 9	1,10,11 y 12
Marca	COLT PIELSTIC	GENERAL MOTORS
Serie Número	POA 206 236B y POA 206 236 A	78G1 1046
Potencia (KW)	4.000	2.500
Velocidad de Giro (rpm)	514	900
Condición Actual	Motor 8 indisponible, Motor 9 disponible	Motor 1 disponible, Motores 10, 11 y 12 indisponibles
GENERADOR		
Marca	BELOIT POWER SISTEM	ELECTRO MOTIVE DIVISION
Potencia KVA	5.550	3.000
Voltaje	13,8	4,16
Serie Número	504 636 R1 y 504 636 R2	BS 140 108
Tipo	TBGZO	
Aislamiento	F	F
Velocidad de Giro	514	900

Situación Operativa Actual

Los motores 8 y 9, están diseñados para operar con combustible pesado, pero en vista del daño de los calderos recuperadores de calor que utilizan los gases de escape y mediante los cuales el combustible pesado es calentado hasta obtener

una viscosidad adecuada para el ingreso a los motores, estas unidades únicamente pueden operar con diesel. Los cuatro motores General Motors fueron diseñados para trabajar únicamente con diesel.

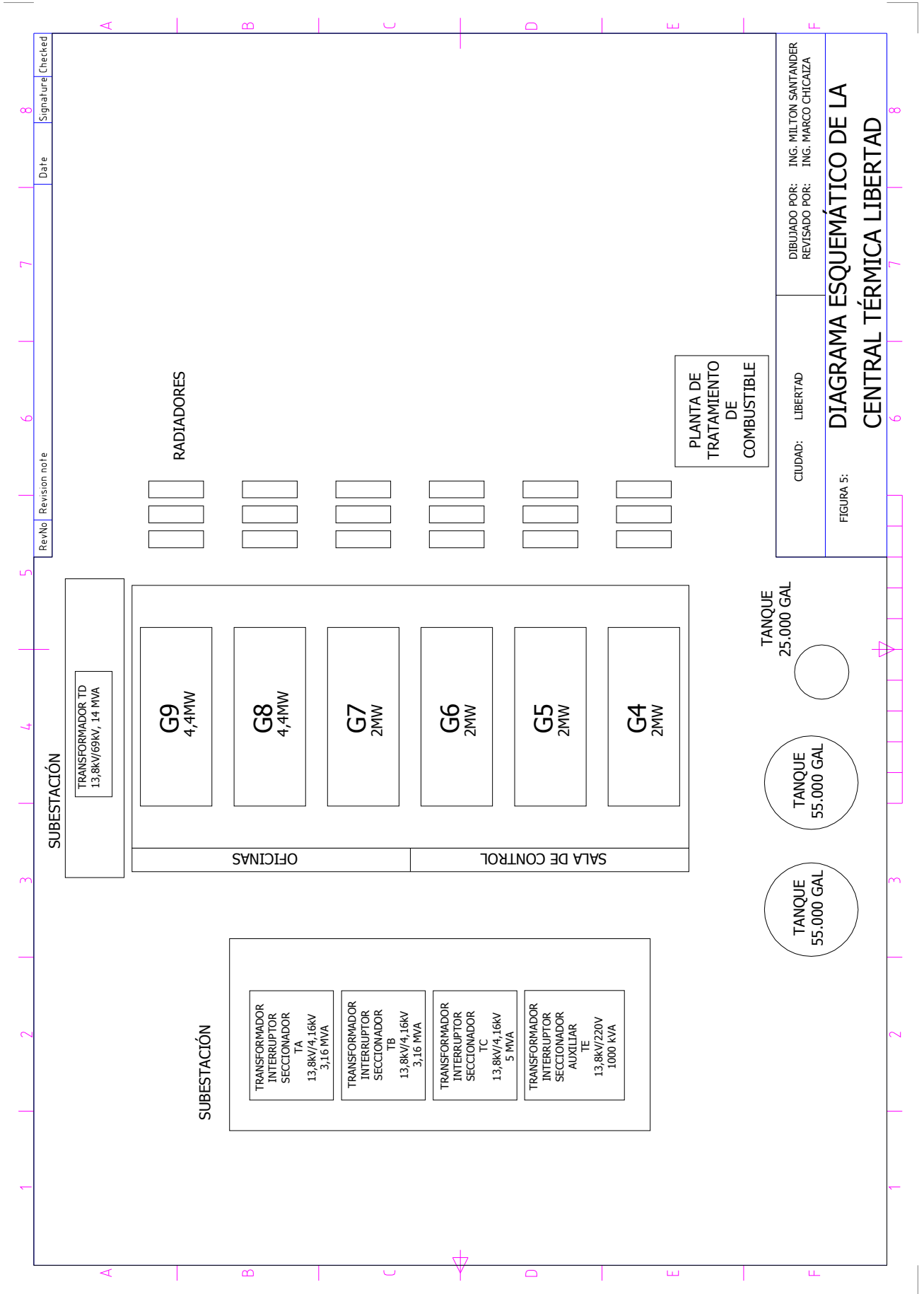
El motor 8 presenta 20.000 horas de operación pero actualmente se encuentra indisponible por problema en el turbo cargador, desalineamiento entre motor-generador y desmantelamiento de parte de los sistemas auxiliares.

El motor 9, presenta 37.500 horas de operación y actualmente está disponible .

La evacuación de la energía se la realiza a través de una subestación a 69 kv y otra a 13,8 kv.

La casa de máquinas, diseñada para seis unidades de generación, los equipos auxiliares y los tanques de combustible, se encuentra en buenas condiciones. Para la adquisición de combustible posee tubería de conexión directa entre la refinería de PETROCOMERCIAL y la central térmica

En las figuras 5 y 6 se muestra el Diagrama Esquemático y Diagrama Eléctrico Unifilar de la central La Libertad.



RevNo	Revision note	Date	Signature	Checked
8				

DIBUJADO POR: ING. MILTON SANTANDER
 REVISADO POR: ING. MARCO CHICAIZA
 CIUDAD: LIBERTAD
DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LA CENTRAL TÉRMICA LIBERTAD
 FIGURA 5:

2.1.3 EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL EL ORO S.A.

La Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A., es propietaria de la Central Térmica Colin Locket (El Cambio), la cual se halla ubicada en la periferia de la ciudad de Machala, cuenta con una potencia instalada de 19 MW.

En esta central cuenta con cuatro unidades generadoras, cuyas características se detallan en la Tabla 5.

Tabla 5: Datos técnicos Unidades Generadoras de El Cambio

MOTOR		
Cantidad	2	2
Nomenclatura	1 y 2	3 y 4
Marca	CROSSLEY PIESTIC	CROSSLEY PIESTIC
Modelo	12 PC2 MK3	18 PC2 MK3
No. Cilindros	12	18
Potencia (KW)	4.040	5.500,0
Velocidad de Giro (rpm)	450	450
Condición Actual	Motores 1 y 2 indisponibles	Motores 3 y 4 disponibles
Año fabricación	1978	1981
GENERADOR		
Marca	BRUSH	BRUSH
Potencia KVA	5.000	6.000
Voltaje	13,8	13,8
Aislamiento	F	F
Velocidad de Giro	450	450

Situación Operativa actual

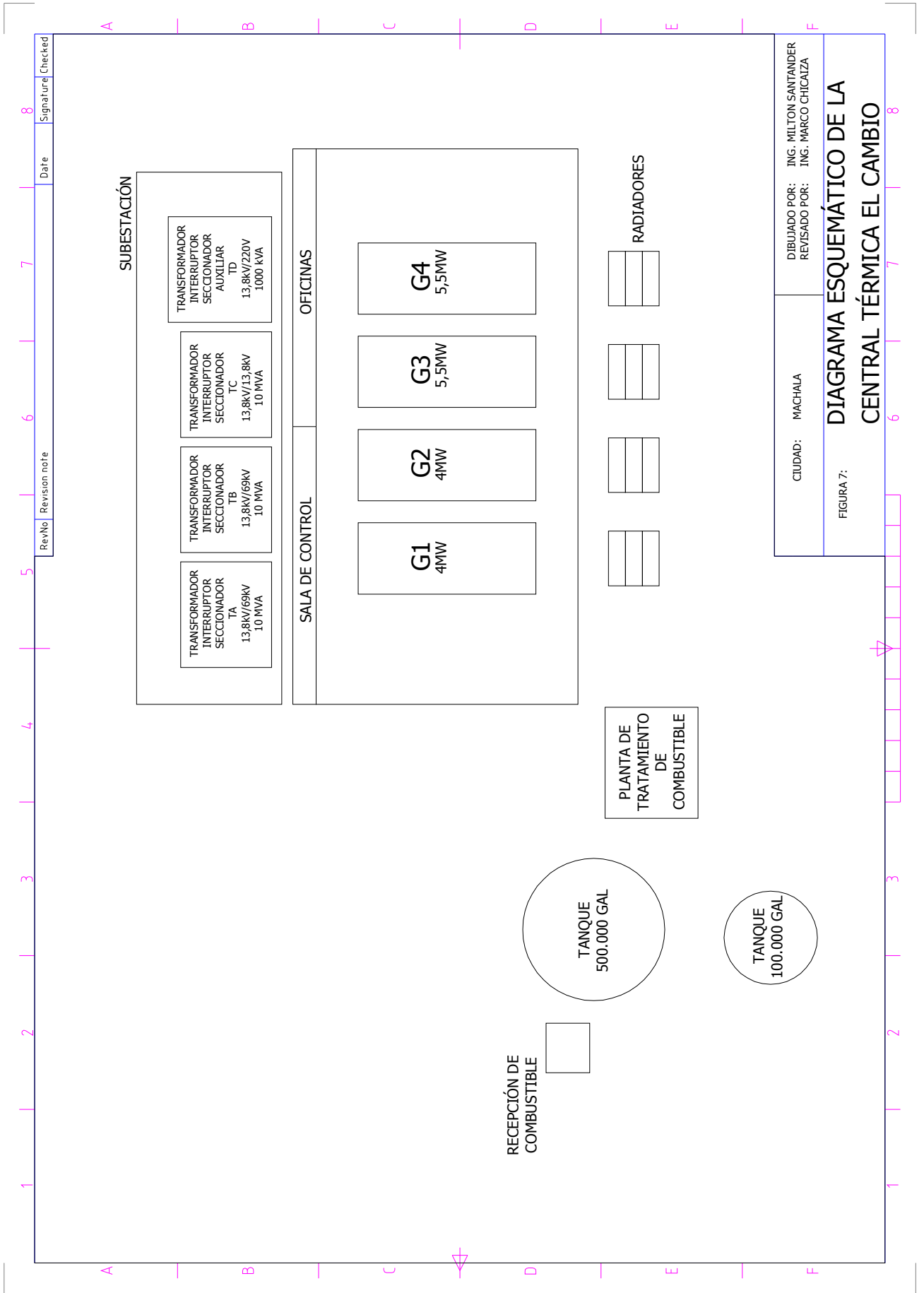
Las cuatro unidades generadoras están diseñadas para operar con combustible pesado, pero en vista del daño de los calderos recuperadores de calor que utilizan los gases de escape de los motores y mediante los cuales el combustible pesado es calentado hasta obtener una viscosidad adecuada para el ingreso a los motores, únicamente pueden operar con diesel.

La unidad 1 presenta daños en la bancada y cigüeñal por lo que se encuentra indisponible y casi totalmente desmontado; la unidad 2 está indisponible por problema en el cigüeñal y el block del motor; las unidades 3 y 4 se hallan disponibles con carga de 3,6 MW cada uno y operando con diesel.

La evacuación de la energía se la realiza a través de una subestación a 69 kv y otra a 138 kv.

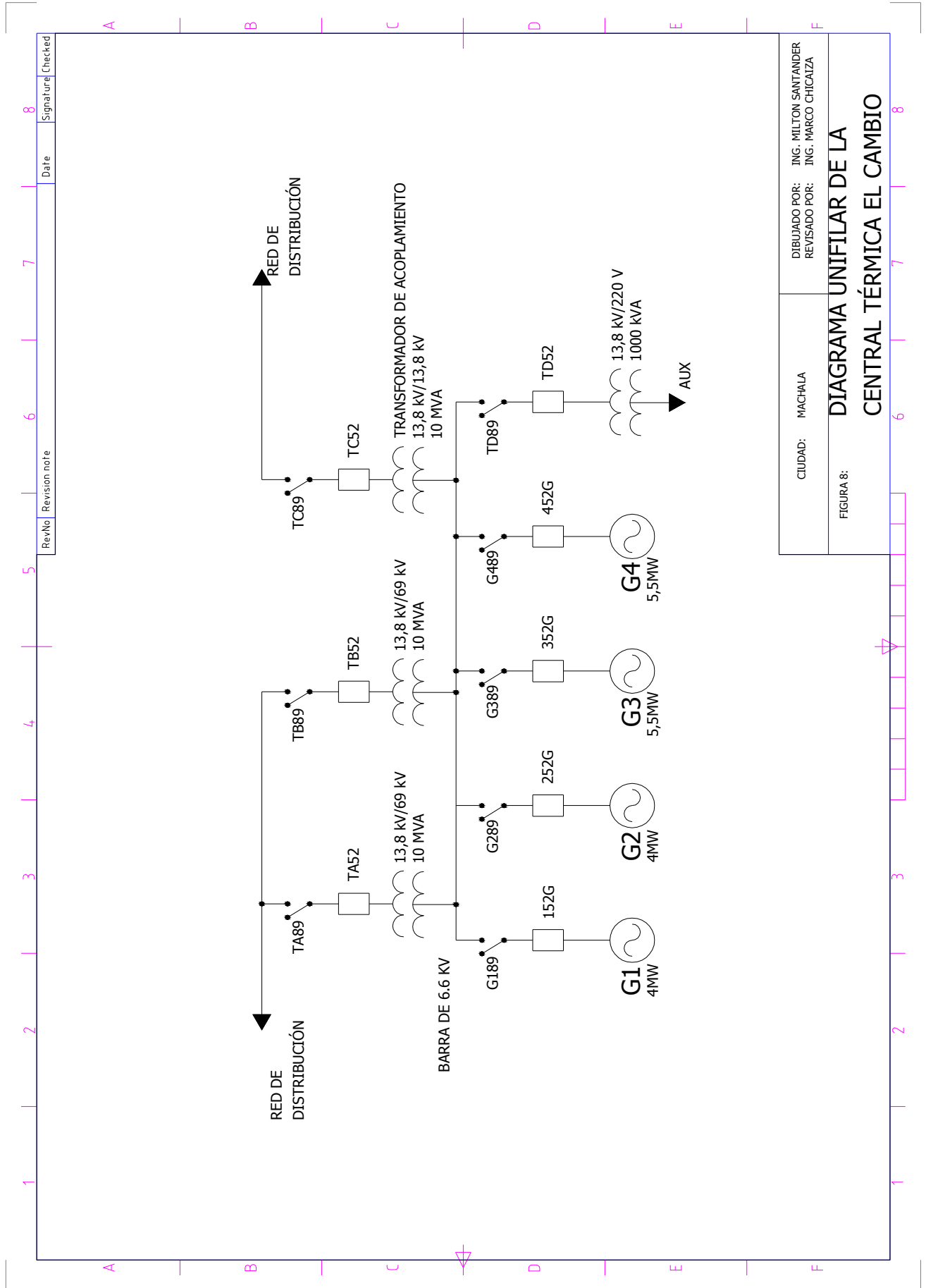
La casa de máquinas, diseñada para cuatro unidades de generación, los equipos auxiliares y los tanques de almacenamiento de combustible se encuentran en buenas condiciones.

En las figuras 7 y 8, se muestra el Diagrama Esquemático y Diagrama Eléctrico Unifilar de la central El Cambio.



RevNo	Revision note	Date	Signature	Checked
5				
6				
7				
8				

CUIDAD:	MACHALA	DIBUJADO POR:	ING. MILTON SANTANDER
		REVISADO POR:	ING. MARCO CHICAIZA
FIGURA 7:			
DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LA			
CENTRAL TÉRMICA EL CAMBIO			



CIUDAD: MACHALA	DIBUJADO POR: ING. MILTON SANTANDER REVISADO POR: ING. MARCO CHICAIZA
FIGURA 8: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA CENTRAL TÉRMICA EL CAMBIO	

2.1.4 EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL MANABÍ S.A.

La Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A. es propietaria de la Central Térmica Miraflores ubicada en la ciudad de Manta, con una capacidad instalada de 50,6 MW.

En la central se hallan instaladas dos unidades marca Mitsubishi Man, diez unidades marca General Motors y 4 unidades Cegielski, de las características detalladas en la Tabla 6.

Tabla 6: Datos Técnicos Unidades Generadoras de Miraflores

MOTOR			
Cantidad	4	10	2
Nomenclatura	1,2,3 y 4	7,8,9,10,13,14,15,16,18 y 22	11 y 12
Marca	CEGIELSKI	GENERAL MOTORS	MITSUBISHI MAN
Potencia (KW)	3.400	2.500,0	6.000,0
Condición Actual	Motores 1,2,3 y 4 indisponibles	Los motores 7,8,10,13,14 disponibles, Los motores 9,15,16,18,22 indisponibles	Motor 12 disponible y Motor 11 indisponible
Año fabricación	1973	1981	1978

Situación Operativa actual

Las dos unidades Mitsubishi Man, están diseñadas para operar con combustible pesado, pero en vista del daño de los calderos recuperadores de calor que utilizan los gases de escape de los motores y mediante los cuales el combustible pesado es calentado hasta obtener una viscosidad adecuada para el ingreso a los motores, únicamente pueden operar con diesel.

El motor 11 está indisponible por daño del cigüeñal, mientras que el motor 12 esta disponible, operando con diesel y con una carga máxima de 5.Kw.

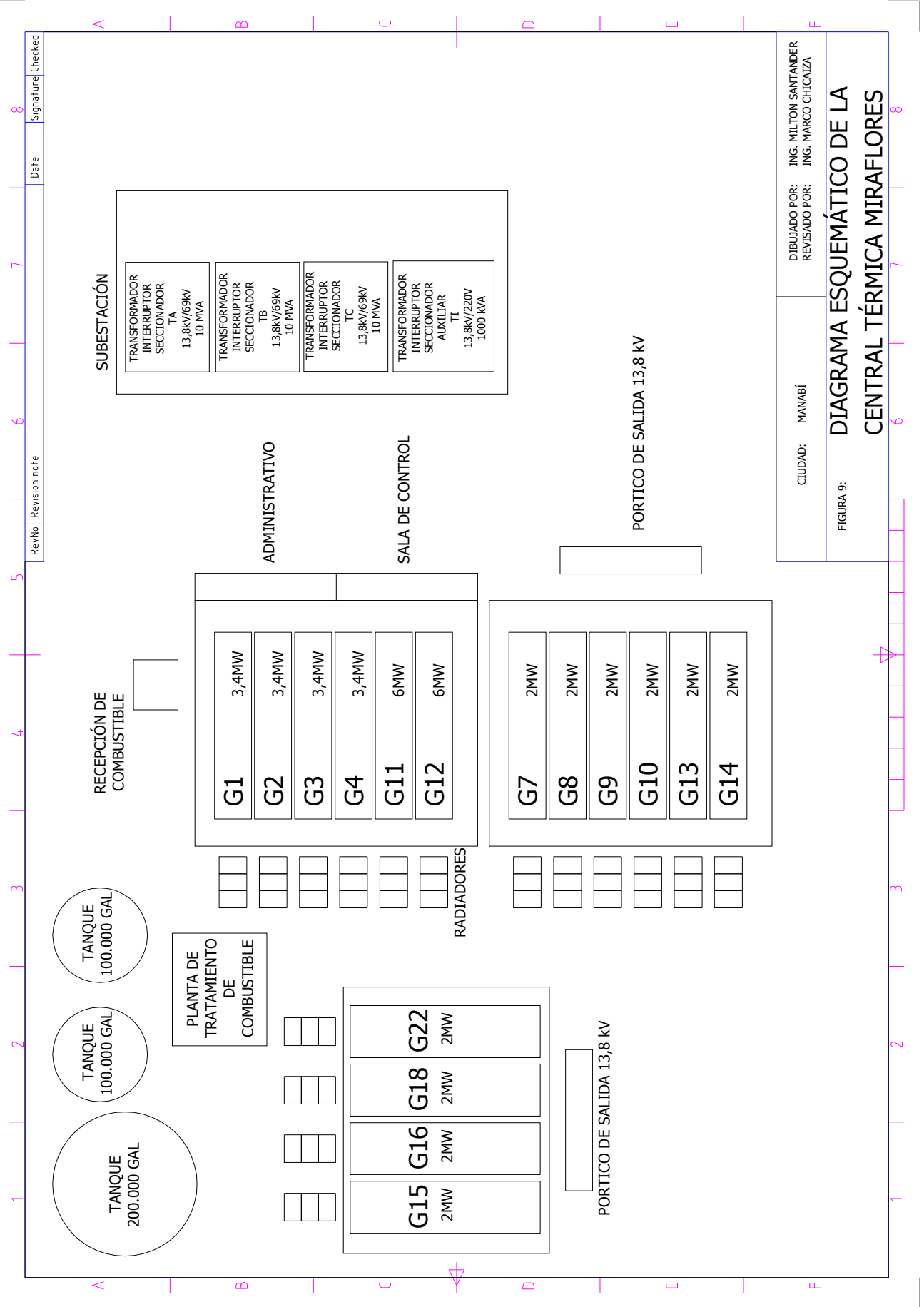
Las cuatro unidades Cegielski, aunque su diseño original es para operar con diesel, pueden ser rehabilitadas para operar con combustibles pesados. El motor 3 presenta los cabezotes fisurados y las camisas soldadas; los motores 1,2 y 4 tienen instaladas las camisas, pistones, turbo y otros elementos auxiliares.

Las diez unidades General Motors, fueron diseñadas para operar únicamente con diesel. Los motores 7, 8, 10, 13,14 están disponibles pero con carga de 2 MW, los motores 9,15, 16,18 y 22 se encuentran indisponibles por daños en los sistemas auxiliares y radiadores.

La evacuación de la energía se la realiza por una subestación a 69 kV y otra a 13,8 kv.

Los dos motores Mitsubishi Man y los cuatro motores Cegielski se encuentran en una casa de máquinas, mientras que los diez motores General Motors, están distribuidos en 2 casetas improvisadas. Los equipos auxiliares y los tanques de almacenamiento de combustible se encuentran en buenas condiciones.

En las figuras 9 y 10 se muestra el Diagrama Esquemático y Diagrama Eléctrico Unifilar de la central Miraflores.

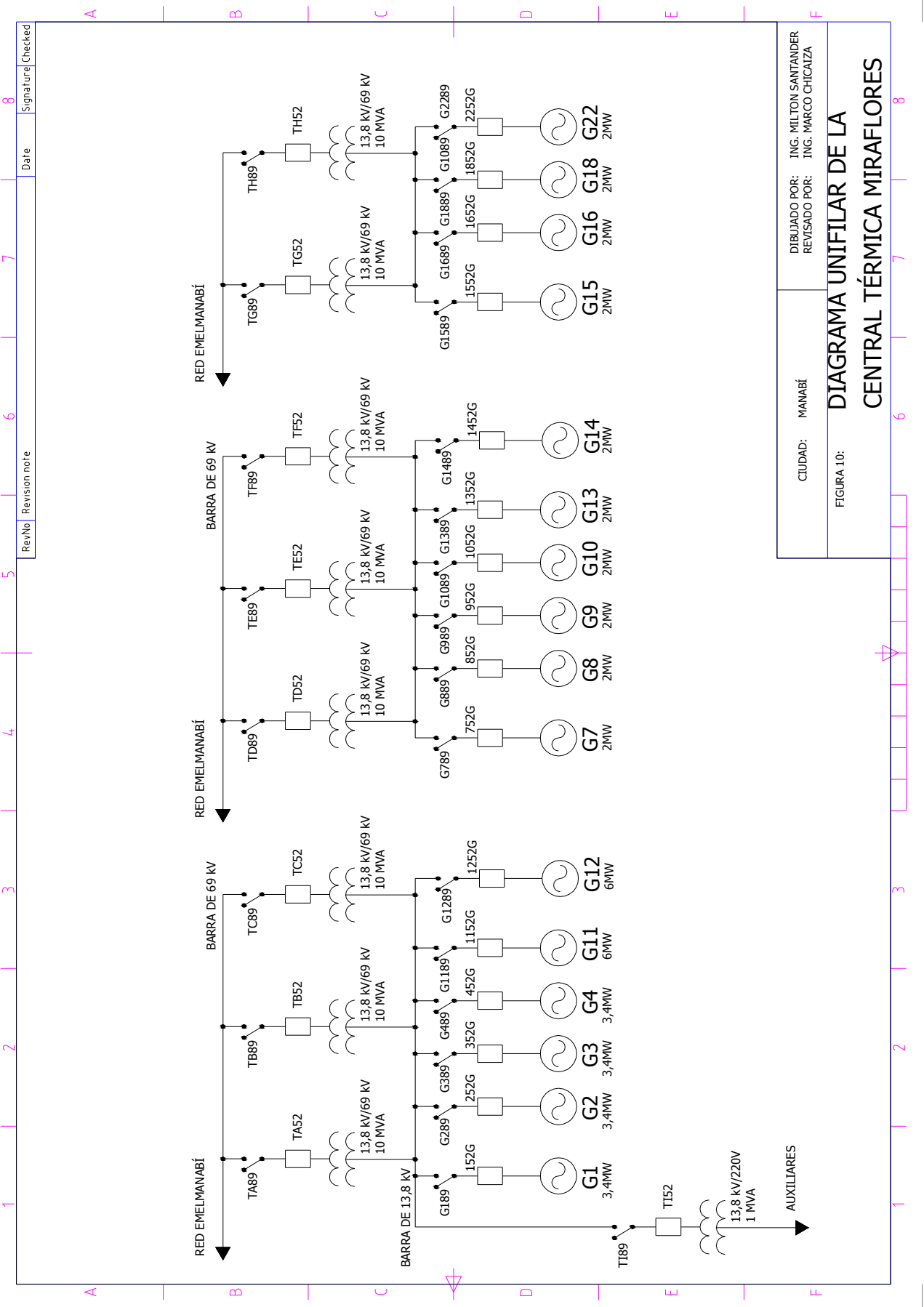


RevNo	Revision note	Date	Signature	Checked
8				

CIUDAD: MANABÍ

DIBUJADO POR: ING. MILTON SANTANDER
 REVISADO POR: ING. MARCO CHICAZA

FIGURA 9: **DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LA CENTRAL TÉRMICA MIRAFLORES**



DIBUJADO POR: ING. MILTON SANTANDER
 REVISADO POR: ING. MARCO CHICAIZA

CIUDAD: MANABÍ

**DIAGRAMA UNIFILAR DE LA
 CENTRAL TÉRMICA MIRAFLORES**

FIGURA 10:

2.1.5 EMPRESA ELÉCTRICA LOS RÍOS C.A.

La Empresa Eléctrica Los Ríos C. A. EMELRIOS, actualmente dispone de una central termoeléctrica fuera de servicio, equipada con cuatro grupos generadores marca Electro Motive División (EMD) de 2,865 kv de potencia nominal cada uno, instalada en el año 1998, cuyas pruebas de operación terminaron con fecha 3 de febrero de 1999.

Con fecha 01 de octubre de 2000 la central entra a formar parte del MEM y a partir de marzo de 2002 se deja de generar por iliquidez de la empresa. Las unidades presentan las características mostradas en la Tabla 7:

Tabla 7: Datos Técnicos Unidades Generadoras de Los Ríos,

	No. De Serie del Motor	No. Serie del Generador	Horas de operación	Velocidad (rpm)	Combustible utilizado
Unidad 1	88 M1-1015	89 A1-1015	2.414,63	900	Diesel
Unidad 2	88 M1-1011	88 M1-1005	2.978,29	900	Diesel
Unidad 3	88 D1-1016	88 M1-1021	2.929,40	900	Diesel
Unidad 4	89 A1-1017	89 A1-1005	76,81	900	Diesel

Modelo de los motores: L20 645 F4B

Modelo de los generadores: AB 21-2A

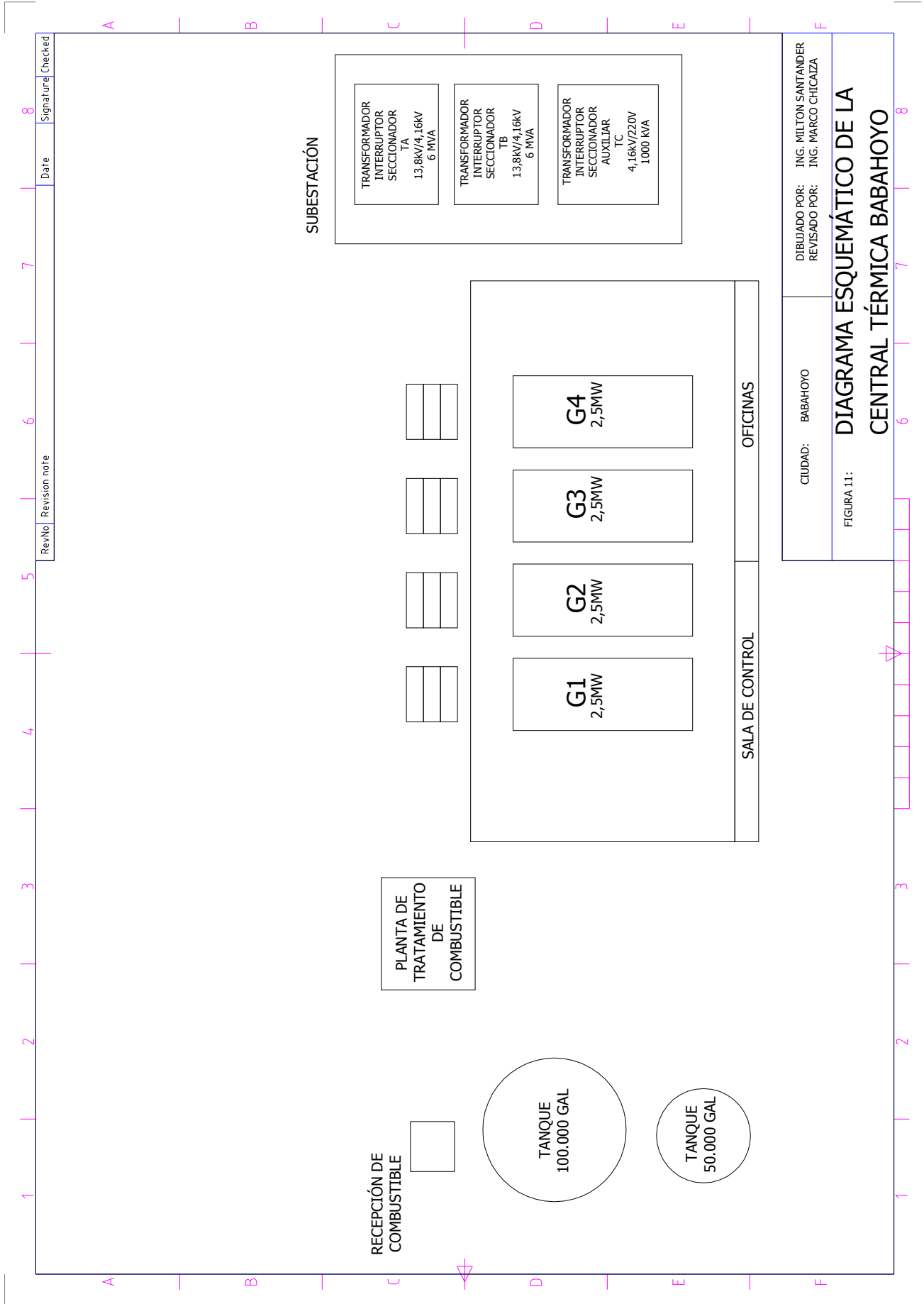
Situación Operativa actual

Los cuatro motores se hallan actualmente operativos, pero indisponibles por falta de combustible. Los motores de esta central fueron diseñados originalmente para operar con diesel, por lo que su conversión para operación con combustible pesado es sumamente costosa, pues se tendría que cambiar su diseño. Por esta razón se consideran en el análisis de este trabajo.

La evacuación de energía la realiza a través de una subestación a 13,8 kv.

La casa de máquinas diseñada para cuatro unidades de generación, los equipos auxiliares y los tanques de almacenamiento de combustible se encuentran en buenas condiciones.

En las figuras 11 y 12, se muestran el diagrama esquemático y el diagrama eléctrico unifilar de la Central Babahoyo.

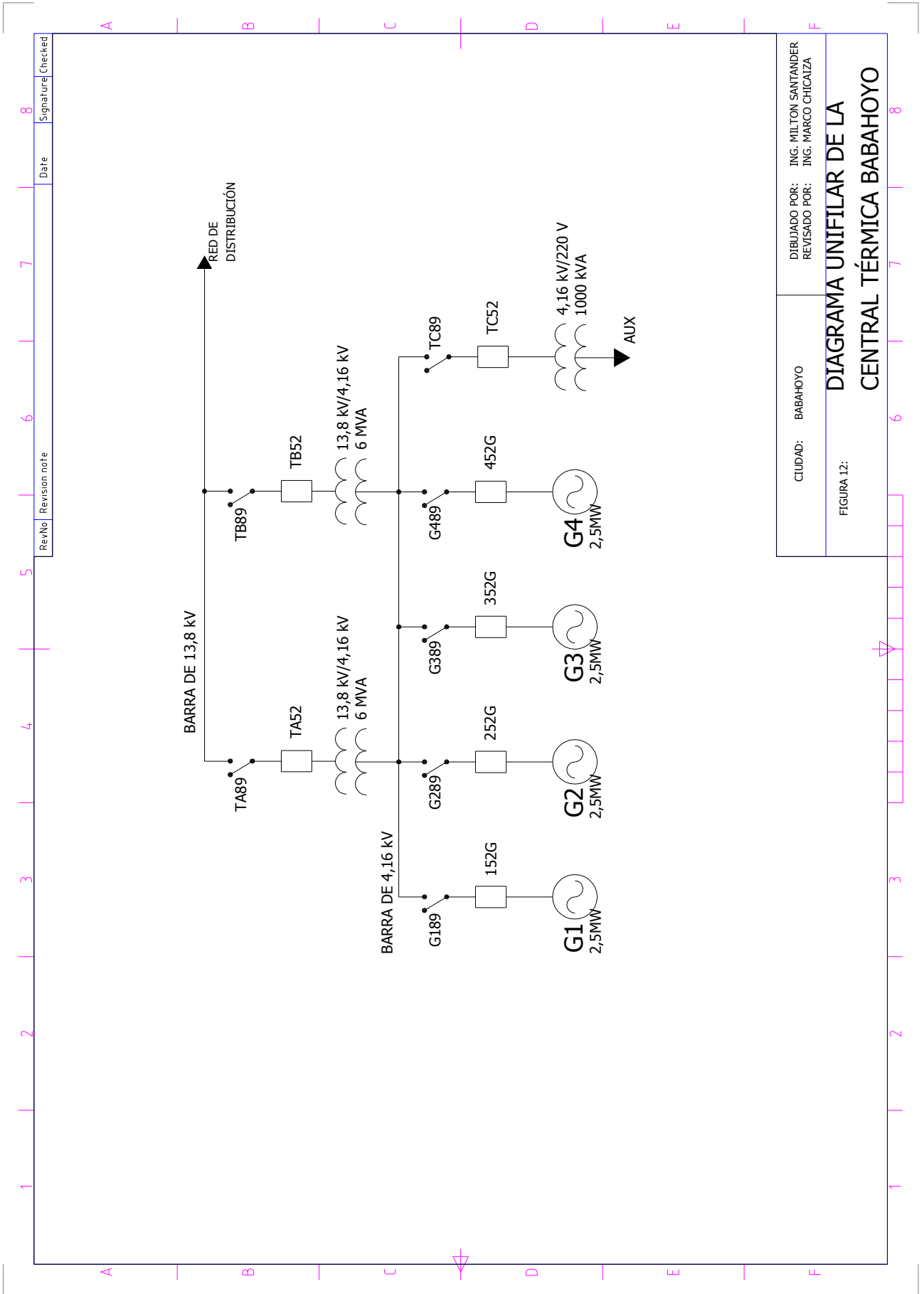


RevNo	Revision note	Date	Signature	Checked
5				
6				
7				
8				

CIUDAD: BABAHOYO

DIBUJADO POR: ING. MILTON SANTANDER
 REVISADO POR: ING. MARCO CHICAIZA

FIGURA 11:
**DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LA
 CENTRAL TÉRMICA BABAHOYO**



RevNo	Revision note	Date	Signature	Checked

CIUDAD:	BABAHOYO	DIBUJADO POR:	ING. MILTON SANTANDER
		REVISADO POR:	ING. MARCO CHICAIZA
DIAGRAMA UNIFILAR DE LA			
CENTRAL TÉRMICA BABAHOYO			
FIGURA.12:			

2.1.6 EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

La Empresa Eléctrica Quito S.A. a más de sus centrales hidroeléctricas es propietaria de dos centrales de generación termoeléctrica: Gualberto Hernández y Luluncoto.

Se realiza el análisis de la Central Luluncoto, pues es la única central que la EEQSA estaría dispuesta a vender. En esta central se hallan instaladas tres unidades marca Mirrlees Blackstone, de las características mostradas en la Tabla 8:

Tabla 8: Datos Técnicos de Unidades Generadoras de Luluncoto

	Motor	Generador
Número	11, 12 y 13.	11, 12 y 13.
Marca	MIRRLEES BLACSTONE	BRUSH.
Tipo:	K8MAJ.MK2	BS.100.108
Velocidad	600 rpm.	600 rpm.
Potencia	4235 BHP/3025KW.	3781 KVA.
Números de cilindros:	8 en linea	
Números de serie:	72-11-02;72-23-01 72-24-01	y 566165; 566166 y 566167
Año		1972
Voltaje		6300 V
Corriente		346,5 A.
Aislamiento		Clase B

Situación Operativa actual

Estos motores actualmente utilizan diesel para su operación, pero debido a su diseño pueden ser fácilmente habilitados para utilizar combustibles pesados.

El motor 11 esta actualmente operable, con 35.794,7 horas de operación; sin embargo se suspendió su operación por haberse cumplido el período de mantenimiento de las 6000 horas dado que se cuenta con los repuestos para dicho mantenimiento. Se ha reparado los turbocompresores y el regulador de velocidad.

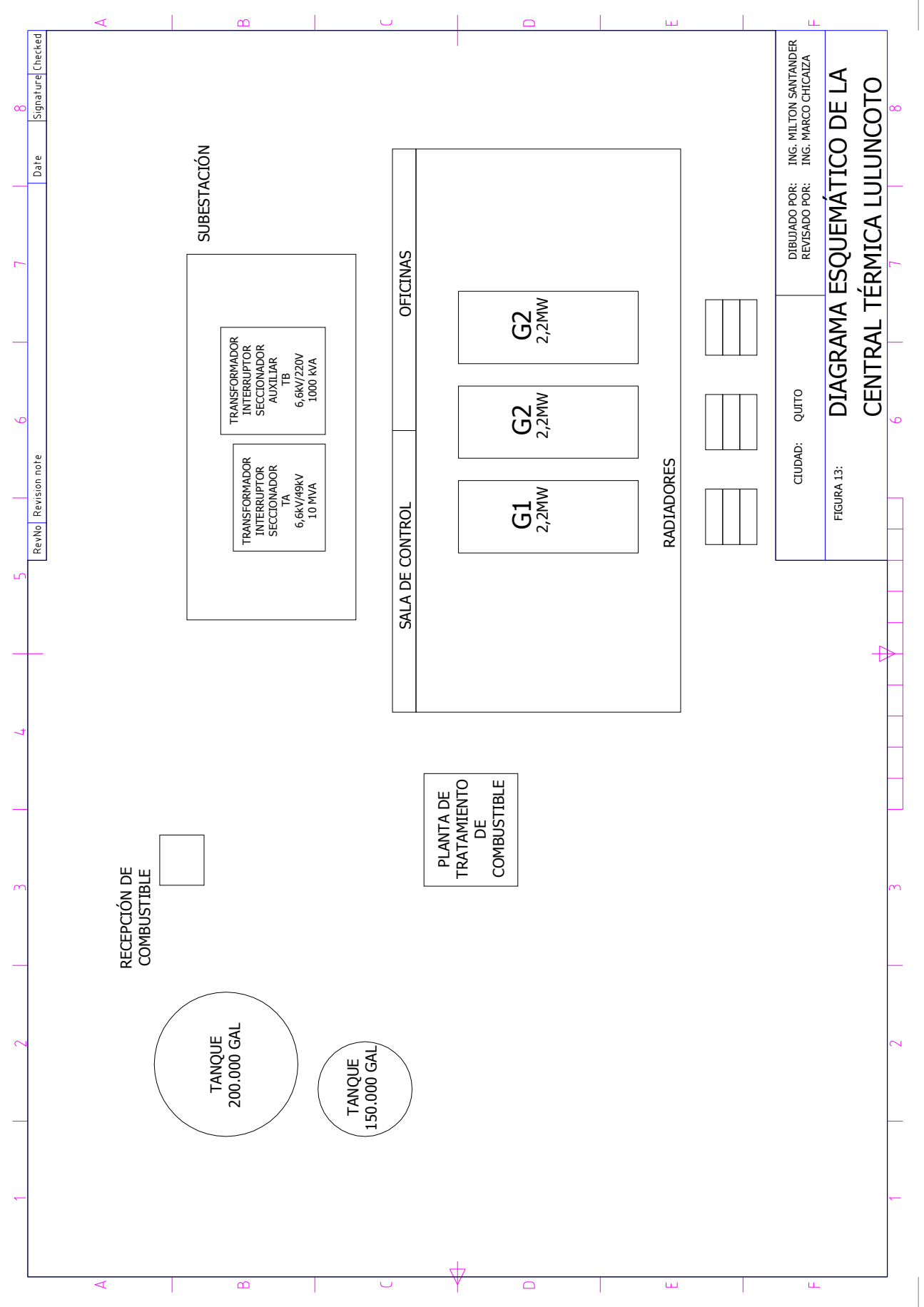
El motor 12, se halla fuera de servicio, con 34.647,3 horas de operación. De este motor se han retirado múltiples partes para mantenimiento de las unidades 11 y 13.

El motor 13 esta actualmente disponible, con 35.075,8 horas de operación. Se halla en proceso de mantenimiento mayor sin embargo se cuenta con todos los repuestos. Se rehabilitaron los turbo compresores y el regulador de velocidad.

La evacuación de energía se la realiza a través de una subestación a 46 kV.

La casa de máquinas diseñada para cuatro unidades de generación, los equipos auxiliares y los tanques de almacenamiento de combustible se encuentran en buenas condiciones.

En las figuras 13 y 14, se muestra el Diagrama Esquemático y Diagrama Eléctrico Unifilar de la central La Propicia.

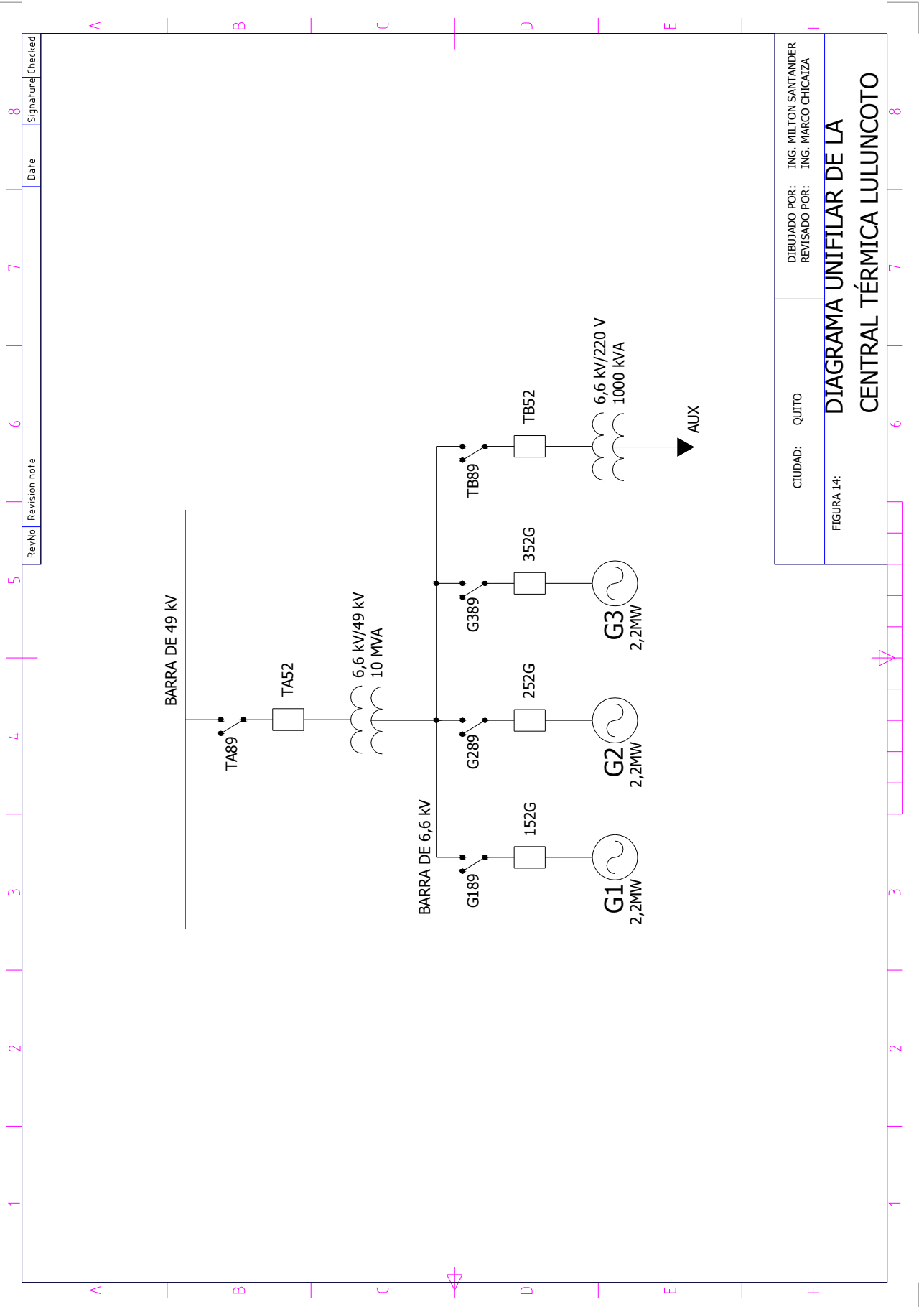


DIBUJADO POR: ING. MILTON SANTANDER
 REVISADO POR: ING. MARCO CHICAZA

CIUDAD: QUITO

**DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LA
 CENTRAL TÉRMICA LULUNCOTO**

FIGURA 13:



RevNo	Revision note	Date	Signature	Checked
5				
6				
7				
8				

Ciudad:	QUITO	Dibujado por:	ING. MILTON SANTANDER
		Revisado por:	ING. MARCO CHICAIZA
DIAGRAMA UNIFILAR DE LA			
CENTRAL TÉRMICA LULUNCOTO			
FIGURA 14:			

2.2 CENTRALES QUE PUEDEN SER REHABILITADAS PARA OPERAR CON COMBUSTIBLES PESADOS

En el denominado Mercado Ocasional del MEM conocido comúnmente en otros mercados eléctricos como spot, la producción y el consumo de la energía se valoran en el corto plazo (cada hora) y especialmente, dependiendo del lugar de producción y consumo en base al precio marginal de corto plazo del sistema determinado en base a la optimización del costo total de producción, Este precio presenta una variabilidad debido a la disponibilidad de recursos: generación, combustibles, afluentes a las centrales hidráulicas. Para lo cual la Ley permite la celebración de contratos entre la generación y la demanda, de esa manera se puede estabilizar el precio.

Para lograr una estabilización en precios de compra - venta. Estos contratos constituyen el mercado a plazo, los mismos que tienen influencia en el despacho de los recursos del sistema, sino únicamente en las transacciones comerciales entre los agentes involucrados¹.

La operación de las unidades de generación de las centrales térmicas pertenecientes a las Empresas de Distribución con diesel como combustible, resulta rentable aún a precio subsidiado. Para conseguir una operación rentable, es indispensable operarlos con combustibles pesados (residuo de petróleo) cuyo precio es menor al diesel, que permite tener un margen aceptable entre el costo de producción y el precio de venta.

Con el subsidio al precio de los combustibles que actualmente existe en el Ecuador, la diferencia entre el diesel y los combustible pesados es considerable, obstante si en algún momento se llegaría a eliminar este subsidio la diferencia sería mucho mayor, la Tabla 9 muestra el precio de los combustibles con subsidio y a precios internacionales .

¹ Oscullo José Análisis De La Aplicación De Forwards En El Mercado Eléctrico: Caso Colombiano Perspectivas De Aplicación Al Ecuador Tesis Uasb 2006

Tabla 9 Precios de los Combustibles Fuente: PETROCOMERCIAL, abril, 2007

PRODUCTO	Precio con Subsidio	Precio Internacional
DIESEL (USD/gal)	0,92	2,05
BUNKER (USD/gal)	0,71	1,21
RESIDUO (USD/gal)	0,42	No presenta

A continuación se realiza el análisis de las unidades que podrían operar con combustibles pesados.

2.2.1 CENTRAL TÉRMICA LA PROPICIA

De esta central, dos unidades de generación marca Mirrless Blackstone, de 4,1 MW de potencia nominal, pueden ser rehabilitadas para utilizar combustible pesado específicamente residuo de petróleo para lo cual se deben realizar las siguientes obras. Este combustible puede ser adquirido en la Refinería Esmeraldas.

Obras Mecánicas

Para transportar el residuo desde las instalaciones de PETROCOMERCIAL hasta la Central La Propicia, se requieren instalar aproximadamente 500 metros de la tubería.

Se debe adquirir e instalar dos calderos de recuperación de calor, un caldero auxiliar y una planta de desmineralización de agua.

Para la recolección del condensado, proveniente del vapor utilizado para el procesamiento del residuo se requiere instalar tuberías de recolección y conducción hacia una cisterna de almacenamiento de agua.

Obras Eléctricas

En concordancia con la Regulación CONELEC 005/06 "sistema de medición comercial", se deben adquirir 3 medidores electrónicos de energía, los mismos

que deberán estar habilitados previo a la operación comercial de la central. Se requieren, además, adquirir transformadores de corriente y potencial para el sistema de medición, con su respectivo sistema de comunicación remota.

También se necesita realizar la revisión y mantenimiento de los tableros de control de los motores, generadores, protecciones y salida de energía.

Obras Civiles

La adecuación de obras civiles corresponde a la rehabilitación de áreas de servicio y sanitarias, pintura de casa de máquinas, limpieza de canales de desagüe y construcción del cerramiento de la central.

Cronograma de Rehabilitación

La instalación de la tubería de combustible tomaría 3 meses, mientras que la adquisición e instalación del caldero alrededor de 6 meses.

Por tanto, la operación de la unidad 2 con residuo se iniciaría a los seis meses de arranque de los trabajos de rehabilitación. Este tiempo también sería aprovechado para la revisión técnica de todos los sistemas auxiliares, pórtico de salida a 13,8 kv, tanques de almacenamiento de combustible, motor y generador.

La unidad 1 entraría en operación en un plazo de 10 meses necesarios para los trámites de pedido, fabricación, adquisición y entrega del nuevo cigüeñal y 2 meses para los trabajos de rehabilitación del motor 2. Por tanto, la operación comercial de esta unidad se iniciaría un año después del inicio de la rehabilitación.

En la figura 15 se muestra el Cronograma de actividades de rehabilitación de la central La Propicia.

2.2.1.1 Incremento de la Capacidad de Central Térmica La Propicia

En vista de que las unidades de la central Luluncoto perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito S.A. presentan problemas operativos de tipo ambiental por estar instalada en un centro de gran concentración poblacional de la ciudad de Quito y considerando que son de la misma marca y número de serie que las dos unidades de la central La Propicia, podrían ser trasladadas a Esmeraldas e instaladas en tres espacios libres de su casa de máquinas. .

Con la instalación de estas tres unidades, la potencia instalada en esta central sería de 17 MW. De acuerdo a la información proporcionada por el fabricante, estas unidades pueden ser convertidas para utilizar residuo de petróleo y se aprovecharían de mejor manera las instalaciones de esta central, para lo cual se requieren realizar los siguientes trabajos:

Traslado de las Unidades

Se realizará el desmontaje de las tres unidades generadoras, con sus respectivos sistemas auxiliares, embalaje, transporte y almacenamiento de los equipos en la bodega de la central La Propicia en la ciudad de Esmeraldas.

Paralelamente a estos trabajos se realizan los estudios y construcción de las bases de hormigón y demás obras civiles requeridas para la posterior instalación de los tres motores y sus sistemas auxiliares.

Obras Mecánicas

Se requiere adquirir e instalar inyectores refrigerados, que sustituyan los actuales que son para usar solo con combustible diesel 2.

Adquirir e instalar calderos de recuperación de calor en los tubos de escape, para la generación de vapor.

Adquirir e instalar el sistema de tratamiento de combustible pesado, incluyendo dos purificadoras de una capacidad menor de 6000 litros/hora cada una, tres

bandejas de combustible (módulos booster) para cambio diesel- a residuo de petróleo y monitoreo de viscosidad

Adquirir e instalar tres módulos de purificación de aceite lubricante, incluyendo filtros y purificadoras con una capacidad de 4000 litros por hora, así como rehabilitar las purificadoras de diesel

Se necesita instalar tanques de almacenamiento, mezcla para residuo, con sistemas de calentamiento.

Rehabilitar los radiadores de refrigeración de aire, agua y aceite lubricante así como sistema de control y protección neumático de los motores. Adquisición de repuestos para rehabilitación del motor 12 y repuestos para OVERHAULL

Obras Eléctricas

Revisar y mantener de los tableros de control de los motores, generadores, protecciones y salida de energía. Adquirir e instalar un transformador de elevación 6,3/13,8 kv de 11,5 MVA.

Cronograma de Rehabilitación y Traslado

Desmontaje y embalaje de las tres unidades: 3 meses

Transporte y almacenamiento: 1 mes

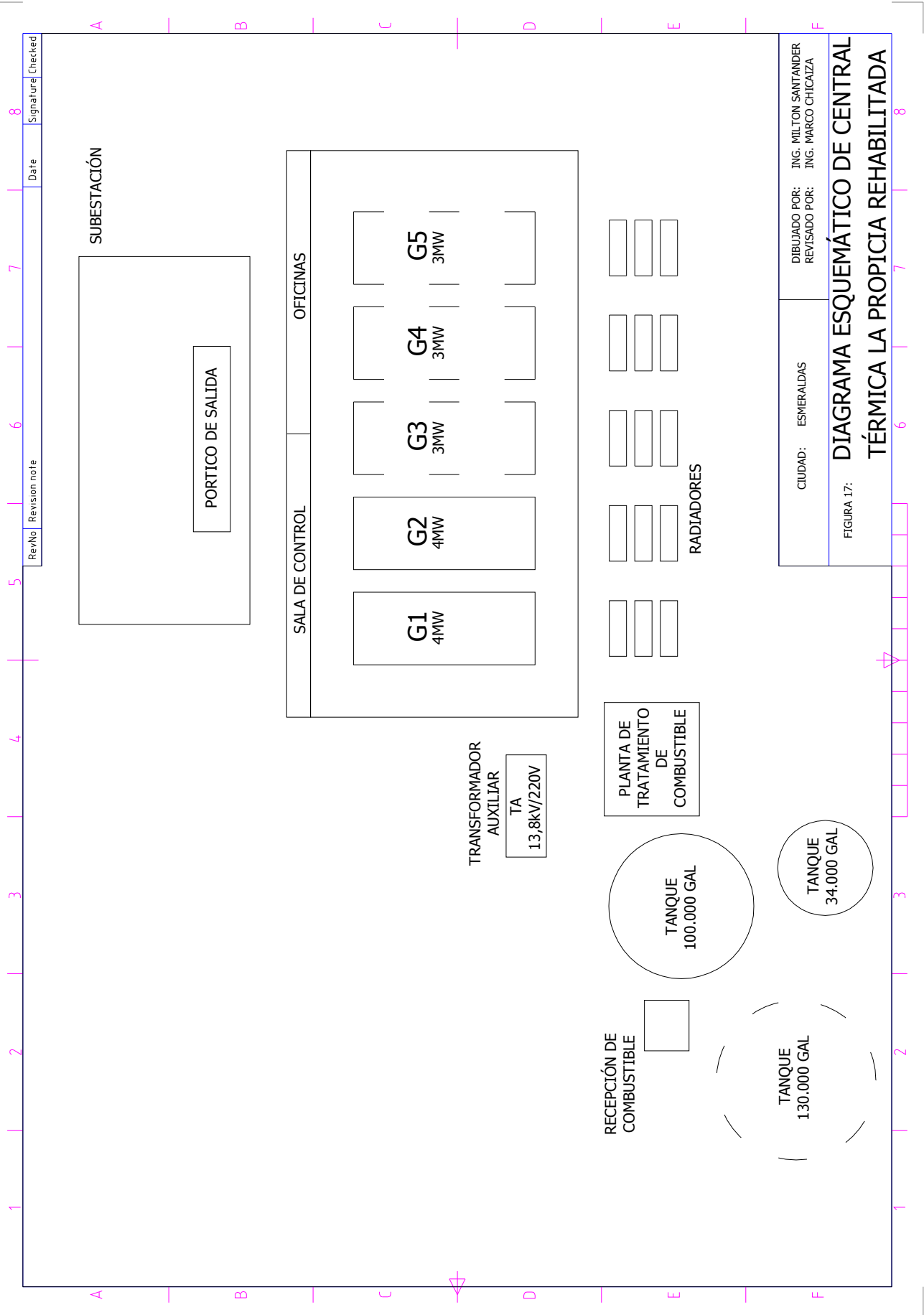
Construcción de bases de hormigón en La Propicia: 3 meses

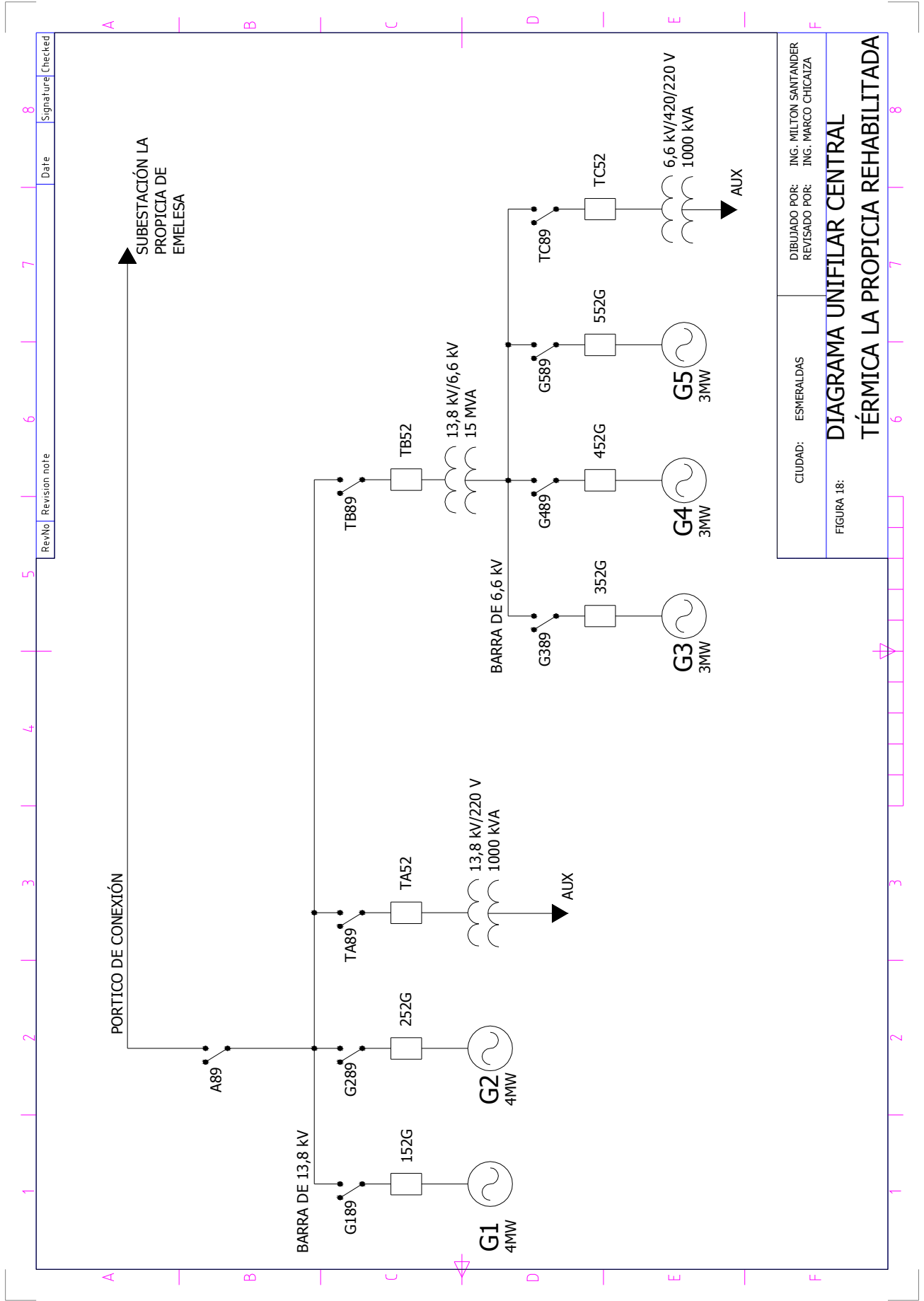
Adquisición de repuestos y materiales: 4 meses

Montaje de unidades: 3 meses.

En la figura 16, se muestra el Cronograma de actividades del traslado y rehabilitación de las unidades de Luluncoto, mientras que en las figuras 17 y 18 se muestra el Diagrama esquemático y Eléctrico Unifilar de la central La Propicia con la instalación de las tres unidades adicionales.

En resumen, el plazo total de instalación y puesta en servicio de las tres unidades en la Central La Propicia es de SIETE meses





RevNo	Revision note	Date	Signature	Checked
8				

CIUDAD: ESMERALDAS
DIBUJADO POR: ING. MILTON SANTANDER
REVISADO POR: ING. MARCO CHICAIZA

FIGURA 18:
DIAGRAMA UNIFILAR CENTRAL
TÉRMICA LA PROPICIA REHABILITADA

2.2.2 CENTRAL TÉRMICA LA LIBERTAD

De esta central, las dos unidades de generación marca COLT PIELSTIC de 4,0 MW de potencia nominal, pueden ser rehabilitadas para utilizar combustible pesado, específicamente Bunker adquirido en la Refinería de la Libertad, para lo cual se deben realizar las siguientes obras:

Obras mecánicas

Adquirir e instalar dos calderos de recuperación de calor, un caldero auxiliar y una planta de desmineralización de agua y rehabilitar el circuito de vapor.

El Motor 9 tiene varios desperfectos menores que corregir, tiene los dos turbos reparados, se necesita revisar el alineamiento motor – generador, se debe realizar un OVERHAULL.

En el Motor 8, se necesita repara los dos turbos (VTR400), corregir el alineamiento motor – generador, restituir varias válvulas de escape e inyectores utilizados en el motor 9.

Inspección, limpieza y mantenimiento de los sistemas auxiliares del motor 8 y motor 9 y los sistemas auxiliares comunes.

Obras eléctricas

En concordancia con la Regulación CONELEC 005/06 “SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL”, se deben adquirir 3 medidores electrónicos de energía, los mismos que deberán estar habilitados previo a la operación comercial de la Central. Se requieren además adquirir transformadores de corriente y transformadores de potencial para el sistema de medición, con su respectivo sistema de comunicación remota.

Revisión y mantenimiento de los tableros de control de los motores, generadores, protecciones y salida de energía.

Obras civiles

La Central cuenta con suministro de combustible diesel y bunker vía tubería desde la refinería de la Libertad, la tubería requiere de mantenimiento, pintura y recuperación del aislamiento térmico.

Cronograma de Rehabilitación

Se requiere de 6 meses para la instalación de los calderos recuperadores de calor y caldero auxiliar y un año para rehabilitar el motor 8.

En la figura 19, se muestra el Cronograma de las actividades de rehabilitación de la central La Libertad.

2.2.3 CENTRAL TÉRMICA EL CAMBIO

De esta central, las dos unidades de generación marca CROSSLEY PIESTIC de 4,0 MW de potencia nominal y las dos unidades marca CROSSLEY PIESTIC de 5,5 MW de potencia nominal , pueden ser rehabilitadas para utilizar combustible pesado, específicamente Residuo adquirido en la Refinería Amazonas de Shushufindy, transportado vía autotanque, para lo cual se deben realizar las siguientes obras.

Obras mecánicas

Adquirir e instalar cuatro calderos de recuperación de calor, un caldero auxiliar y una planta de desmineralización de agua y rehabilitar el circuito de vapor, trabajos que se realizarían en un plazo de 6 meses.

Para rehabilitar la unidad 2 se requiere instalar el block nuevo que se halla en la Central y sus auxiliares, rehabilitar el caldero de recuperación de calor y los radiadores. Rehabilitación de los dos turbocargadores.

La rehabilitación de la unidad 1 implica la compra de un cigüeñal, mantenimiento de los sistemas auxiliares, incluyendo radiadores, así como sistemas de escape y turbocargadores.

Se debe realizar el OVERHAULL de los motores 3 y 4

Rehabilitar los sistemas de tratamiento de combustible pesado (HFO), equipados con purificadoras WESTFALIA, filtros, viscosímetros, etc.

Rehabilitación de los múltiples de escape y cambio de la protección térmica

Obras eléctricas

En concordancia con la Regulación CONELEC 005/06 “SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL”, se deben adquirir 5 medidores electrónicos de energía, los mismos que deberán estar habilitados previo a la operación comercial de la Central. Se requieren además adquirir transformadores de corriente y transformadores de potencial para el sistema de medición, con su respectivo sistema de comunicación remota.

Revisión y mantenimiento de los tableros de control de los motores, generadores, protecciones y salida de energía.

Cronograma de Rehabilitación

Se requiere de 6 meses para la instalación de los calderos recuperadores de calor y caldero auxiliar, 6 meses para rehabilitar el motor 2 y un año para rehabilitar el motor 1.

En la figura 20, se muestra el Cronograma de actividades de rehabilitación de la central El Cambio.

2.2.4 CENTRAL TÉRMICA MIRAFLORES

De esta central, las dos unidades de generación marca MITSUBISHI MAN de 6,0 MW de potencia nominal, pueden ser rehabilitadas para utilizar combustible pesado, específicamente Residuo adquirido vía barco de la Refinería de Esmeraldas, para lo cual se deben realizar las siguientes obras:

Obras mecánicas

Se debe adquirir e instalar dos calderos de recuperación de calor, un caldero auxiliar y una planta de desmineralización de agua y rehabilitar el circuito de vapor, trabajos que se realizarían en un plazo de 6 meses.

La Unidad 12, requiere de un OVERHAULL y la revisión de sus sistemas auxiliares para garantizar su operación.

Limpieza y mantenimiento de los radiadores de refrigeración de agua de enfriamiento de los motores.

Obras eléctricas

En concordancia con la Regulación CONELEC 005/06 "SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL", se deben adquirir 3 medidores electrónicos de energía, los mismos que deberán estar habilitados previo a la operación comercial de la Central. Se requieren además adquirir transformadores de corriente y transformadores de potencial para el sistema de medición, con su respectivo sistema de comunicación remota.

Revisión y mantenimiento de los tableros de control de los motores, generadores, protecciones y salida de energía.

Cronograma de rehabilitación

Se requiere de 6 meses para la instalación de los calderos recuperadores de calor y caldero auxiliar

La Unidad 11 entraría en operación en un plazo de 10 meses necesarios para los trámites de pedido, fabricación, adquisición y entrega del nuevo cigüeñal y 2 meses para los trabajos de rehabilitación del Motor y sus sistemas auxiliares, por tanto, la operación comercial de esta Unidad se iniciaría un año después del inicio de la rehabilitación.

En la figura 21 se muestra el Cronograma de actividades de rehabilitación de la central Miraflores.

2.3 COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN

Los CVP se los calcula en base a la Regulación CONELEC 003/03 “DECLARACION DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION”, la misma establece los lineamientos a ser considerados en la declaración de los CVP de las unidades de generación.

Esta declaración se la realiza mensualmente y considera los siguientes rubros:

- Combustibles.
- Transporte de combustible
- Lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación
- Agua potable
- Energía eléctrica para servicios auxiliares
- Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante un ciclo operativo, que consideran el valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse, así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos.
- Costos variables de Operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental.

El cálculo de los componentes de los CVP se los realiza considerando la generación bruta para un ciclo operativo; esto es, para un período entre dos mantenimientos mayores.

2.3.1 CONSIDERACIONES REALIZADAS PARA EL CÁLCULO DEL CVP

Para el cálculo de los CVP de cada una de las unidades generadoras de las centrales térmicas que serían rehabilitadas y optimizadas se han realizado las siguientes consideraciones:

2.3.1.1 Central Térmica La Propicia

El Cálculo de los CVP se realiza bajo las siguientes consideraciones:

Considerando el Decreto Ejecutivo 338 emitido en julio de 2005, mediante el cual se subsidia el precio de los combustibles, se considera el precio del residuo (mezcla) de la refinería de Esmeraldas en 0,375 USD/gal + IVA y del diesel de 0,82 USD/gal + IVA, los mismos que serán constantes durante todo el período de análisis, el diesel será utilizado para el arranque y parada de los motores

La potencia efectiva de cada unidad es de 4 MW y el ciclo operativo entre cada Overhaull es de 12.000 Horas.

El rendimiento de combustible utilizado es de 15,5 KWh/gal, especificado por el fabricante para operación de las unidades con carga nominal y combustible pesado; el costo de transporte de combustible es cero.

De acuerdo a las bitácoras de operación, el consumo de aceite lubricante es de 20 galones diarios, a un precio actualizado de 5,5 USD/gal.

Entre cada ciclo operativo, se considera la realización de un Overhaul, dos mantenimientos de válvulas y un mantenimiento para cambio de rines, cuyo costo total es de USD 215.000. En el Anexo 2.3.1, se muestra el detalle de estos costos

El cálculo de los CVP de las unidades de Luluncoto se los realiza bajo las siguientes consideraciones:

Precio del Residuo 0,375 USD/gal + IVA, precio del diesel 0,82 USD + IVA.

Precio Transporte del Residuo y diesel cero USD.

Rendimiento del combustible 15,5 KWh/gal

Potencia Efectiva 3,0 MW

Rendimiento del aceite lubricante 2320,9 KWh/gal

Ciclo Operativo 12.000,00 Horas

Costo de Mantenimiento durante el Ciclo Operativo 205.000,00 USD

2.3.1.2 Central Térmica La Libertad

El Cálculo de los CVP se realiza bajo las siguientes consideraciones:

Considerando el Decreto Ejecutivo 338 emitido en julio de 2005, mediante el cual se subsidia el precio de los combustibles, se considera un precio del residuo adquirido en la Refinería La Libertad en 0,375 USD/gal + IVA y del diesel de 0,82 USD/gal + IVA, los mismos que serán constantes durante todo el período de análisis, el diesel será utilizado en el arranque y parada de los motores

La potencia efectiva de cada unidad es de 4,4 MW y el ciclo operativo entre cada Overhaull es de 12.000 Horas.

El rendimiento de combustible utilizado es de 15,5 KWh/gal, especificado por el fabricante para operación de las unidades con carga nominal y combustible pesado; el costo de transporte de combustible es cero.

De acuerdo a las bitácoras de operación, el consumo de aceite lubricante es de 20 galones diarios, a un precio actualizado de 5,5 USD/gal.

Entre cada ciclo operativo, se considera la realización de un Overhaull, dos mantenimientos de válvulas y un mantenimiento para cambio de rines, cuyo costo total es de USD 215.000.

2.3.1.3 Central Térmica El Cambio

El Cálculo de los CVP se realiza bajo las siguientes consideraciones:

En aplicación del Decreto Ejecutivo 338 emitido en julio de 2005, mediante el cual se subsidia el precio de los combustibles, se considera un precio del residuo adquirido en la Refinería Amazonas de Shushufindy en 0,35 USD/gal + IVA y del diesel de 0,82 USD/gal + IVA, los mismos que serán constantes durante todo el

período de análisis, el diesel será utilizado para el arranque y parada de los motores y además un porcentaje de mezcla con el residuo.

La potencia efectiva de cada unidad es de 5,5 MW y el ciclo operativo entre cada Overhaul es de 12.000 Horas.

El rendimiento de combustible utilizado es de 15,5 kWh/gal, especificado por el fabricante para operación de las unidades con carga nominal y combustible pesado.

El diesel se lo adquirirá en la Refinería de La Libertad por lo que el costo de transporte será de 0,09 USD/gal, mientras que el Residuo se lo adquirirá en la Refinería de Shushufindy con un costo de transporte de 0,18 USD/gal. Los dos combustibles serán transportados vía auto tanque.

De acuerdo a las bitácoras de operación, el consumo de aceite lubricante es de 2,2 galones por hora, a un precio actualizado de 5,5 USD/gal.

Entre cada ciclo operativo, se considera la realización de un Overhaul, dos mantenimientos de válvulas y un mantenimiento para cambio de rines, cuyo costo total es de USD 215.000.

2.3.1.4 Central Térmica Miraflores

El Cálculo de los CVP se realiza bajo las siguientes consideraciones:

Considerando el Decreto Ejecutivo 338 emitido en julio de 2005, mediante el cual se subsidia el precio de los combustibles, se considera el precio del residuo (mezcla) de la refinería de Esmeraldas en 0,375 USD/gal + IVA y del diesel de 0,82 USD/gal + IVA, los mismos que serán constantes durante todo el período de análisis. El diesel será utilizado para el arranque y parada de los motores y un porcentaje de mezcla con el residuo.

La potencia efectiva de cada unidad es de 6,0 MW y el ciclo operativo entre cada Overhaul es de 9.000 Horas.

El rendimiento de combustible utilizado es de 15,5 KWh/gal, especificado por el fabricante para operación de las unidades con carga nominal y combustible pesado.

El diesel y el residuo se lo adquirirá en la Refinería de Esmeraldas y el transporte se lo realiza vía barco a un costo estimado de 0,015 USD/gal.

De acuerdo a las bitácoras de operación, el consumo de aceite lubricante de sistema es de 6 galones por hora a un precio actualizado de 5,5 USD/gal y 6 gal., de aceite de cilindros a un precio actualizado de 6 USD/gal.

Entre cada ciclo operativo, se considera la realización de un Overhaul, dos mantenimientos de válvulas y un mantenimiento para cambio de rines, cuyo costo total es de USD 260.000.

2.3.2 RESUMEN DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN

Con las consideraciones realizadas en el numeral 2.3.1 y basados en el Regulación CONELEC 003/03, en la Tabla 9, se muestran los CVP calculados para las unidades de generación de cada una de las centrales térmicas, el Anexo 2.3.2 muestra el detalle del cálculo de los CVP.

Tabla 10: Costos Variables de Producción CVP (Elaboración propia)

		La Propicia	La Libertad	El Cambio	Miraflores
Combustible	USD/kWh	0,02477	0,02559	0,02364	0,02676
Transporte de combustible	USD/kWh	-		0,01150	0,00100
Lubricantes, químicos y otros	USD/kWh	0,00130	0,00118	0,00231	0,01150
Agua potable	USD/kWh	-			
Mantenimiento	USD/kWh	0,00448	0,00407	0,00326	0,00481
Control de impacto ambiental	USD/kWh	-			
Costos de energía eléctrica para SS.AA.	USD/kWh	0,00083	0,00083	0,00110	0,00136
Costo Variable de Producción	USD/kWh	0,03138	0,03168	0,04181	0,04544

Las unidades de la Central La Propicia y La Libertad tendrán el menor CVP debido a que el precio de transporte del combustible es cero, pues el mismo se lo realiza mediante tubería de conexión entre las centrales térmicas y las Refinerías de Esmeraldas y La Libertad respectivamente.

La Central Miraflores presenta el mayor costo variable de producción, debido al mayor costo por consumo de aceite lubricante.

2.4 RESUMEN TECNICO

La Tabla 11, muestra el resumen del análisis técnico realizado en este capítulo:

Tabla 11: Resumen técnico

		La Propicia / Luluncoto	La Libertad	El Cambio	Miraflores	TOTAL
Potencia Instalada actual	MW	15,4	18,8	19,0	50,6	103,8
Potencia Disponible operando con diesel	MW	4,8	3	7,2	5	20
Potencia a Rehabilitar operando con Residuo	MW	17,2	8,8	19	12	57
Costo Variable de Producción con diesel	USD/KWh	0,068	0,068	0,077	0,076	0,072
Costo Variable de Producción con residuo	USD/KWh	0,031	0,032	0,042	0,045	0,04

La Central El Cambio sería la central de mayor potencia efectiva, seguida de la central La Propicia en la que se considera las unidades de la central Luluncoto.

La Potencia actual disponible con las centrales operando con diesel es 20,0 MW, mientras que la potencia total a ser rehabilitada con las centrales operando con combustible pesado en un período mayor a un año será de 57 MW, verificándose un incremento de potencia de 37 MW.

Los CVP, en todas las centrales térmicas se reducen en un promedio del 45% del costo actual, debido a la utilización de combustibles pesados en sustitución del diesel.

CAPÍTULO 3: ANALISIS DE MERCADO

En el presente capítulo se presenta la simulación operativa del sistema con la consideración de las centrales rehabilitadas para su operación con combustible fuel oil, por medio del programa Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP), las consideraciones realizadas para el estudio, el análisis de los resultados obtenidos y el impacto en el MEM que tendrá la operación de estas centrales.

En la segunda parte se analizarán conceptos básicos de Riesgos de Mercado y las alternativas planteadas para la reducción del impacto de los mismos en las unidades de negocio conformadas por las centrales de generación rehabilitadas.

3.1 DESPACHO OPERATIVO DE LARGO PLAZO

3.1.1 SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

3.1.1.1. Introducción

El problema de la operación y planificación económica de sistemas hidrotérmicos ha cobrado un creciente interés por parte de las empresas generadoras, debido a la gran cantidad de recursos involucrados y a la necesidad de coordinar a múltiples generadoras participando en el negocio eléctrico.

Los gobiernos y sus agentes reguladores, también han demostrado su interés en el tema, debido al impacto que una adecuada operación tiene en el ámbito tarifario, La complejidad para determinar la operación económica de un sistema eléctrico ha ido creciendo en mayor o igual ritmo que el crecimiento y expansión de los sistemas eléctricos de potencia, al mismo tiempo que se han venido desarrollando avances metodológicos de importancia ¹.

¹ Cama Daniel (Tesis 1994) Programación Dinámica Dual Estocástica Determinística en el Despacho Hidrotérmico. UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE.

Para el caso de los sistemas hidrotérmicos a través de mejoras en los programas de modelación se tiene modelos individuales para cada cuenca hidrográfica. La política de operación del conjunto de centrales y unidades térmicas

3.1.1.2 Dimensión Temporal

La planificación de la operación de un sistema eléctrico requiere de la coordinación de todas las decisiones de programación efectuadas en los diferentes niveles de planificación. Se pueden identificar fundamentalmente tres niveles en la cadena de planificación de la operación: largo, mediano y corto Plazo

Planificación de Largo Plazo

La planificación de largo plazo comprende el análisis del comportamiento de la operación del sistema, bajo diferentes condiciones hidrológicas. En esta fase se decide las necesidades de regulación de energía afluente, a través del uso adecuado de los embalses. Se toma en cuenta la evolución plurianual de los embalses, la probabilidad de escasez futura de energía hidráulica, previsión de consumos y demandas máximas de energía, incrementos de oferta de generación y mantenimiento.

Algunos de los factores condicionales pueden ser considerados como conocidos con certeza (incremento de demanda, períodos de mantenimiento, etc.) y otros pueden ser conocidos mediante estimaciones (incremento de la oferta de generación, precios de los combustibles, etc.).

El horizonte de estudio utilizado generalmente varía entre 5 y 10 años, utilizando etapas mensuales o trimestrales para el estudio. Normalmente este problema se resuelve utilizando metodologías de programación dinámica determinística y estocástica.

Planificación de Mediano Plazo

La planificación de la operación de mediano plazo tiene como objetivo principal realizar la programación mensual y/o semanal de la generación. La información con que se cuenta es más detallada que para el caso del largo plazo. Los resultados de la programación de largo plazo imponen las condiciones iniciales sobre el costo futuro de la energía almacenada en los embalses

El Horizonte de estudio es generalmente de un año, discretizado en pasos mensuales y/o semanales. En la actualidad este problema se resuelve utilizando metodologías de programación dinámica determinística y estocástica.

Planificación de Corto Plazo

La planificación de corto plazo, determina la programación horaria, económica y confiable de la operación de cada unidad generadora del sistema. En esta etapa, se realiza un análisis más detallado de las metas energéticas de los diferentes embalses, para un horizonte de estudio semanal.

La modelación del problema de corto plazo utiliza información con un nivel de certeza más alto, como son los pronósticos de la demanda, la disponibilidad de las centrales y unidades, así como las condiciones climáticas de las zonas de influencia de los embalses.

3.1.1.3 Dimensión Espacial

Debido a la complejidad de incorporar el modelo de la red de transmisión, conjuntamente con los modelos de las centrales hidráulicas y centrales termoeléctricas el enfoque para la dimensión espacial del problema es uninodal. Tanto la oferta como la demanda se concentran en un único punto; es decir, se considera intacta la configuración hidráulica de los embalses; y todas las centrales termoeléctricas en conjunto con las centrales hidráulicas alimentando

directamente a los consumos. Se desprecian por lo tanto, las variaciones de las pérdidas de transmisión ante distintas operaciones del sistema, así como el efecto que las restricciones de transmisión tienen en el despacho hidrotérmico.

El estudio se enfoca en la programación operativa en el largo plazo de las centrales térmicas a ser rehabilitadas, para lo cual se utilizó el software SDDP.

3.1.2 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE UTILIZADO

La programación operativa en el largo plazo de las centrales térmicas se la realizó en el software SDDP (**Stochastic Dual Dinamic Programing**) basado en la programación dinámica dual estocástica.

En teoría, el problema podría ser resuelto a través de un algoritmo de programación dinámica estocástica (PDE). Sin embargo, el esfuerzo computacional del algoritmo PDE crece exponencialmente con el número de variables de estado del problema.

Debido a esto se utiliza la técnica de programación dinámica dual estocástica (SDDP), que permite obtener los mismos resultados de la PDE tradicional, sin la necesidad de discretización del espacio de estados. El algoritmo SDDP es un proceso iterativo de construcción de una aproximación de costo futuro, cuya precisión depende de 2 parámetros: El tamaño de la muestra y el número de escenarios condicionados utilizados en el cálculo de la función de costo futuro¹.

El modelo genera series sintéticas de caudales que son utilizados en el algoritmo del SDDP. Los parámetros que caracterizan las secuencias de caudales (media, desviación estándar, asimetría y correlación temporal), generalmente presentan un comportamiento periódico a lo largo del año. Estas secuencias se pueden analizar por modelos autoregresivos periódicos con lo cual se crean las series sintéticas de caudales¹.

¹ Manual STOCHASTIC DUAL DINAMIC PROGRAMING (SDDP) - CENACE

Entradas del programa

Restricciones operativas básicas

- Ecuaciones de balance hídrico
- Ecuaciones de suministro de demanda
- Límites operativos (almacenamiento de los embalses, restricciones de turbinamiento mínimo y máximo, límites en la generación térmica; etc.)

Restricciones operativas adicionales

- Restricciones de seguridad en los embalses – Volúmenes de alerta
- Restricciones de seguridad en los embalses – Volúmenes mínimos operativos
- Restricciones de seguridad en los embalses – Volúmenes de espera operativos
- Restricciones en la defluencia total
- Restricciones de regulación en centrales de pasada: Disponen de pequeños embalses que permiten por lo menos una regulación diaria.
- Centrales térmicas con costos lineales por parte: Se representa centrales térmicas cuyo consumo específico (gal/MWh) varíe hasta un máximo de tres valores de acuerdo a la cantidad despachada
- Disponibilidad de transporte de gas natural
- Reserva rodante: Margen operativo en MW para cada etapa y escalón de demanda, para ajustar la operación en tiempo real a las desviaciones con respecto a la operación programada
- Restricciones de reserva de generación
- Riego: Riego prioritario, Energía prioritaria, Costo fijo

Salidas del Programa

Una vez obtenida la política operativa óptima, representada por las funciones de costo futuro, se puede simular la operación del sistema a lo largo del período de estudio, para distintas secuencias de caudales.

A continuación se presenta algunos datos de salida de la simulación operativa:

- **Estadística del sistema:** disponibilidad, costos operativos, racionamiento del sistema
- **Estadística de generación:** generación del sistema, balance del sistema, balance por empresa, racionamiento, generación hidráulica por centrales, generación térmica por centrales.
- **Estadística y balances de embalses:** evolución del almacenamiento total del sistema y de los límites operativos inferior y superior; evolución de los almacenamientos de los embalses individualizados.
- **Estadísticas de consumo de combustible:** consumo de combustible, discriminados por tipo de combustible.
- **Costos marginales:** del sistema, por barra, capacidad hidroeléctrica o térmica (beneficio operativo por un aumento marginal en la capacidad de la central), capacidad de un embalse (beneficio operativo por un aumento marginal de la capacidad del mismo).
- **Líneas de transmisión:** Flujo y pérdidas en ambos sentidos y balance en las barras.

3.1.2.1 Fundamentos de Despacho de Sistemas Hidrotérmicos

El despacho operativo de sistemas térmicos es un problema de programación lineal.

$$z = \min \quad z = \sum_{j=1}^J c_j g_j \quad \text{sujeto a:} \quad \sum_{j=1}^J g_j = d$$

$$g_j \leq g_{jmax}$$

Las restricciones representan el suministro de la demanda y los límites de generación, j es el número de generadores, que están ordenados según criterio de costos variables de operación crecientes y que j^* es la última unidad cargada, conocida como generador *marginal*

El precio “spot” del sistema es la derivada del costo operativo con respecto a la demanda.

$$\frac{\partial z}{\partial d} = \pi d = c_{j^*}$$

En este caso sencillo el valor de πd se puede obtener por simple inspección, pues se sabe que un aumento en la demanda se compensa por un aumento en la producción del generador marginal j^*

Ejemplo

Nombre	Capacidad (MW)	Costo (\$/MWh)
G ₁	10	8
G ₂	5	12
G ₃	20	15

Si la demanda es 20 MWh, serían despachados los generadores: G1 = 10, G2 = 5 y G3 = 5 MWh, con lo cual el precio spot sería de \$15/MWh.

El despacho de sistemas térmicos se resuelve cargando las plantas en orden creciente con respecto al costo de producción hasta suministrar la demanda, por lo que posee las siguientes características:

- Es desacoplado en el tiempo, es decir una operación operativa de hoy afecta el costo operativo de mañana.
- Las unidades poseen costo directo de operación, el costo operativo depende solamente del propio nivel de generación.

El costo de operar un central Hidroeléctrica es gratis, pero la disponibilidad de energía está limitada a la capacidad de almacenamiento del embalse, esto introduce la dependencia entre la decisión operativa de hoy y los costos operativos futuros.

Es decir si utilizamos el agua hoy y minimizamos los costos térmicos, si en el futuro ocurre una sequía podría ocurrir racionamiento de costo elevado y viceversa

Por lo tanto, a diferencia de los sistemas puramente térmicos, cuya operación es desacoplada en el tiempo, la operación de un sistema hidrotérmico es un problema acoplado en el tiempo, es decir una decisión de hoy afecta el costo operativo futuro.

Costo Inmediato y Costo Futuro

Como se observa en La figura 22 el operador de un sistema hidrotérmico debe comparar el beneficio inmediato del uso del agua con el beneficio futuro que resulta del almacenamiento de la misma.

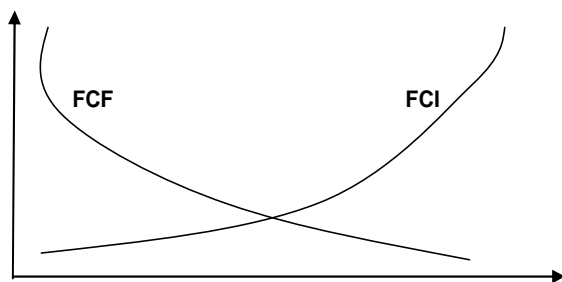


Figura 22, Costos inmediato y futuro por almacenamiento

Fuente: manual SDDP

Función de costo inmediato (FCI), mide los costos de generación térmica en la etapa t , este costo aumenta a medida que disminuye la energía hidro disponible en la etapa.

Función costo futuro (FCF), está asociado al costo de generación térmica y al racionamiento final de la etapa t. El costo futuro disminuye a medida que aumenta el volumen almacenado.

El punto mínimo del costo global también es donde las derivadas de la FCI y FCF son iguales. Estas derivadas son conocidas como valores del agua.

Objetivo del despacho hidrotérmico

El objetivo del despacho hidrotérmico es minimizar la suma de los costos operativos inmediato y futuro. El costo inmediato FCI está dado por los costos térmicos $c_j \times g_{tk}(j)$ en la etapa t más las penalizaciones por las violaciones de restricciones operativas:

$$FCI = \sum_{k=1}^K \sum_{j \in J} c_j \times g_{tk}(j) + c_\delta \times \delta$$

Donde:

k : índice de los bloques de la demanda en la etapa

K : número de bloques

j : índice de las centrales térmicas

c_j : costo variable de operación de la central j \$/MWh (D)

$g_{tk}(j)$: energía producida por la central térmica j MWh (V)

c_δ : costo por la violación de restricción operativa \$/uni. (D)

δ : monto de la violación (V)

A su vez el costo futuro FCF se representa por la siguiente función:

$$FCF = \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t)$$

Donde:

v_{t+1} : vector de volúmenes almacenados en los embalses al final de la etapa t hm3 (V)

a_t : vector de caudales laterales a los embalses en la etapa t hm3 (D)

Restricciones operativas básicas

- Ecuaciones de balance hídrico
- Ecuaciones de suministro de demanda
- Límites operativos (almacenamiento de los embalses restricciones de turbinamiento mínimo y máximo y límites en la generación térmica)

Representación del balance hídrico

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - \varepsilon(v_t(i)) - \sum_{k=1}^K [u_{tk}(i) + s_{tk}(i)] +$$

$$\sum_{m \in I_u(i)} \sum_{k=1}^K u_{tk}(m) + \sum_{m \in I_s(i)} \sum_{k=1}^K s_{tk}(m) + \sum_{m \in I_F(i)} \sum_{k=1}^K \phi_{tk}(m)$$

i : índice de las centrales hidroeléctricas

$I_U(i)$: conjunto de centrales que turbinan para la central i

$I_S(i)$: conjunto de centrales que vierten para la central i

$I_F(i)$: conjunto de centrales que filtran para la central i

$v_{t+1}(i)$: almacenamiento final de i en el periodo t hm^3 (V)

$v_t(i)$: almacenamiento inicial de i en el periodo t hm^3 (D)

$a_t(i)$: afluencia lateral a i hm^3 (D)

$\varepsilon(v_t(i))$: volumen evaporado en el embalse i hm^3 (D)

$u_{tk}(i)$: volumen turbinado por i etapa hm^3 (V)

$s_{tk}(i)$: volumen vertido por i etapa hm^3 (V)

$\phi_{tk}(i)$: volumen filtrado por i etapa hm^3 (V)

Límites en la generación térmica

$$\underline{g}_{tk}(j) \leq g_{tk}(j) \leq \overline{g}_{tk}(j) \quad \text{para } j \in J; \text{ para } k = 1, \dots, K$$

$g_{tk}(j)$: energía producida por la central térmica j en el escalón k MWh (V)

$\underline{g}_{tk}(j)$: límite de generación mínima central térmica j en el escalón k MWh (D)

$\overline{g}_{tk}(j)$: límite de generación máxima central térmica j en el escalón k MWh (D)

$$\overline{g}_{tk}(j) = \overline{g}_t(j) \times h(k)$$

$$\underline{g}_{tk}(j) = \underline{g}_t(j) \times h(k)$$

$\underline{g}_t(j)$: potencia mínima de la central j MW (D)

$\overline{g}_t(j)$: potencia máxima de la central j MW (D)

$h(k)$: duración del bloque k horas (D)

Suministro de la demanda

$$\sum_{i \in I} g_{ik}(i) + \sum_{j \in J} g_{ik}(j) = D_{ik}$$

D_{ik} : demanda de energía escalon k MWh (D)

Adicionalmente la función objetivo, esta sujeta a las siguientes restricciones operativas

- Centrales térmicas must –run: Se caracterizan por tener que generar a su capacidad máxima obligatoriamente
- Límites en el consumo de combustible
- Límites en la tasa de consumo de combustible
- Restricciones de generación mínima para grupos de centrales térmicas: Por ejemplo para soporte de reactivos
- Restricciones de generación
- Centrales térmicas multi-combustible
- Centrales térmicas tipo commitment: Son aquellas para las cuales está asociado un costo de arranque, despachar o una central de este tipo puede ser realizada para cada etapa o bloque de demanda. Se modelan usando variables de decisión entera (0/1)
- Disponibilidad de transporte de gas natural
- Reserva rodante: Margen operativo en MW para cada etapa y escalón de demanda, para ajustar la operación en tiempo real a las desviaciones con respecto a la operación programada
- Restricciones de reserva de generación
- Riego: Riego prioritario

3.1.3 CONSIDERACIONES REALIZADAS PARA EL ANÁLISIS

Para la simulación operativa de largo plazo se realizaron las siguientes consideraciones:

1. Dada la envergadura del proyecto hidráulico Coca Codo Sinclair cuya capacidad instalada será de 1.500,00 MW el mismo que iniciaría la operación comercial en el año 2013 y debido al impacto que produciría en el MEM, se consideran 2 escenarios de análisis:

Escenario 1: Sin la ejecución del proyecto Coca Codo Sinclair

Escenario 2: Con la ejecución del proyecto Coca Codo Sinclair

2. Para evaluar el impacto en el MEM de la rehabilitación y optimización de las centrales térmicas, para cada uno de los escenarios descritos en el numeral anterior, se consideran 2 casos de análisis:

Caso 1: Sin rehabilitación de las centrales térmicas

Caso 2: Con rehabilitación de las centrales térmicas

El impacto en el MEM de cada una de los casos será diferente con el ingreso del Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, por lo que se evalúa los dos casos para cada uno de los escenarios propuestos en el numeral anterior.

3. Para el Caso 1, se consideran los CVP de las centrales en su situación actual es decir, operando con diesel, mientras que para el caso 2, se consideran los costos variables de operación de las centrales operando con residuo, de acuerdo a los valores citados en la Tabla 11.
4. Durante todo el horizonte de la simulación se considera vigente el subsidio de los combustibles, con lo cual el precio de los combustibles se mantiene constante de acuerdo a los valores descritos en la Tabla 12

Tabla 12: Precio de los combustibles subsidiados (Fuente: PETROCOMERCIAL)

COMBUSTIBLE	PRECIO SIN IVA	PRECIO CON IVA
FUEL OIL 4 (USD/gal)	0,63	0,71
DIESEL (USD/gal)	0,82	0,92
NAFTA (USD/gal)	0,67	0,75
RESIDUO DE ESMERALDAS (USD/gal)	0,38	0,43
RESIDUO DE SHUSHUFINDY (USD/gal)	0,37	0,41

5. En el caso 1 se considera la potencia actual disponible de las centrales de generación, mientras que para el caso 2 se considera la potencia efectiva a ser rehabilitada.
6. Para la simulación se consideró el plan de expansión de generación del MEM publicada en la revista INFOCENACE de abril de 2007, el cronograma se detalla en la Tabla 13.

Tabla 13: Plan de expansión de generación (Fuente: CENACE)

AÑO DE OPERACIÓN	TIPO DE PLANTA	PROYECTO	POTENCIA (MW)	ENERGIA (GWh/año)
ene-07	T	POWER BARGE II	50	252
abr-07	H	SAN FRANCISCO	115	1455
jul-07	H	SAN FRANCISCO	115	
oct-07	I	INTER COLOM	250	1971
ene-08	H	ABANICO 2	22,5	179
ago-08	T	MACHALA POWER 2	95	666
ene-09	H	TOPO	22	176
	H	OCANA	26	208
ene-10	H	MAZAR	190	904
	H	SIGCHOS	18	132
	H	PILALO 3	10,8	73
ene-11	H	SOPLADORA	312	2252
may-11	T	MACHALA POWER 3	87	610
ene-13	H	MINAS JUBONES	337	1523
ene-13	H	COCA CODO	1500	10611

7. Se considera un incremento anual de la demanda del 6,33% de acuerdo a la publicación realizada en la revista INFOCENACE de abril de 2007.

8. Estadística de mantenimientos programados y tasas de salidas forzadas de las unidades de generación de mercado eléctrico mayorista para el período enero 2007 – diciembre 2016, de acuerdo a la base de datos disponible en el CENACE
9. Escenarios hidrológicos, de acuerdo a los datos históricos de caudales de los afluentes de las centrales hidroeléctricas disponibles en la base de datos del CENACE.

3.1.4 ANALISIS DE RESULTADOS

Con las consideraciones realizadas en el numeral 3.1.3, utilizando el software y la base de datos disponible en el CENACE, se realizó la simulación operativa para un horizonte de 10 años, la cual arrojó los siguientes resultados:

3.1.3.1 Costos Marginales

El precio marginal de la energía está dado por el costo variable de producción de la unidad generadora más costosa considerada en el despacho económico, que se encuentre operando en una hora determinada. La Tabla 14 muestra el promedio anual de los precios marginales de la energía.

Tabla 14: Costo marginal anual de la energía del MEM (Elaboración Propia)

COSTO MARGINAL ANUAL PROMEDIO USD/MWh				
AÑO	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2	
	CASO 1	CASO 2	CASO 1	CASO 2
2007	67,31	66,36	67,31	66,36
2008	52,77	51,50	52,77	51,50
2009	51,71	50,64	51,71	50,64
2010	56,57	55,73	56,26	55,46
2011	41,85	40,91	41,39	40,79
2012	41,18	41,12	41,08	41,06
2013	57,85	56,09	14,81	14,78
2014	62,02	60,65	6,48	6,76
2015	71,31	69,07	14,26	14,09
2016	83,72	81,08	15,91	16,27
Promedio	58,63	57,31	36,20	35,77

El costo marginal promedio de la energía del horizonte de análisis, en el Caso 2 del Escenario 1 es menor en 1,31 USD /MWh que el Caso 1, mientras que en el Caso 2 del Escenario 2, el costo marginal promedio es menor en 0,53 USD/MWh que el Caso 1.

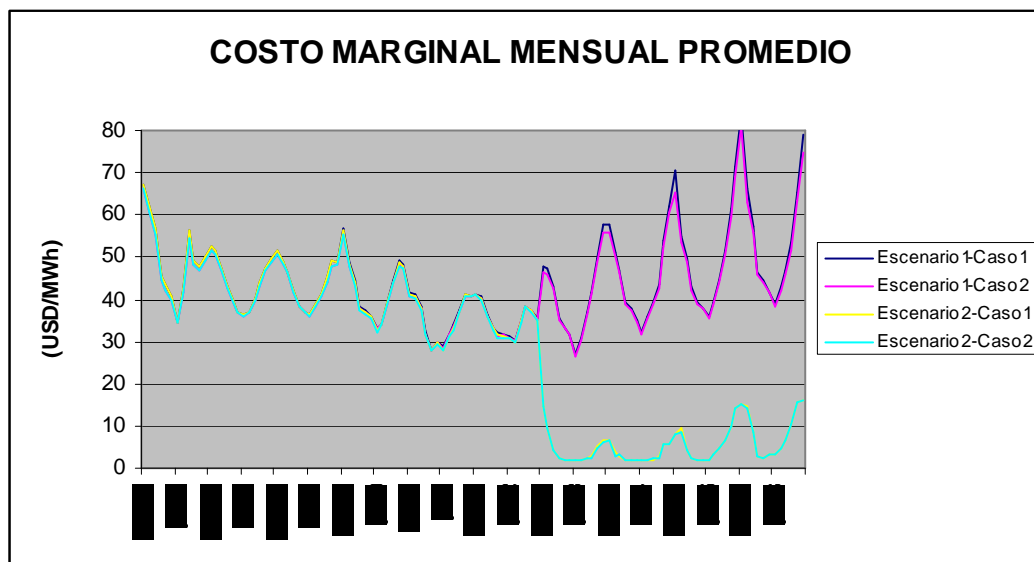


Figura 23: Costo marginal de la Energía período 2007 – 2016

En los dos escenarios, el precio marginal de la energía en el mercado ocasional presenta una tendencia a la baja, desde un valor de 70 USD/MWh en enero de 2007 hasta un valor de 40 USD/MWh en junio de año 2013, esto es debido al ingreso de los proyectos hidroeléctricos considerados en el plan de expansión, cuyos costos variables son relativamente bajos, lo cual contribuye a disminuir el precio marginal de la energía.

A partir de junio de 2013, en el Escenario 1, el cual considera el ingreso del Proyecto Coca Codo Sinclair, el precio de la energía presenta una tendencia de crecimiento, cuyo valor al término del año 2016 sería de 80 USD/MWh, esto es debido al incremento sostenido de la demanda y al incremento de la oferta de generación a partir del año 2013.

A partir de junio de 2013, en el Escenario 2 el cual considera el ingreso del proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, se presenta una brusca disminución

en el precio de la energía a valores menores de 10 USD/MWh, esto es debido a los 1.500,00 MW de potencia instalada del proyecto, con lo cual el precio de la energía estaría únicamente influenciado por el costo variable de producción de energía hidráulica, con lo cual se desplazaría totalmente a la generación térmica.

De acuerdo a la información publicada en la revista INFOCENACE de marzo de 2007, la demanda anual de energía para el año 2006 fue de 13.973,99 GWh, con lo cual el ahorro anual en el MEM por concepto de la compra de energía en el Mercado Ocasional en el Escenario 1 estaría en el orden de los 18 millones de dólares, mientras que en el Escenario 2 estaría en el orden de los 7 millones de dólares.

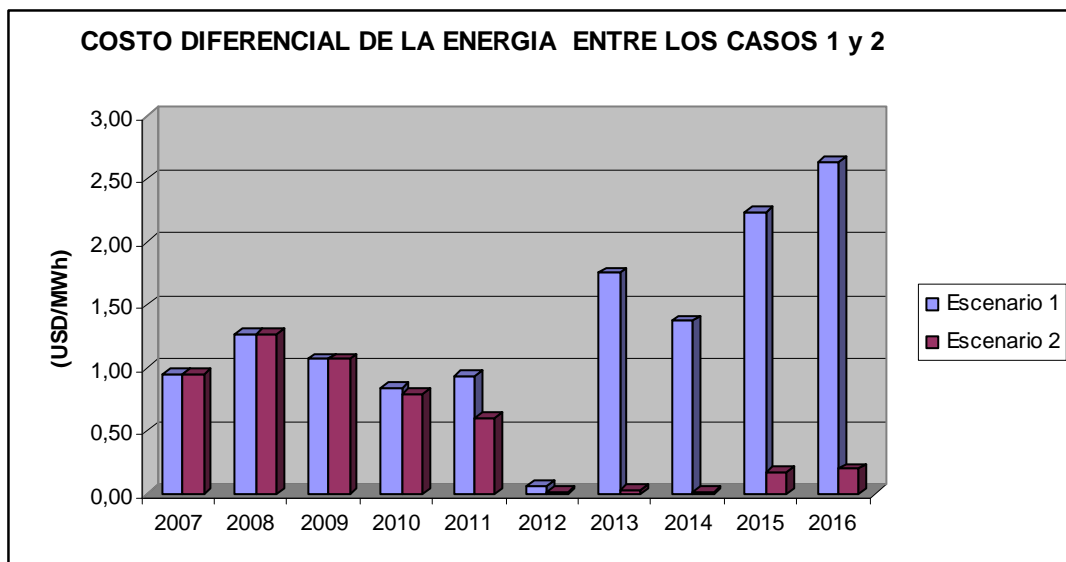


Figura 24: Diferencia en el costo de la energía entre los casos 1 y 2 período 2007 – 2016

3.1.3.2 Generación Térmica de las unidades rehabilitadas

Las tablas 15 y 16, muestran la cantidad de energía anual que producirá cada una de las centrales térmicas objeto del estudio, en los cuatro casos de análisis

a. Generación en el Escenario 1, sin la entrada de Coca Codo Sinclair

Tabla 15: Producción de energía de las centrales térmicas período 2007 – 2016 sin Coca Codo Sinclair (Elaboración Propia)

AÑO	GENERACION (GWh) ESCENARIO 1 - CASO 1					GENERACION (GWh) ESCENARIO 1 - CASO 2				
	El Cambio	La Libertad	La Propicia	Miraflores	TOTAL	El Cambio	La Libertad	La Propicia	Miraflores	TOTAL
2007	0,1	6,0	0,8	2,1	9,1	80,8	64,8	126,6	16,2	288,4
2008	0,0	0,6	0,1	0,3	1,0	96,5	67,6	132,2	11,8	308,2
2009	0,0	0,7	0,1	0,3	1,0	93,2	66,4	129,7	10,9	300,2
2010	0,0	0,4	0,1	0,1	0,6	88,2	63,0	123,2	9,8	284,3
2011	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	79,9	45,1	88,1	8,1	221,2
2012	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	76,6	46,8	91,4	3,5	218,3
2013	0,4	2,0	1,5	2,0	5,9	74,9	54,1	105,8	19,5	254,4
2014	0,5	4,1	4,0	4,4	13,0	74,9	58,9	115,2	30,1	279,1
2015	2,2	7,8	7,2	8,8	26,1	80,7	64,4	126,0	38,8	310,0
2016	4,2	10,9	12,1	13,1	40,3	96,0	66,9	130,7	50,0	343,6

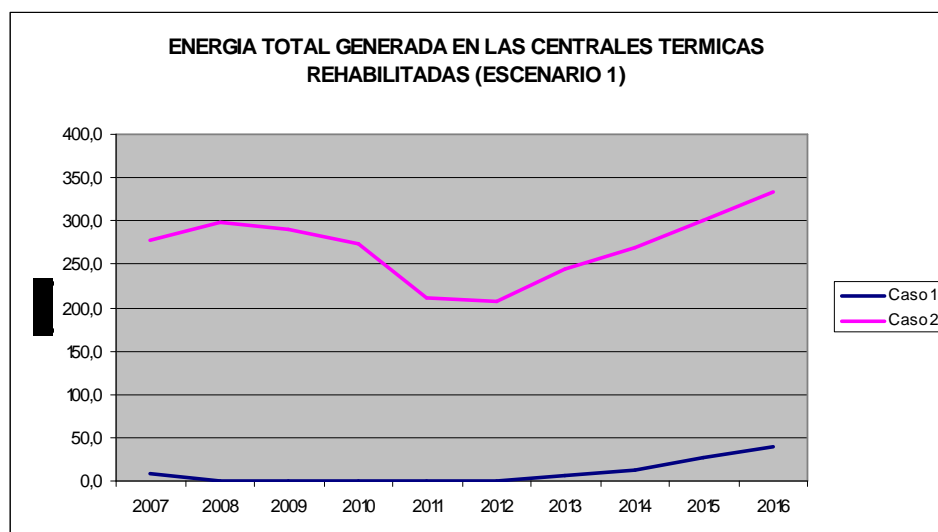


Figura 25: Energía total generada por las centrales térmicas período 2007 – 2016 (Escenario 1) (Elaboración Propia)

La producción de energía de las centrales térmicas antes de la rehabilitación durante todo el horizonte de estudio es prácticamente nula, mientras que la producción de energía luego de la rehabilitación se incrementa considerablemente, con lo cual la producción de energía de estas centrales será un aporte importante al MEM.

b. Generación estimada en el Escenario 2, con la entrada de Coca Codo Sinclair

Tabla 16: Producción de energía de las centrales térmicas período 2007 – 2016 con Coca Codo Sinclair (Elaboración Propia)

AÑO	GENERACION (GWh) ESCENARIO 2 - CASO 1					GENERACION (GWh) ESCENARIO 2 - CASO 2				
	El Cambio	La Libertad	La Propicia	Miraflores	TOTAL	El Cambio	La Libertad	La Propicia	Miraflores	TOTAL
2007	0,1	6,0	0,8	2,1	9,1	80,8	64,8	126,6	16,2	288,4
2008	0,0	0,6	0,1	0,3	1,0	96,5	67,6	132,2	11,8	308,2
2009	0,0	0,7	0,1	0,3	1,0	93,2	66,4	129,7	10,9	300,2
2010	0,0	0,4	0,1	0,1	0,6	88,2	63,0	122,5	9,5	283,3
2011	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	79,9	45,1	85,8	7,5	218,3
2012	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	66,6	36,8	88,7	3,3	195,4
2013	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	2,1	0,0	2,3
2014	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,5
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	1,8	3,6	0,3	6,5
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	2,9	5,9	0,7	12,7

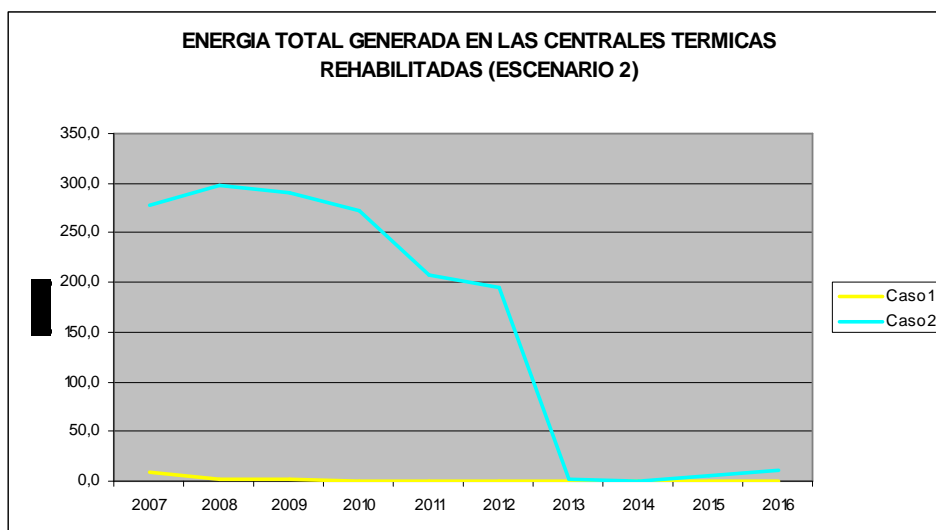


Figura 26: Energía total generada por las centrales térmicas período 2007 – 2016 (Escenario 2)

La producción de energía de las centrales térmicas antes de la rehabilitación durante todo el horizonte de estudio es prácticamente nula, mientras que la producción de energía luego de la rehabilitación es considerable durante el período enero 2007-diciembre 2012, pero a partir del año 2013 la producción de energía se reduce a valores bastante bajos.

Si consideramos una demanda anual de energía de 13.973,99 GWh, la producción de energía sin la rehabilitación de las centrales térmicas es despreciable, mientras que la producción de energía con las centrales rehabilitadas representa el 2% de la energía del MEM.

Con el ingreso del Proyecto Coca Codo Sinclair en el año 2013, a partir de esta fecha la producción de energía de las centrales térmicas rehabilitadas nuevamente se reduce a valores poco significativos.

3.1.3.3 Consumo de combustibles

La operación de las centrales térmicas demanda de un consumo de combustible; estas centrales en las condiciones actuales consumen únicamente diesel, mientras que luego de la rehabilitación utilizarán bunker y/o residuo. La Tabla 17 muestra el consumo anual, de diesel sin la rehabilitación y el consumo anual de bunker y/o residuo con la rehabilitación.

Tabla 17: Consumo anual de diesel y combustible pesado período 2007 -2016 (Elaboración Propia)

CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN GALONES		
AÑO	Escenario 1-Caso 1 Diesel	Escenario 1-Caso 2 Combustible pesado
2007	625.702,4	18.556.766,8
2008	71.154,1	19.880.046,7
2009	68.925,2	19.346.684,7
2010	43.552,5	18.287.347,0
2011	0,0	14.081.450,1
2012	0,0	13.884.839,4
2013	404.913,8	16.292.501,9
2014	895.829,7	17.941.390,4
2015	1.802.284,8	19.997.283,7
2016	2.782.386,2	22.242.291,5
TOTAL	6.694.748,7	180.510.602,0

Durante el período de estudio, aunque la producción de energía es limitada cuando las centrales térmicas operan con diesel, existe un consumo de aproximadamente 7 millones de galones de diesel.

Cuando las unidades operan con residuo y debido a la mayor generación de estas centrales térmicas se consumirían 180 millones de galones de combustible pesado.

3.1.4 IMPACTO EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

La rehabilitación de las centrales térmicas para operar con combustible bunker o residuo en substitución del diesel, presenta las siguientes ventajas y desventajas.

Ventajas

Incremento en la potencia efectiva disponible en el MEM en 41,8 W, con un costo variable de producción promedio relativamente bajo, que está en el orden de 45 USD/KWh.

Disminución en el precio marginal de la energía, debido a que la operación de las centrales térmicas rehabilitadas con residuo de petróleo desplazará a las centrales térmicas que utilizan diesel.

Considerando una demanda anual de energía de 13.973,99 GWh, el ahorro anual en el MEM por concepto de la compra de energía en el Mercado Ocasional en el Escenario 1 estaría en el orden de los 18 millones de dólares, mientras que en el Escenario 2 estaría en el orden de los 7 millones de dólares.

Incremento en el aporte de generación de energía con respecto a la demanda total del MEM, de un valor cercano al 0% (sin la rehabilitación de las centrales), a un valor del 2% (con la rehabilitación de las centrales).

Disminución en la importación de diesel para la operación de las centrales térmicas, cuyo consumo durante el horizonte de estudio sería de 7 millones de galones, lo que producirá situación será muy importante para el país pues deberá importar menor cantidad de este combustible.

Desventajas

Las unidades generadoras de estas centrales térmicas tienen más de 20 años de vida, por lo presentan un cierto nivel de obsolescencia, lo que podría causar incrementos en la tasa de indisponibilidad por salida por falla de las unidades generadoras.

Debido al año de instalación de las unidades generadoras, la fabricación de repuestos se lo realiza únicamente bajo pedido, lo que incrementa el tiempo y el costo para la adquisición de los mismos, pudiendo incrementar los períodos de indisponibilidad por mantenimientos programados y/o correctivos.

3.2 ANÁLISIS DE RIESGO DEL NEGOCIO

3.2.1 DEFINICIONES

3.2.1.1 Definición De Riesgo

El término riesgo se asocia a la falta de certeza de una variable y su magnitud depende de cuan sensitivo es el desempeño de la persona expuesta ante fluctuaciones en la variable ¹.

De acuerdo con esta definición, el término riesgo abarca diferentes elementos, los cuales se citan a continuación.

Riesgo de crédito: Se refiere a la posibilidad de pago por parte de los clientes

Riesgo de liquidez: Denota la posible escasez de efectivo que impide a la empresa cumplir con sus compromisos inmediatos.

Riesgo Operacional: Pérdidas potenciales debidas a fallos en los procesos de gestión y control de los recursos humanos, sistemas y equipos

Riesgo de Mercado: Derivados de cambios en los precios de activos y pasivos financieros.

Riesgo Regulatorio: Impacto de cambios en las reglas del mercado.

Riesgo Estratégico: Variabilidad de los beneficios relacionada con las decisiones empresariales.

¹ Arriagada José Luis (Tesis 2001) Aplicación de Instrumentos Financieros en el Sector Eléctrico.

3.2.1.2 Riesgos En El Negocio De Generación Eléctrica

El negocio de generación eléctrica, presenta cuatro elementos diferentes de riesgo.

Riesgo de Precio

Se refiere a las variaciones que experimenta el precio de la energía a lo largo del tiempo, lo cual significa un riesgo para las empresas de generación ya que su ingreso depende en parte de la diferencia entre el precio de mercado y sus costos de producción.

En el caso particular de la industria eléctrica ecuatoriana, la desregularización (parcial) del sector ha llevado a tratar la electricidad como un commodity, originándose un mercado spot de energía eléctrica que exhibe un precio considerablemente volátil. La Tabla 18 explica diversos factores que inciden en una alta volatilidad en los precios de la electricidad.

Tabla 18: Factores que influyen en el precio de la energía (Fuente: Tesis de José Luis Arriagada)

Factor	Consecuencia
Imposibilidad de almacenamiento	No hay disponibilidad de reservas para suavisar los picos de demanda
Necesidad de disponibilidad inmediata	Se producen cambios de precios dentro del día debido a la necesidad de responder a una demanda continuamente cambiante
Distancia geográfica	Debido a restricciones en el sistema de transmisión pueden producirse variaciones en el precio debido a la imposibilidad de llevar energía desde un lugar más barato
Clima	Oferta y demanda de electricidad pueden variar sustancialmente de una estación a otra
Ausencia de una historia del mercado	Precios spot y futuro de la electricidad son difíciles de fijar

Riesgo de Cantidad

Se refiere al riesgo que se ve enfrentado cada generador al tener certeza de la cantidad de energía que generará. Este riesgo afecta principalmente a las empresas de generación que operan bajo un esquema de despacho económico, debido a que las unidades de generación son puestas en servicio siempre y cuando sean despachadas por el administrador del mercado.

Riesgo en el precio de los combustibles

Este es un riesgo externo al mercado eléctrico pero afecta al generador en su capacidad para competir en el mercado y ser finalmente despachado. Un alza en el costo de los combustibles aumenta los costos variables del generador lo que puede reducir el número de horas de operación y la ganancia que obtendrá.

Riesgo de Disponibilidad

Este riesgo se refiere a contingencias que impiden al generador estar disponibles para generar la energía requerida. Los problemas de disponibilidad significan al generador reducir sus ganancias.

Es posible clasificar los primeros dos elementos de riesgos como riesgos de mercado (precio y cantidad) y los últimos como riesgos de planta (combustible y disponibilidad). Los riesgos de planta pueden ser manejados por los gerentes de la empresa mientras que los de mercado son exógenos y observables. Es este último tipo de riesgo el que origina la necesidad de desarrollar contratos y estrategias que permitan a los participantes del mercado eléctrico realizar una cobertura efectiva de éste.

Contratos en el Sector Eléctrico

Toda empresa eléctrica de generación debe manejar un portafolio de contratos con el que compromete su producción a lo largo de un período de tiempo. Un

portafolio de contratos incluye contratos a precios libres, contratos a precio regulado y capacidad contratada vendida en el mercado spot. La ganancia del portafolio está condicionada por la diferencia entre el precio de venta y el costo de producción de la energía.

3.2.2 ACCIONES PARA DISMINUIR EL RIESGO

Para disminuir el impacto de los riesgos descritos en el numeral 3.2.1, a continuación se plantean las siguientes acciones tendientes a minimizar cada uno de los riesgos:

3.2.2.1 Riesgo De Crédito

El pago por parte de la mayoría de las empresas distribuidoras, es el más grave de los riesgos que enfrenta el los generadores del Mercado Eléctrico Mayorista, especialmente si las ventas se las realiza en el mercado Ocasional cuyo nivel promedio de recaudación para los generadores privados está en el orden del 80%, mientras que para los generadores del Fondo de Solidaridad está en el orden del 50%. El nivel promedio de la recaudación fue establecido en base de los informes mensuales de las Administradoras de Fondos y Fideicomisos del Banco de Guayaquil, Pichincha, Produfondos y la Corporación Financiera Nacional.

Es importante señalar, que en el Mercado Eléctrico Mayorista existen empresas eléctricas de Distribución de gran credibilidad, que honran todas sus acreencias con lo generadores y que además presentan utilidades.

Con estos antecedentes, este riesgo sería cubierto con la venta de toda la energía producida en las centrales térmicas en contratos a término a clientes seleccionados, es decir a empresas distribuidoras que presenten un adecuado historial de solvencia y pago a sus acreedores, el pago de las facturas emitidas por venta de energía contratada, será garantizado mediante la entrega por parte

de las distribuidoras de, GARANTIAS BANCARIAS o POLIZAS DE COBRO INMEDIATO.

3.2.2.2 Riesgo De Liquidez

En el Mercado Eléctrico Mayorista, existe un grave problema de iliquidez en la mayoría de empresas de distribución, debido a los elevados niveles de pérdidas que en algunas empresas sobrepasan el 40%, la baja recaudación en el orden del 70%.

Adicionalmente el precio de venta de la energía por parte de las distribuidoras al consumidor final es menor al costo total de la energía (Costo de generación + transmisión + distribución). Esta brecha se produce por el incremento en el costo de generación (PRG) respecto al costo de generación utilizado en el cálculo de la tarifa al usuario final. Esta brecha se reduce en las empresas de distribución que tienen el mayor porcentaje de su demanda de energía comprometida en contratos, mientras que la misma se incrementa en las empresas que tienen un bajo porcentaje de energía contratada, pues el precio de la energía en contratos es menor al precio en el Mercado Ocasional.

Estas situaciones han ocasionado que exista un bajo nivel de liquidez en el Mercado Eléctrico Mayorista, razón por la cual para administrar los pocos recursos existentes se crearon los FIDEICOMISOS DEL MEM.

Todos los valores recaudados mensualmente por las distribuidoras son transferidos a estos FIDEICOMISOS, los cuales son encargados de asignar los recursos a los agentes del MEM, de acuerdo a un orden de prelación definido por las autoridades del Gobierno de turno y del Sector Eléctrico. Salvo la interconexión con Colombia, todos los demás agentes del Mercado Eléctrico Mayorista recaudan el 100% de su facturación.

Para cubrir este riesgo, toda la energía producida en las centrales térmicas deberá ser comercializada en contratos con empresas de distribución de alta

credibilidad y solvencia y/o con empresas que garanticen el pago de los contratos mediante pólizas de cobro inmediato o garantías bancarias.

3.2.2.3 Riesgo Operacional

Debido al año de fabricación e instalación de las centrales térmicas de generación, las mismas pueden ser susceptibles de fallas, además siempre existe un riesgo operativo en el almacenamiento del combustible.

Para disminuir este riesgo, se contratará personal técnico con menos de 5 años de experiencia en la operación y mantenimiento de centrales térmicas, se contratara seguros contra todo riesgo los cuales cubrirán rotura de maquinaria, lucro cesante, incendios, terremotos.

Dentro del riesgo operacional, también se puede considerar el riesgo de la salida de operación de las centrales térmicas debido al ingreso del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, el cual desplazará a toda la generación térmica del MEM, debido a que el despacho de la generación en el MEM se realiza al mínimo costo (despacho económico), por lo que se despachan las unidades generadoras de menor costo variable de producción en orden creciente hasta cubrir la demanda.

El menor costo variable de producción lo tienen las centrales hidroeléctricas, seguidas de las centrales térmicas que utilizan combustibles pesados o gas, mientras que las centrales térmicas que operan con diesel poseen el mayor CVP.

A medida que la oferta de energía y potencia hidráulica supere la demanda de energía y potencia, las centrales térmicas que utilicen diesel saldrán inevitablemente del mercado debido a su elevado costo variable de producción, mientras que las centrales térmicas que utilizan combustibles pesados se mantendrán como reserva en la época de estiaje o para cubrir inflexibilidades del sistema, especialmente aquellas centrales que se encuentren al final de circuitos

radiales en las líneas de transmisión que serían utilizadas para regulación de voltaje.

Con este análisis las centrales térmicas rehabilitadas que presenten bajos CVP tienen asegurada su permanencia en el Mercado Eléctrico Mayorista, a pesar del ingreso de grandes proyectos hidroeléctricos.

La Tabla 19, muestra el factor de planta de las centrales térmicas el cual considera el ingreso del Coca Codo Sinclair

Tabla 19: Factor de planta de las centrales térmicas período 2007 – 2016 (Elaboración Propia)

AÑO	% FACTOR DE PLANTA CON COCA CODO SINCLAIR			
	El Cambio	La Libertad	La Propicia	Miraflores
2007	49%	84%	84%	15%
2008	58%	88%	88%	11%
2009	56%	86%	86%	10%
2010	53%	82%	81%	9%
2011	48%	58%	57%	7%
2012	40%	48%	59%	3%
2013	0%	0%	1%	0%
2014	0%	0%	0%	0%
2015	0%	2%	2%	0%
2016	2%	4%	4%	1%

Las centrales La Propicia y La Libertad, son las que mayor factor de planta presentan debido a su menor CVP, seguida de la central El Cambio, además estas tres centrales presentan un pequeño factor de planta incluso luego de la entrada del proyecto Coca Codo Sinclair, con lo cual se garantiza su permanencia en el MEM.

3.2.2.4 Riesgo De Precio

La variabilidad que presenta el precio de la energía en el Mercado Ocasional es muy elevada (ver Figura 26).

Se puede observar la alta variación en el precio mensual de la energía, el cual es el promedio de los precios marginales registrados durante el mes, desde luego que el costo marginal horario de la energía es mucho más aleatorio pudiendo presentar muchos picos en el precio de la energía durante el transcurso del mes,

esta situación impide realizar la planificación de los presupuestos de las empresas con un adecuado grado de precisión.

La alternativa, para disminuir el riesgo al precio es la venta de energía en contratos, a un precio fijo con lo cual la exposición al riesgo del precio de la energía se eliminará, la figura 27 muestra el perfil de riesgo del generador.

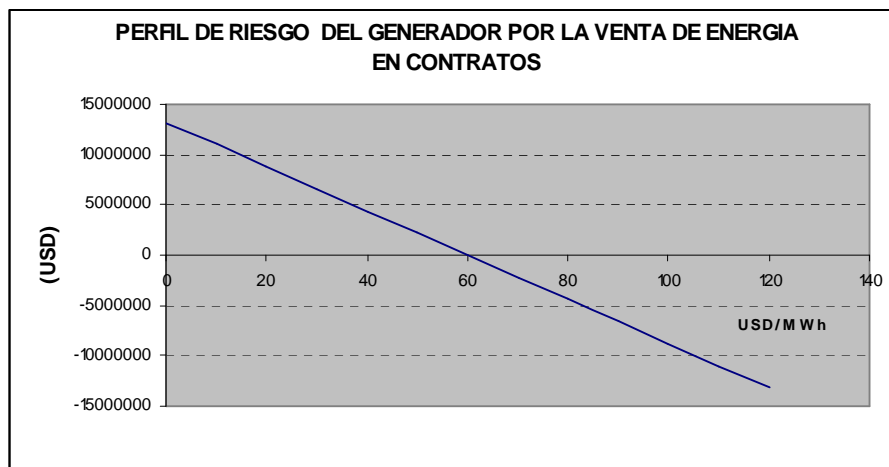


Figura 27: Perfil de riesgo del generador por venta de contratos de energía

El riesgo de la disminución del precio de la energía en el mercado ocasional, está cubierto con la venta en contratos.

El comprador del contrato, se cubre del riesgo del incremento en el precio de la energía, debido a cualquier eventualidad que se produzca en el mercado, o en las condiciones actuales por el déficit registrado.

Cabe mencionar que estos contratos serán instrumentos valederos incluso con el ingreso del Coca Codo Sinclair, pues en este caso los generadores térmicos se convertirían en reguladores del precio de la energía.

Precio de la energía en contratos a término

A pesar de que el precio de la energía en contratos es fruto de negociaciones bilaterales entre vendedor y cliente, a continuación se realiza el análisis del precio de la energía propuesto para vender en contratos en los dos escenarios planteados, desde luego para el caso de rehabilitación de las centrales térmicas, pues sin la rehabilitación sería imposible comercializar la energía en contratos.

Para los dos escenarios, se establece el precio de la energía como el promedio del precio marginal de la energía en el mercado ocasional durante todo el horizonte de estudio, pero que en todos los casos será mayor al CVP, cuyo valor para el caso del ingreso del Coca Codo Sinclair sería de 58 USD/MWh durante 10 años, mientras que con el ingreso del mencionado proyecto hidráulico el precio sería de 58 USD/KWh durante los seis primeros años, luego del cual se evaluaría el nuevo precio de la energía. Este precio es competitivo, considerando que el precio de la energía en contratos de la central Guangopolo está en 62 USD/MWh.

3.2.5 RIESGO DE CANTIDAD

La cantidad de energía a generar por las centrales térmicas lo define el CENACE mediante el despacho económico diario, por lo que es posible conocer con un adecuado grado de certeza la cantidad de energía que podría producir las centrales térmicas, existiendo la posibilidad de una muy poca generación de energía en ciertos meses del año.

Para cubrir este riesgo, se recomienda suscribir contratos por cantidades fijas de energía (curva de carga), con lo cual se garantiza una cantidad y precio de la energía, garantizando por lo tanto los ingresos de las generadora.

Si la central es considerada en el despacho económico, significará que el precio de la energía en el mercado ocasional es menor al CVP de la central térmica, con lo cual el precio de la energía en el mercado ocasional será menor al precio de la

energía en los contratos, la generadora podrá comprar energía en el mercado ocasional para cumplir con sus contratos, garantizando sus ingresos y utilidad.

El riesgo que presenta este tipo de contrato, es la posible indisponibilidad de la central en períodos donde el precio de la energía en el mercado ocasional sea mayor al precio de la energía en contratos (períodos de estíaje, etc.) y el generador se verá obligado a comprar energía en el mercado ocasional para cubrir el contrato a precios mayores al precio del contrato.

3.2.2.6 Riesgo En El Precio De Los Combustibles

El incremento sostenido en el precio del petróleo debido al mayor consumo del mismo de los países asiáticos y a los conflictos bélicos en Medio Oriente, ha producido un incremento sostenido en el precio internacional de los combustibles fósiles (bunker, diesel, gasolina, etc.).

En el Ecuador actualmente existe el riesgo a la variación del precio del combustible, pues los mismos se encuentran subsidiados y presentan valores fijos, pero si en el futuro se elimina el subsidio, las centrales térmicas estarían expuestas al riesgo en el precio del combustible.

Una alternativa para cubrir este riesgo es trasladar el mismo al cliente, firmando contratos a término en los cuales el precio de la energía esté en función del precio del combustible, con lo cual cualquier incremento en el precio del combustible produciría un incremento automático en el precio de la energía en el contrato cubriendo de esta manera al generador de este riesgo.

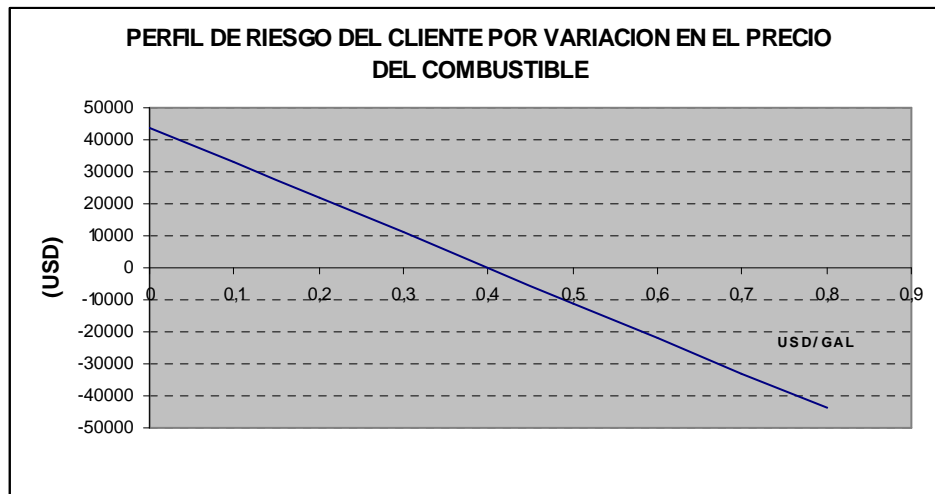


Figura 28: Perfil de riesgo del cliente por compra de contrato de energía

Se puede observar, que si el precio del combustible baja, el cliente “gana” pues el precio de la energía bajará también, pero si el precio del combustible sube también lo hará el precio de la energía con lo cual el cliente “pierde”, el perfil de riesgo del cliente muestra una ganancia limitada, pero una pérdida ilimitada.

Cabe señalar que en caso de un incremento en el precio de los combustibles el precio de la energía en el mercado ocasional también se incrementará, con lo cual existirá “pérdida” para el cliente, pues siempre la energía en el mercado ocasional será mayor al precio de la energía en contratos.

Las horas de operación y la generación de energía de las centrales térmicas, se vería afectado por el incremento en el precio de los combustibles, pues en caso de la eliminación del subsidio a los combustibles, se incrementaría los costos de producción de todas las centrales térmicas, manteniendo el orden de prelación de costos variables de las centrales térmicas, por lo tanto el despacho operativo de estas centrales se vería afectado, únicamente se produciría un incremento en el precio marginal de la energía.

Es importante señalar que el incremento en el precio de los residuos de petróleo será en menor escala que el incremento en el precio del Diesel, Nafta y las gasolinas, lo que produce menor riesgo al precio del combustible.

3.2.2.7 Riesgo De Disponibilidad

Aunque las unidades generadoras de las centrales térmicas poseen más de 20.000,00 horas de operación y las mismas son diseñadas para operar 100.000,00 horas, si consideramos el año de fabricación e instalación de las unidades generadoras la mayoría de las cuales tienen mas de 20 años, existe un considerable riesgo de indisponibilidad de las unidades generadoras.

Para cubrir este riesgo la generación de la central debe ser a tres de varias unidades de generación, con lo cual se disminuye el riesgo de una indisponibilidad total de la central térmica. De acuerdo a la información descrita en el capítulo 2, todas las centrales tienen su capacidad instalada distribuida en dos o más unidades de generación.

Adicionalmente se deberá mantener un stock adecuado de repuestos, que permitan minimizar los tiempos de salidas forzadas y los mantenimientos correctivos y programados. Se deberá además implementar políticas de mantenimiento predictivo, que disminuyan las horas de salida forzadas y mantenimientos correctivos.

3.3 RESUMEN

Las centrales La Propicia, La Libertad y el Cambio presentan un mayor despacho operativo y una mayor generación de energía.

La entrada del Proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, afecta directamente el despacho operativo de las centrales de generación, reduciendo la producción de energía en las centrales térmicas.

La rehabilitación de las centrales térmicas produce en el MEM una disminución en el precio marginal de la energía, incremento de la potencia efectiva disponible y una disminución en el consumo de diesel.

Los riesgos al crédito, liquidez, precio de la energía, cantidad, precio del combustible, estará cubierto con la suscripción de contratos a término con empresas que garanticen el pago.

Los riesgos operacional y de disponibilidad, serán cubiertos mediante las adecuadas políticas de ejecución de mantenimiento, contratación de personal técnico idóneo, adquisición de repuestos y la contratación de seguros multiriesgo.

CAPÍTULO 4: ANALISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL

En este capítulo se realiza el estudio de Impacto Ambiental, de acuerdo a los lineamientos establecidos en el Texto Unificado de la Legislación Ambiental Secundaria (TULAS) libro VI y las Normas Técnicas Ambientales para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental para los Sectores de Infraestructura: Eléctrico, Telecomunicaciones y Transporte publicadas en el Registro Oficial 41 del miércoles 14 de marzo de 2007.

Los procedimientos y normas anteriormente señalados son aceptados y aplicados por el CONELEC que es la autoridad ambiental de control.

Algunos Gobiernos Seccionales (ejemplo: Alcaldías de Quito, Cuenca y Guayaquil) tienen su propia Legislación Ambiental, por lo que los estudios de impacto deben considerar estas Legislaciones. Es importante señalar que existen mayores diferencias entre estas Legislaciones y las anteriormente citadas. En la mayoría de provincias existen Legislaciones seccionales.

4.1 ACTIVIDADES DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)

En este estudio se establecen las macro actividades que deben realizarse para el control del Impacto Ambiental y los costos asociados a estas actividades a fin de internalizar los mismos en los costos totales del proyecto.

Debido a que todas las centrales térmicas objeto del estudio, están actualmente instaladas y operando parcialmente en diferentes provincias de la Costa Ecuatoriana, se requiere realizar el estudio de Impacto Ambiental Ex Post es decir una Auditoria Ambiental con participación ciudadana.

A continuación se describen las macro actividades del EIA, a realizarse en cada una de las centrales de generación. El estudio es el mismo para cada una de las

centrales térmicas pues todas son accionadas por medio de motores de combustión interna instaladas antes del año 2003.

1. Monitoreo
2. Prevención Y Mitigación
3. Seguridad y Salud
4. Capacitación
5. Contingencias
6. Relaciones Comunitarias y Participación Ciudadana

4.1.1 MONITOREO

Emisiones al Aire

La norma de emisiones al aire desde centrales termoeléctricas establecida en las Normas Técnicas Ambientales para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental para los Sectores de Infraestructura: Eléctrico, Telecomunicaciones y Transporte, establece los siguientes límites máximos permisibles de emisiones al aire para motores de combustión interna norma para fuentes en operación antes de enero del 2003

Tabla 20: Límites máximos permisibles de emisiones al aire (Fuente: Normas Técnicas Ambientales)

Contaminante Emitido	Combustible Utilizado	Valor	Unidades
Partículas Totales	Líquido [2]	350	mg/Ndm ³
	Gaseoso	No Aplicable	No Aplicable
Óxidos de Nitrógeno	Líquido	2 300	mg/Ndm ³
	Gaseoso	2 300	mg/Ndm ³
Dióxido de Azufre	Líquido	1 500	mg/Ndm ³
	Gaseoso	No Aplicable	No Aplicable

Las Empresas Distribuidoras disponen de mediciones de descargas al aire, por lo que para realizar la evaluación de las emisiones se considera las mediciones de la central Guangopolo, la cual cuenta con 7 motores de combustión interna de 5,2 MW c/u.

La tabla muestra las emisiones al aire promedio de las unidades de la central guangopolo en noviembre de 2005 operando con diesel, que es la situación actual de las centrales térmicas de las distribuidoras.

Tabla 21: Emisiones al aire con motores operando con diesel (Fuente: UMA TERMOPICHINCHA)

PARÁMETROS	UNIDADES	AVERAGE
TEMPERATURA	°C	322.4
OXIGENO	%	11.61
DIOXIDO DE CARBONO	%	7.44
MONOXIDO DE CARBONO	mg/Ndm3	97
OXIDOS DE NITROGENO	mg/Ndm3	2142
DIOXIDO DE AZUFRE	mg/Ndm3	64

La tabla muestra las emisiones al aire promedio de las unidades de la central guangopolo en julio de 2006 operando con residuo, que sería la condición de las centrales térmicas luego de la rehabilitación.

Tabla 22: Emisiones al aire con motores operando con diesel (Fuente: UMA TERMOPICHINCHA)

PARÁMETROS	UNIDADES	AVERAGE
TEMPERATURA	°C	402,5
OXIGENO	%	11,575
DIOXIDO DE CARBONO	%	7,4225
MONOXIDO DE CARBONO	mg/Ndm3	235,75
DIOXIDO DE AZUFRE	mg/Ndm3	456
OXIDOS DE NITROGENO	mg/Ndm3	2210,75

En La figura 29, se puede observar que las emisiones al aire de los motores de combustión interna de la central Guangopolo operando con diesel o residuo están dentro de los valores exigidos en la norma ambiental.

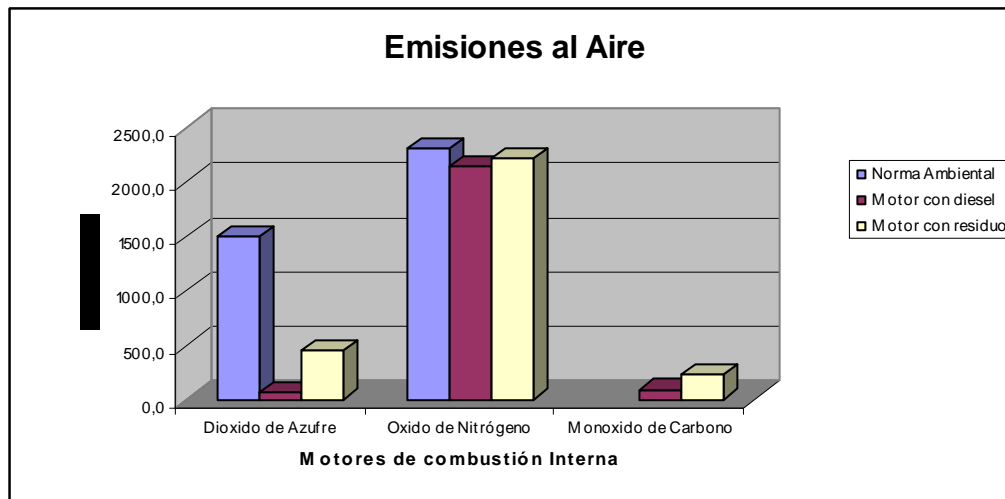


Figura 29: Emisiones al aire de motores de combustión interna

Las emisiones al aire de Óxidos de Nitrógeno, Monóxido de Carbono y Dióxido de Azufre cuando las máquinas operan con residuo se incrementan un poco con relación a la operación con diesel, mientras que el porcentaje de Oxígeno y Dióxido de Carbono disminuyen cuando los motores utilizan residuo para su operación. La figura 30, compara las emisiones de Oxígeno y Dióxido de carbono de los motores operando con diesel y residuo.

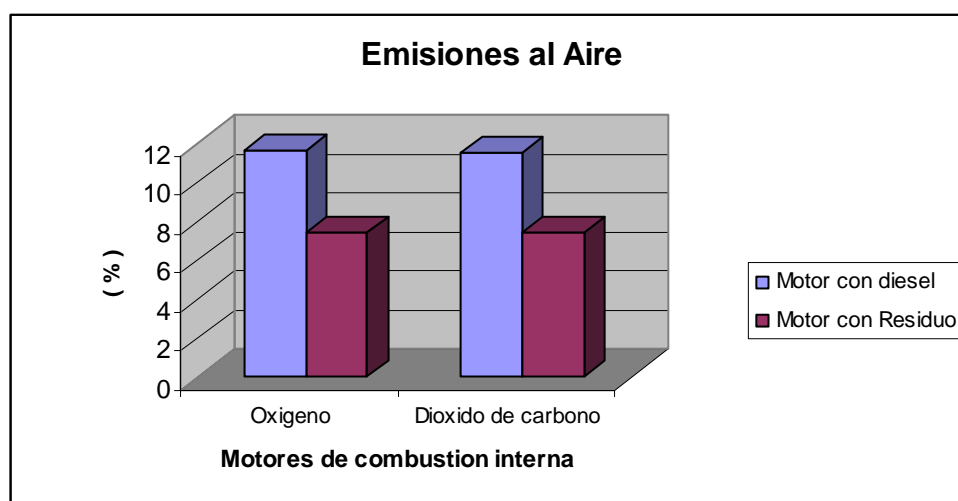


Figura 30: Emisiones de Oxígeno y Dióxido de Carbono

Se realiza mediciones semestrales de emisiones al aire para cada uno de los motores de las centrales térmicas del estudio. TERMOPICHINCHA S.A., dispone de un equipo portátil para la medición de los parámetros descritos en las tablas 1 y 2, esta medición la realiza el personal del departamento de medio ambiente de la empresa, mientras que la medición de partículas se lo realiza con una empresa externa. será necesaria la contratación de personal adicional para realizar estas actividades.

Emisiones Líquidas

Se realizan controles mensuales de emisión de descargas líquidas de agua residual, combustibles y aceites lubricantes a cargo del departamento de medio ambiente de la empresa. Esta actividad tiene costo.

Vibración y Ruido

El análisis de la Vibración y el ruido se lo realiza de acuerdo a los lineamientos del Libro V del TULAS, en lo referente a Límites permisibles de niveles de ruido ambiente y vibraciones en fuentes fijas de combustión.

Las unidades generadoras están instaladas dentro de casas de máquinas diseñadas para aislar el ruido y la vibración, por lo que existe impacto externo

En lo referente al impacto interno de ruido y vibración el departamento de seguridad industrial realiza mediciones semestrales del nivel de ruido y vibración con los equipos que dispone para el efecto. En base a estas mediciones realiza acciones de prevención den el programa de Seguridad Industrial.

4.1.2. PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN

Emisiones al aire.

En vista de que los niveles de emisiones están dentro de los parámetros permitidos, únicamente se realizarán acciones de prevención mediante el monitoreo de las emisiones, para lo cual se instalarán puntos de muestreo en los escapes de cada uno de los motores. En caso de que las emisiones se incrementen se solicitará al área de mantenimiento realicen los ajustes correspondientes en los motores. Esta actividad presenta costos adicionales.

Emisiones Líquidas.

Todos los motores de combustión interna poseen radiadores para el proceso de enfriamiento en un ciclo cerrado, por lo que las descargas de aguas residuales son mínimas.

El agua de los calderos estará en un ciclo cerrado, es decir una vez transformado en vapor en los calderos, pasará por los intercambiadores de calor, luego a un condensador y finalmente el condensado (agua), será enviada nuevamente a los calderos.

Se controlarán que existan fugas de agua en las tuberías, se construirán vertederos y además se construirá un tanque API, donde se acumulará las aguas residuales.

En las bases de los tanques de almacenamiento de combustible y aceite lubricante se construirán cubetos impermeables, para evitar que los derrames ingresen en el suelo.

Los residuos de aceite lubricante y combustible serán almacenados en un tanque de "cieno", estos residuos serán centrifugados e ingresados nuevamente a los

motores para su combustión, el agua producto de la centrifugación será enviada al tanque API.

Los residuos de hidrocarburos almacenados en el Tanque API, serán entregados a empresas cementeras para su disposición final, mientras que el agua de este tanque será evacuada al medio ambiente.

Se construirá una bodega específica para el almacenamiento de productos químicos.

Desechos Sólidos

El manejo y la disposición final de los desechos sólidos peligrosos y peligrosos se lo realizan de acuerdo a lo establecido en libro VI del Tulas así:

Desechos sólidos peligrosos, por ejemplo se reciclará el papel, se venderá la chatarra a empresas fundidoras, etc.

Desechos sólidos peligrosos, por ejemplo, se entregarán los waypes contaminados a un gestor calificado para su incineración, el cieno se entregará al Municipio o a empresas cementeras, se almacenarán los lodos y se entregarán a las empresas bloqueras, etc.

4.1.3 SEGURIDAD Y SALUD

Se aplicará el reglamento interno de Seguridad Industrial de TERMOPICHINCHA S.A. aprobado por el Ministerio de Trabajo, el cual contempla:

Dotación de implementos de seguridad industrial al personal operativo de acuerdo a su función (guantes, gafas, mandiles para soldadura, mándeles para productos químicos casco, guantes para productos químicos, zapatos dieléctricos, zapatos con punta de acero, tapones y/o protectores auditivos, etc.). Además se contratará un seguro médico y contra accidentes para todo el personal.

- Instalación de señalización adecuada
- Adquisición de equipos para emergencias médicas
- Carga y revisión semestral de los extintores de incendios.

Procedimientos de seguridad industrial a ser aplicados por todos los trabajadores, manteniendo un cuidado especial del medio ambiente en todas las actividades a realizarse.

4.1.4 CAPACITACION

Se realiza un plan integral de capacitación interno y externo.

El plan de capacitación interno, se lo dictará al personal de planta en temas como medio ambiente, plan de manejo ambiental, uso de equipos de seguridad industrial, medicina preventiva, procedimientos en caso de catástrofes naturales, se realizaran simulacros con la ayuda de la Cruz Roja y la Defensa Civil. Se formarán brigadas que trabajen en conjunto con la Defensa Civil.

El plan de capacitación externo se lo realiza para la comunidad, en temas como medio ambiente, plan de manejo ambiental, medicina preventiva, procedimientos en caso de catástrofes naturales, los mismos serán dictados a los estudiantes de escuelas, colegios y a la comunidad en general.

4.1.5 CONTINGENCIAS

Se establecerá un procedimiento para el manejo de contingencias, que principalmente se refieren a derrames de combustibles, aceites lubricantes y productos químicos tanto en el transporte desde los lugares de adquisición de los mencionados productos como en las instalaciones de la central.

TERMOPICHINCHA S.A., mantiene como política que todas las empresas de transporte de los productos anteriormente citados, mantengan pólizas de seguros

por daños a terceros, en la cual se incluye remediación ambiental en caso de derrames. En este caso la empresa únicamente coordinará las actividades tendientes a que la remediación sea ajustada a lo establecido en las normas vigentes.

Los derrames las instalaciones de las centrales térmicas, serán controlados por el personal operativo de cada una de las centrales de acuerdo al reglamento establecido y los procesos de remediación ambiental se lo realizan de acuerdo a lo establecido en el libro VI del TULAS.

Además se informará los procedimientos a ser aplicados en caso de incendios en lo referente a proteger a las personas de la empresa y de las comunidades aledañas si es del caso.

En caso de existir afectación a personas y bienes de las comunidades aledañas, debido a la presencia de alguna contingencia, los costos de los mismos serán cubiertos por los seguros por daños a terceros emitido por TERMOPICHINCHA.

4.1.6 RELACIONES COMUNITARIAS Y PARTICIPACION CIUDADANA

Cada central Térmica dispondrá de un presupuesto anual para relaciones comunitarias, el cual será utilizado en tareas de reforestación con plantas oriundas de las zona, apoyo al sector educativo (agasajos navideños, etc.), apoyo a planes de desarrollo comunitario, capacitación en temas ambientales.

Se contratará por los menos un 50% de mano de obra calificada de la zona para trabajos de operación, mantenimiento y tareas administrativas.

Se coordinarán visitas técnicas de escuelas y colegios aledaños a la zona, los costos serán asumidos por la empresa.

El cronograma y las actividades de la auditoría ambiental a ser desarrollada por el departamento de gestión ambiental de TERMOPICHINCHA S.A., será realizado conjuntamente con la participación ciudadana.

4.2 COSTO DE LAS ACTIVIDADES DEL EIA

En base a las actividades descritas en el capítulo 5.1 a continuación se evalúan los costos de manejo ambiental para cada una de las centrales térmicas, los mismos que serán clasificados como costos fijos y costos de inversión.

La Tabla 23, muestra la inversión inicial para el control y mitigación ambiental de cada una de las centrales térmicas objeto del estudio, considerando el número de unidades generadoras que tienen las centrales

Tabla 23: Costos de Inversión EIA (Fuente: UMA TERMOPICHINCHA)

	La Propicia	La Libertad	El Cambio	Miraflores
Puntos de muestreo de emisiones al aire	\$ 5.000,0	\$ 2.000,0	\$ 4.000,0	\$ 2.000,0
Adquisición e instalación del Tanque API	\$ 20.000,0	\$ 20.000,0	\$ 20.000,0	\$ 20.000,0
Instalación vertederos para caderos	\$ 15.000,0	\$ 6.000,0	\$ 12.000,0	\$ 6.000,0
Impermeabilización de cubetos de tanques de combustible.	\$ 10.000,0	\$ 10.000,0	\$ 10.000,0	\$ 10.000,0
Contrucción de bodega para productos químicos	\$ 5.000,0	\$ 5.000,0	\$ 5.000,0	\$ 5.000,0
INVERSION TOTAL	\$ 55.000,0	\$ 43.000,0	\$ 51.000,0	\$ 43.000,0

La Tabla 24, muestra los costos fijos anuales que requerirán cada una de las centrales térmicas para la ejecución del EIA, considerando el número de unidades generadoras instaladas en cada central.

Los costos del control y mitigación del impacto ambiental, serán considerados en los costos fijos de los proyectos, para la evaluación financiera.

Tabla 24: Costos de Fijos EIA (Fuente: UMA TERMOPICHINCHA)

	La Propicia	La Libertad	El Cambio	Miraflores
Monitoreo de partículas de emisiones al aire	\$ 2.500,0	\$ 1.000,0	\$ 2.000,0	\$ 1.000,0
Capacitación interna y externa	\$ 4.000,0	\$ 4.000,0	\$ 4.000,0	\$ 4.000,0
Seguridad Industrial y Salud	\$ 25.000,0	\$ 15.000,0	\$ 20.000,0	\$ 15.000,0
Impermeabilización de cubetos de tanques de combustible.	\$ 10.000,0	\$ 10.000,0	\$ 10.000,0	\$ 10.000,0
Contingencias	\$ 5.000,0	\$ 5.000,0	\$ 5.000,0	\$ 5.000,0
Relaciones comunitarias	\$ 5.000,0	\$ 5.000,0	\$ 5.000,0	\$ 5.000,0
COSTO ANUAL	\$ 51.500,0	\$ 40.000,0	\$ 46.000,0	\$ 40.000,0

4.3 RESUMEN DEL CAPÍTULO

Actualmente estas centrales térmicas, realizan las mediciones de las emisiones gaseosas ni líquidas, y disponen de un buen plan de manejo ambiental en el que participe la comunidad.

Se deberá presentar al CONELEC un plan de manejo y mitigación ambiental ex post, es decir una auditoria ambiental con participación ciudadana, debido a que las centrales térmicas se encuentran instaladas y operando.

Las emisiones al aire de los grupos generadores utilizando residuo de petróleo o diesel presentan valores similares y están dentro de la norma.

Las principales actividades del EIA detalladas en el estudio deberán ser consideradas en el EIA ex post para su ejecución con cronogramas y tiempos de ejecución respetando los mismos. Los costos del EIA ex post, serán considerados en los costos totales del proyecto.

Con estos antecedentes se puede concluir que será factible la aprobación del EIA por parte del CONELEC y que existirá oposición de las comunidades aledañas a las centrales térmicas.

CAPÍTULO 5: ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO Y LEGAL DEL PROYECTO

En este capítulo se realiza el análisis económico financiero del proyecto, que permitirá evaluar la rentabilidad de cada una de las unidades de negocio.

Se estudiarán los costos de inversión, los costos fijos para la operación de las centrales de generación, se calcula la tasa de descuento para los proyectos, se elaborará el presupuesto de explotación a 10 años y el flujo de caja permitiendo obtener para cada unidad de negocio la VAN Y TIR.

Finalmente se realiza el análisis Legal y Regulatorio de la ejecución del proyecto.

5.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Las inversiones requeridas para la rehabilitación y optimización de las centrales térmicas que pueden ser convertidas para operar con combustible pesado en sustitución del diesel. Dentro del rubro de los costos de inversión también se considera la valoración los activos de estas centrales térmicas, cuyo costo se pagaría al inicio del proyecto. El soporte para el Cálculo de estos costos se adjunta en el Anexo 5.1

5.1.1 CENTRAL TÉRMICA LA PROPICIA

Considerando para esta central la rehabilitación de las unidades 1 y 2 para operar con combustible pesado -residuo, por medio de los trabajos de rehabilitación detallados en el capítulo 2, los mismos que requieren la inversión detallada en la Tabla 25:

Tabla 25: Costos de rehabilitación de la central La Propicia (Fuente: VT TERMOPICHINCHA)

REHABILITACION MOTOR 1	670.000
Adquisición de Cigüeñal	600.000
Contrato de instalación y reparación motor	70.000
TUBERIA COMBUSTIBLE	75.000
Adquisición de tubería y materiales	65.000
Contrato de instalación de tubería	10.000
CALDEROS	255.000
Adquisición de 1 Caldero auxiliar	75.000
Adquisición de 2 calderos recuperadores de calor	150.000
Contrato de instalación de calderos	30.000
SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL	45.000
Contrato instalación Medidores Digitales, TCs y TPs	40.000
Sistemas de comunicaciones (INTERNET)	5.000
SISTEMA DE CONTROL	25.000
Inspección y mantenimiento de paneles de control	25.000
CIRCUITO DE VAPOR	25.000
Recolección de condensado	15.000
Rehabilitación circuito de vapor	10.000
ADECUACION OBRA CIVIL	80.000
Contrato pintura y reparación casa de máquinas	30.000
Contrato pintura tanques de almacenamiento combustible	30.000
Contrato instalación Cerramiento de malla	20.000
REHABILITACION MOTOR 2	90.000
Mantenimiento motor	75.000
Revisión de Auxiliares	10.000
Pruebas y puesta en servicio	5.000
GESTION AMBIENTAL	55.000
INVERSION INICIAL TOTAL	1.320.000

En la Tabla 26, se muestra el resumen de la valoración de los activos de la central La Propicia, realizada al 20 de octubre de 2006, por ACURIO & ASOCIADOS S.A., empresa calificada por la Superintendencia de Compañías.

Tabla 26: Valoración de la central La Propicia (Fuente: Informe Valoración Acurio & Asociados)

Unidades de generación y auxiliares	2.471.137,62
Area de generación y equipamiento	679.562,38
Repuestos	401.540,00
TOTAL AVALUO COMERCIAL	3.552.240,00

Unidades de la Central Luluncoto

En la Tabla 27, se muestra el detalle de la inversión para el traslado, rehabilitación, optimización y operación de las tres unidades de la Central Luluncoto, actualmente ubicada en la ciudad de Quito a las instalaciones de la central La Propicia ubicada en la ciudad de Esmeraldas.

Tabla 27: Costos de rehabilitación y traslado de la central Luluncoto (Fuente: VT TERMOPICHINCHA)

Traslado Unidades Luluncoto	500.000,0
Contrato de desmontaje de las instalaciones	120.000,0
Contrato de Embalaje	25.000,0
Contrato de transporte y almacenamiento	85.000,0
Contrato de diseño y construcción Obras Civiles en la central La Propicia	150.000,0
Contrato para Montaje, mantenimiento y cambio de combustible de las tres unidades	120.000,0
Adquisición Repuestos para unidad No. 12	554.000,0
Dos Rotores Para Turbocargadores	300.000,0
Dos brazos de biela	52.000,0
Ocho Cojinete de Bolón de pistón	2.800,0
Ocho Levas de admisión y escape	26.400,0
Compra Paneles Nuevos para Radiadores	150.000,0
Repuestos Varios	22.800,0
Adquisición Repuestos Conversión de Diesel a HFO	398.000,0
Adquisición de inyectores refrigerados	120.000,0
Bomba de inyección para bunker	168.000,0
Un caldero de recuperación de calor	75.000,0
Alimentación de vapor para calentamiento.	35.000,0
Instalaciones Generales	675.000,0
Rehabilitación de radiadores de refrigeración.	120.000,0
Rehabilitación de sistema de control y protección.	25.000,0
Revisión y mantenimiento de tableros.	15.000,0
Repuestos para overhaul para 2 motores	220.000,0
Transformador elevación 6,3/13,8 KV-11,5 MVA	250.000,0
Medidores electrónicos de Energía	45.000,0
TOTAL	2.127.000,0

El Acta de Acuerdos preliminares por suscribirse entre TERMOPICHINCHA S.A. y la Empresa Eléctrica Quito, señala que el costo de las tres unidades generadoras de la Central Luluncoto tienen un valor de USD 400.000,00, mientras que el costo de los repuestos se estima en USD 150.000,00, dando una valoración total de USD 550.000,00.

Resumen

El costo total de la rehabilitación y traslado será de USD 3'447.000,00 y la valoración de la central La Propicia y de las unidades de la central Luluncoto es USD 4'102.240,00

5.1.2 CENTRAL TÉRMICA LA LIBERTAD

Considerando para esta central la rehabilitarán de las unidades 8 y 9, para operar con combustible pesado -bunker, por medio de los trabajos de rehabilitación detallados en el capítulo 2 los mimos que requieren la inversión detallada en la tabla 28.

Tabla 28: Costos de rehabilitación de la central La Libertad (Fuente: VT TERMOPICHINCHA)

REHABILITACION MOTOR 8	392.000
Adquisición de turbocargadores	240.000
Adquisición de Repuestos	82.000
Contrato de reparación del motor	70.000
OVERHAULL MOTOR 9	130.000
Adquisición repuestos para OVERHAULL	110.000
Ejecución del Mantenimiento	20.000
CALDEROS	255.000
Adquisición de 1 Caldero auxiliar	75.000
Adquisición de 2 calderos recuperadores de calor	150.000
Contrato de instalación de calderos	30.000
SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL	45.000
Contrato instalación Medidores Digitales, TCs y TPs	40.000
Sistemas de comunicaciones (INTERNET)	5.000
SISTEMA DE CONTROL	25.000
Inspección y mantenimiento de paneles de control	25.000
CIRCUITO DE VAPOR	25.000
Recolección de condensado	15.000
Rehabilitación circuito de vapor	10.000
ADECUACION OBRA CIVIL	40.000
Contrato de instalación de cerramiento de malla	20.000
Contrato de reparación de tubería de combustible	20.000
GESTION AMBIENTAL	43.000
INVERSION INICIAL TOTAL	955.000

En la tabla 29 se muestra la valoración de los activos estimada de la central La Libertad, la cual se realizó, tomando como referencia la oferta de una central nueva de motores de combustión interna en el año 2002 y además considerando las horas de operación, mantenimiento, velocidad de giro de los motores, la situación actual de las unidades de generación. Para los terrenos y equipamiento civil, se toma como referencia la valoración de la central La Propicia realizada ACURIO & ASOCIADOS. La tabla 22 muestra el resumen de la valoración.

Tabla 29: Valoración estimada central La Libertad (Fuente: VT TERMOPICHINCHA)

Unidades de generación y axiliares	1.847.979
Area de generación y equipamiento	650.000
Repuestos	100.000
TOTAL AVALUO COMERCIAL	2.597.979

Resumen

El costo total de la rehabilitación y traslado será de USD 955.000,00 y la valoración de la central es USD 2'597.979,00

5.1.3 CENTRAL TÉRMICA EL CAMBIO

Considerando para esta central la rehabilitación las unidades 1 y 2, para operar con combustible pesado -Residuo, por medio de los trabajos de rehabilitación detallados en el capítulo 2 los mimos que requieren demandará la inversión detallada en la Tabla 30:

Tabla 30: Costos de rehabilitación de la central El Cambio (Fuente: VT TERMOPICHINCHA)

REHABILITACION MOTOR 2	227.000
Contrato de reparación de turbocargadores	90.000
Adquisición de Repuestos varios	67.000
Contrato de reparación del motor	70.000
REHABILITACION MOTOR 1	830.000
Adquisición de cigüeñal	600.000
Adquisición de Repuestos varios	70.000
Contrato de reparación de turbocargadores	90.000
Contrato de reparación del motor	70.000
OVERHAULL MOTOR 3	220.000
Adquisición repuestos para OVERHAULL	110.000
Contrato de reparación de turbocargadores	90.000
Ejecución del Mantenimiento	20.000
OVERHAULL MOTOR 4	220.000
Adquisición repuestos para OVERHAULL	110.000
Contrato de reparación de turbocargadores	90.000
Ejecución del Mantenimiento	20.000
CALDEROS	425.000
Adquisición de 1 Caldero auxiliar	75.000
Adquisición de 4 calderos recuperadores de calor	300.000
Contrato de instalación de calderos	50.000
SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL	65.000
Contrato instalación Medidores Digitales, TCs y TPs	60.000
Sistemas de comunicaciones (INTERNET)	5.000
SISTEMA DE CONTROL	25.000
Inspección y mantenimiento de paneles de control	25.000
CIRCUITO DE VAPOR	25.000
Recolección de condensado	15.000
Rehabilitación circuito de vapor	20.000
ADECUACION OBRA CIVIL	40.000
Contrato de instalación de cerramiento de malla	20.000
Contrato de reparación de tubería de combustible	20.000
GESTION AMBIENTAL	51.000
INVERSION INICIAL TOTAL	2.128.000

En la tabla 31 se muestra la valoración de los activos estimada de la central El Cambio, la cual se realizó tomando como referencia la oferta de una central nueva de motores de combustión interna en el año 2002 y además considerando las horas de operación, mantenimiento, velocidad de giro de los motores y la situación actual de las unidades de generación. Para los terrenos y equipamiento civil, se toma como referencia la valoración de la central La Propicia realizada ACURIO & ASOCIADOS

Tabla 31: Valoración estimada central El Cambio (Fuente: VT TERMOPICHINCHA)

Unidades de generación y axiliares	2.292.900
Area de generación y equipamiento	650.000
Repuestos	450.000
TOTAL AVALUO COMERCIAL	3.392.900

Resumen

El costo total de la rehabilitación y traslado será de USD 2'128.000,00 y la valoración de las unidades es USD 3'392.900,00

5.1.4 CENTRAL TÉRMICA MIRAFLORES

Considerando para esta central se rehabilitarán las unidades 11 y 12, para operar con combustible -residuo, por medio de los trabajos de rehabilitación detallados en el capítulo 2, los mismos que requieren de la siguiente inversión:

Tabla 32: Costos de rehabilitación de la central Miraflores (Fuente: VT TERMOPICHINCHA)

REHABILITACION MOTOR 11	747.000
Adquisición de Cigüeñal	600.000
Adquisición de Repuestos	77.000
Contrato de reparación del motor	70.000
OVERHAULL MOTOR 12	130.000
Adquisición repuestos para OVERHAULL	110.000
Ejecución del Mantenimiento	20.000
CALDEROS	255.000
Adquisición de 1 Caldero auxiliar	75.000
Adquisición de 2 calderos recuperadores de calor	150.000
Contrato de instalación de calderos	30.000
SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL	45.000
Contrato instalación Medidores Digitales, TCs y TPs	40.000
Sistemas de comunicaciones (INTERNET)	5.000
SISTEMA DE CONTROL	25.000
Inspección y mantenimiento de paneles de control	25.000
CIRCUITO DE VAPOR	25.000
Recolección de condensado	15.000
Rehabilitación circuito de vapor	10.000
ADECUACION OBRA CIVIL	80.000
Contrato pintura y reparación casa de máquinas	30.000
Contrato de instalación de cerramiento de malla	20.000
Contrato de pintura de tanques de combustible	30.000
GESTION AMBIENTAL	43.000
INVERSION INICIAL TOTAL	1.350.000

En la tabla 33 se muestra la valoración de los activos estimada de la central Miraflores, la cual se realizó, tomando con referencia la oferta de una central nueva de motores de combustión interna en el año 2002 y además considerando las horas de operación, mantenimiento, velocidad de giro de los motores y la situación actual de las unidades de generación. Para los terrenos y equipamiento civil, se toma como referencia la valoración de la central La Propicia realizada ACURIO & ASOCIADOS

Tabla 33: Valoración estimada central Miraflores (Fuente: VT TERMOPICHINCHA)

Unidades de generación y auxiliares	2.626.400
Area de generación y equipamiento	650.000
Repuestos	400.000
TOTAL AVALUO COMERCIAL	3.676.400

Resumen

El costo total de la rehabilitación y traslado será de USD 1'350.000,00 y la valoración de las unidades es USD 3'676.400,00

5.2 COSTOS FIJOS DE OPERACION

La operación de cada central de generación, demanda costos fijos conformados por personal de operación y mantenimiento, depreciación, seguros de la instalaciones y costos de comercialización y administración.

Se consideran únicamente los costos fijos incrementales requeridos para la operación de cada una de las centrales térmicas, la administración de las Unidades de Negocio se las realiza con el personal administrativo de TERMOPICHINCHA S.A., ubicado en la ciudad de Quito, con lo que se optimizará el costo del mencionado personal.

A continuación se presenta la evaluación de los costos fijos tomando como referencia los costos del año 2006 de la Central Térmica Guangopolo.

5.2.1 CONSIDERACIONES REALIZADAS PARA EL CÁLCULO DE LOS COSTOS FIJOS

Para la determinación de los costos fijos de cada una de las centrales térmicas que serían rehabilitadas y optimizadas se han realizado las siguientes consideraciones:

Personal de Operación y Mantenimiento: Las actividades de operación y mantenimiento de las centrales mayores a 10 MW se requiere contar con:

- 1 Ingeniero JEFE DE PLANTA
- 4 Ingenieros SUPREVISORES DE OPERACIÓN
- 8 Tecnólogos OPERADORES DE PLANTA
- 3 Tecnólogos MECANICOS
- 1 Tecnólogo ELECTRICISTA
- 1 Bachiller AYUDANTE MECANICO

Mientras las actividades de operación y mantenimiento de centrales menores a 10 MW, requiere:

- 1 Ingeniero JEFE DE PLANTA
- 4 Ingenieros SUPREVISORES DE OPERACIÓN
- 4 Tecnólogos OPERADORES DE PLANTA
- 2 Tecnólogos MECANICOS
- 1 Tecnólogo ELECTRICISTA
- 1 Bachiller AYUDANTE MECANICO

Personal Administrativo: La administración de las centrales térmicas estará centralizada en la ciudad de Quito y solamente se contratará el siguiente personal administrativo para cada una de las centrales:

- 1 SECRETARIA
- 1 BODEGUERO
- 1 CONTADOR

El sueldo anual será la suma de los salarios mensuales del personal descrito anteriormente, más todos los beneficios que determina de Ley, la escala salarial será igual para todas las centrales de generación del estudio.

Depreciación: En vista de que las unidades de generación de las centrales tienen 20.000,00 horas de operación y el tiempo de vida útil de las mismas es 100.000,00 horas, por lo que les resta 80.000,00 horas de operación y considerando 8.000 horas anuales de operación, el cálculo de la depreciación se la realiza para un período de 10 años, utilizando el método lineal, para el período de análisis y considerando como valor del activo fijo el costo total de la inversión; es decir la suma de la Inversión en la rehabilitación más la valoración de los activos de la central de generación.

Seguros de las Instalaciones: TERMOPICHINCHA S.A., mantiene contratados en una sola póliza los seguros contra rotura de maquinaria, lucro cesante,

incendios y desastres naturales, daños a terceros, seguro medico y de vida del personal, bienes menores.

TERMOPICHINCHA S.A., incluirá en su póliza de seguros las centrales térmicas adquiridas, por lo que se pagará el mismo valor de la prima vigente para la empresa en el año 2006 – 2007, el valor asegurable de cada una de las centrales de generación es igual al valor total de la inversión.

Comercialización y Administración: Se consideran los costos incrementales de comercialización y administración requeridos para la operación de cada una de las centrales térmicas, el cual considera los rubros de personal administrativo, Viáticos, Dietas del Directorio, Movilización y Capacitación, Materiales, Servicios Básicos, Contratos y Otros Servicios, e Impuestos y Contribuciones, para el cálculo de estos valores se considera como referencia los costos del año 2007 de TERMOPICHINCHA S.A..

Costos Fijos totales :

En la Tabla 34 se muestra los Costos Fijos estimados para cada una de las centrales de térmicas de generación:

Tabla 31: Costos fijos requeridos para la operación de las centrales térmicas (Elaboración Propia)

Rubro	La Propicia	La Libertad	El Cambio	Miraflores
Personal de O&M	\$ 238.560,00	\$ 183.960,00	\$ 238.560,00	\$ 238.560,00
Depreciación	\$ 734.424,00	\$ 354.682,73	\$ 552.090,05	\$ 502.640,00
Seguros de la instalaciones	\$ 286.487,50	\$ 146.575,00	\$ 316.468,75	\$ 199.875,00
Comercializacion y Adm.	\$ 363.710,25	\$ 246.172,60	\$ 330.954,12	\$ 277.505,76
Gestión Ambiental	\$ 51.500,00	\$ 40.000,00	\$ 46.000,00	\$ 40.000,00
TOTAL	\$ 1.674.681,75	\$ 971.390,32	\$ 1.484.072,92	\$ 1.258.580,76

De la tabla 34 se observa que la central La Propicia presenta los mayores costos fijos debido a la mayor participación en depreciación debido a una inversión mayor, mientras que los menores costos fijos los presenta la central La Libertad, pues es la de menor potencia a ser rehabilitada.

El detalle del cálculo se muestra en el Anexo 5.2.

5.3 PRESUPUESTO DE EXPLOTACION

Para cada una de las centrales de generación consideradas como Unidades de Negocio, se establece el Presupuesto de Explotación a 10 años, bajo las siguientes consideraciones:

5.3.1 CONSIDERACIONES REALIZADAS PARA EL PRESUPUESTO DE EXPLOTACION

Asignación Potencia Remunerable: En base a lo establecido en la Regulación CONELEC 003/04 y considerando el cronograma de ejecución de los trabajos de rehabilitación de la Centrales, se considera la asignación de Potencia Remunerable equivalente al 90% de la potencia efectiva de la central, en este porcentaje se consideran la indisponibilidad de las unidades generadoras por mantenimiento programado, mantenimiento correctivo y salidas forzadas, de acuerdo al historial de la central Guangopolo.

Precio anual de Potencia Remunerable: El precio establecido por el CONELEC que es de 68,4 USD/KW-anual ($5.7 \text{ USD/KW-mes} \times 12 \text{ meses} = 68,4$), que se encuentra vigente desde el año 2004, el mismo se lo considera constante durante todo el período del proyecto y la potencia se liquida en el mercado ocasional.

Producción anual de energía: En el capítulo 3, se estableció la producción de energía anual de cada una de las centrales de generación, para dos escenarios, el primero sin la entrada del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair y el segundo con la entrada del mencionado proyecto.

Precio de la energía: En el capítulo 3, se obtiene los precios del mercado ocasional y considerando que la totalidad de la energía producida en las centrales de generación será comercializada en contratos a término a un precio referencial de 58 USD/MWh, que es el promedio ponderado de los precios del mercado ocasional, el precio de la energía será ajustado mensualmente en función de los

precios vigentes de combustible en el mes en que se realice la venta de energía, para lo cual se considera un precio base del residuo de 0,42 USD/gal.

Cabe mencionar que el precio de la energía en contratos es competitivo, si consideramos que el precio de los contratos de ELECTROGUAYAS-TRINITARIA está en el orden de 64 USD/MWh y el precio de los contratos de TERMOPICHINCHA – GUANGOPOLO está en el orden de 62 USD/MWh.

Para el análisis del proyecto se considera el precio del residuo de petróleo constante, por lo que el precio de la energía también se mantiene fijo durante todo el período de análisis. Si se produce un incremento en el precio de los combustibles el precio de la energía será ajustado, por lo que cualquier incremento en precio de los mismos será compensado con el incremento en el precio de la energía en los contratos.

Costos Variables de Producción: Los CVP son calculados en base de los lineamientos establecidos en la Regulación CONELEC 003/03 “DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN”, para lo cual se considera el precio de los combustibles, aceites lubricantes, productos químicos, costos de mantenimiento y consumo de energía eléctrica para servicios auxiliares para un determinado período de tiempo.

Costos Fijos: Los costos fijos establecidos para cada una de las centrales se mantendrán fijos durante todo el horizonte de estudio.

5.3.2 RESULTADOS DEL PRESUPUESTO DE EXPLOTACION

En la Tabla 35 se indica el Presupuesto de Explotación para el Escenario 1, para los 10 años del proyecto, en el Anexo 5.3 se muestra el detalle del cálculo.

Tabla 35: Presupuesto de explotación con la entrada del Coca Codo Sinclair (Elaboración Propia)

	LA PROPICIA	LA LIBERTAD	EL CAMBIO	MIRAFLORES
Ingresos	\$ 78.387.455,71	\$ 40.105.827,20	\$ 60.846.136,62	\$ 18.924.361,89
Costos	\$ 58.633.721,08	\$ 28.259.966,63	\$ 49.568.746,63	\$ 21.215.390,88
Utilidad Antes de Impuestos	\$ 19.753.734,63	\$ 11.845.860,57	\$ 11.277.389,99	-\$ 2.291.028,99

La central La Propicia, produce la mayor utilidad durante el período de análisis, seguido de la Central La Libertad y El Cambio, mientras que la central Miraflores presenta utilidad negativa.

La utilidad negativa de la central Miraflores es debido a que es la central que mayor CVP presenta, presentando un bajo despacho operativo, por lo tanto una baja producción de energía, sus ingresos por ventas disminuyen y cubren sus costos variables (relativamente altos) pero alcanzan a cubrir la totalidad de sus costos fijos.

En la Tabla 36 se indica el Presupuesto de Explotación para el Escenario 2, para los 10 años del proyecto, el Anexo 4.3 muestra el detalle del cálculo.

Tabla 36: Presupuesto de explotación sin la entrada del Coca Codo Sinclair (Elaboración Propia)

	LA PROPICIA	LA LIBERTAD	EL CAMBIO	MIRAFLORES
Ingresos	\$ 46.113.702,78	\$ 23.185.168,02	\$ 36.519.496,33	\$ 7.866.993,80
Costos	\$ 31.474.162,93	\$ 16.476.239,28	\$ 29.749.618,01	\$ 9.999.314,37
Utilidad Antes de Impuestos	\$ 14.639.539,85	\$ 6.708.928,75	\$ 6.769.878,32	-\$ 2.132.320,56

El ingreso del proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, produce una disminución en la producción de energía en las centrales térmicas, esto produce una disminución de la utilidad en las centrales La Propicia, La Libertad y El Cambio, mientras que en la central Miraflores se mantiene la pérdida.

Basados en estos resultados, se concluye que las centrales La Propicia, La Libertad y El Cambio, producen una rentabilidad adecuada.

5.4 FLUJO DE CAJA

Para cada una de las centrales de generación consideradas como Unidades de Negocio, se realiza el Flujo de Caja a 10 años para evaluar el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), bajo las siguientes consideraciones:

5.4.1 CONSIDERACIONES REALIZADAS PARA EL FLUJO DE CAJA

Escenarios: El flujo de caja se evalúa para los dos escenarios planteados para el Presupuesto de Explotación, es decir con y sin la entrada en operación en el año 2013 del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair.

Recuperación de las ventas: La recuperación de las ventas de energía establecida en el contrato PPA debido a la garantía de pago será del 100% mientras que la recuperación de las ventas de potencia y otros rubros del Mercado Ocasional se estima en 50 % de acuerdo al nivel de recaudaciones que presenta este Mercado.

Costos: Se considera el pago del 100% de los costos variables y el 100% del pago de los costos fijos en los cuales se incluye la depreciación.

Inversión: Se considera el pago total de la inversión en rehabilitación y la adquisición de las centrales en el año cero y luego de la rehabilitación la misma que se la ejecutaría en un año, se comenzará con la producción de energía.

Horizonte del proyecto: Para efectos de la evaluación financiera se consideran 10 años como horizonte del tiempo del proyecto.

Valor del rescate: Al final de los 10 años del horizonte de evaluación del proyecto, se estima un valor de rescate del proyecto igual al valor de los terrenos. Toda la maquinaria y equipo auxiliar se considera obsoleto con un costo de USD 0 ,00.

Cálculo de la Tasa de Descuento

La rentabilidad exigida por el accionista depende del riesgo relevante de esa inversión, que corresponde al costo de oportunidad de esos recursos. La medida de riesgo sistemático o de mercado más usada en mercados internacionales es la Beta.

De acuerdo a la Tabla 38, el valor del beta para el negocio eléctrico es de 0,67.

Tabla 38: Beta de Mercado para diferentes tipos de Negocios. Fuente Econ. Carlos Artieda

RIESGO TOTAL vs RIESGO DE MERCADO		
INDUSTRIA	Beta Activo MERCADO	Beta Activo TOTAL
Transporte aéreo	1,09	2,04
Bancos	0,48	1,48
Biotecnología	1,36	3,32
Tv Cable	1,19	1,86
Cemento	0,74	1,23
Chemical	0,68	1,41
Electricidad	0,47	0,67
Entretención	1,22	2,33
Atención Médicos	0,84	2,23
Metales & Minería	0,87	1,78
Equipos Explotación de Petróleo	0,89	0,97
Papel y productos forestales	0,57	1,16
Producción Petróleo	0,54	2,21
Petróleo Integrado	0,8	1,59
Restaurant	0,63	2,19
Telecomunicaciones	1,11	2,19
BETA MERCADO : INDICE ACCIONARIO		

Rendimiento para accionistas de Electricidad en el Ecuador.

$$Re = Rf + Bi (Rm - Rf)$$

$$Re = 2.93 + 0.67(14)$$

$$Re = 12.3 \%$$

Por lo tanto la tasa de descuento para evaluar los proyectos será del 12%.

5.4.2 RESULTADOS DEL PRESUPUESTO DE CAJA

En la Tabla 39 se muestra la TIR y el VAN de cada una de las centrales de generación térmica, sin considerar el ingreso en operación del Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, el Anexo 4.4 muestra el detalle del cálculo.

Tabla 39: Resultados flujos de caja sin la entrada del Coca Codo Sinclair (Elaboración Propia)

	LA PROPICIA	LA LIBERTAD	EL CAMBIO	MIRAFLORES
TIR	35,8%	35,9%	21,4%	
VAN	\$ 6.978.915,87	\$ 3.241.937,14	\$ 1.648.141,39	-\$ 5.816.007,13

Las centrales La Propicia, La Libertad y El Cambio presentan un VAN positivo y valores interesantes de TIR, mientras que las central y Miraflores presenta un VAN negativo por lo que se puede calcular la TIR.

El VAN negativo de la central Miraflores, es justificado por la utilidad negativa que se presentó en el presupuesto de explotación, es decir los ingresos de la central Miraflores cubren los costos operativos y mucho menos la inversión inicial.

En la Tabla 40 muestra la TIR y el VAN de cada una de las centrales de generación térmica, considerando el ingreso en operación del Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair en el año 2013, el Anexo 5.4 muestra el detalle del cálculo.

Tabla 40: Resultados flujos de caja con la entrada del Coca Codo Sinclair (Elaboración Propia)

	LA PROPICIA	LA LIBERTAD	EL CAMBIO	MIRAFLORES
TIR	29,4%	29,0%	13,2%	
VAN	\$ 3.652.994,10	\$ 1.598.465,68	\$ 83.493,53	-\$ 5.901.831,49

Con el ingreso en operación del Proyecto Coca Codo Sinclair en el año 2013, disminuye la TIR y el VAN (pero mantiene valores positivos) de las centrales La Propicia y La Libertad y El Cambio, mientras que la central Miraflores mantiene el VAN negativo.

De acuerdo a estos indicadores financieros, se puede concluir que las centrales La Propicia, La Libertad y El Cambio, presentan una rentabilidad interesante.

5.5 ANÁLISIS DE SENSITIVIDAD

Una vez identificadas las unidades de negocio que presentan una adecuada rentabilidad, se realiza el análisis de sensibilidad de la Tasa Interna de Retorno, ante la variación del precio de la energía en contratos, la recaudación y la cantidad de energía generada, para cada una de las Unidades de Negocio.

Sensitividad de la TIR ante la variación del precio de la energía

La tabla 41 muestra el análisis de sensibilidad de la TIR con respecto al precio de la energía, para lo cual se han considerado dos precios por encima del precio establecido para el proyecto y dos precios por debajo del precio referencial del estudio.

La tabla 41 muestra el análisis de sensibilidad de la TIR con respecto al precio de la energía

Precio de la Energía (USD/KWh)	Tasa Interna de Retorno (% TIR)					
	LA PROPICIA		LA LIBERTAD		EL CAMBIO	
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 1	Esc. 2
0,060	39,5%	33,6%	39,9%	33,6%	23,3%	15,4%
0,059	37,7%	31,5%	37,9%	31,3%	21,4%	13,2%
0,058	35,8%	29,4%	35,9%	29,0%	19,5%	11,0%
0,057	34,0%	27,3%	33,8%	26,7%	17,5%	8,7%
0,056	32,1%	25,1%	31,8%	24,3%	15,5%	6,4%

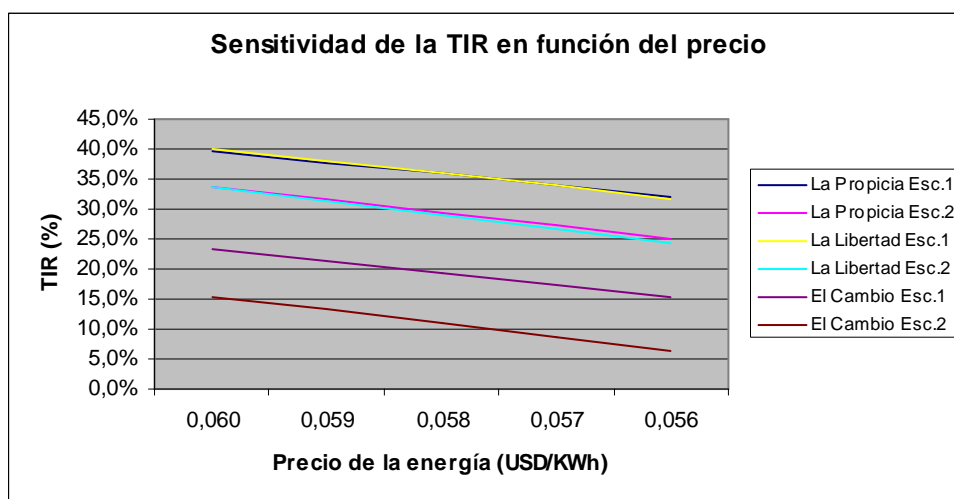


Figura 31 Sensitividad de la TIR ante variación precio energía

En La figura 31, se puede observar que la Sensitividad de la TIR ante la variación del precio de la energía, en los dos escenarios de análisis es igual para las centrales La Propicia y La Libertad. La sensibilidad de la central El Cambio en los dos escenarios de análisis presenta la misma pendiente, que las otras dos

centrales, con valores más bajos de TIR, se puede observar que la TIR es sensible al precio.

Sensitividad de la TIR ante la variación de la recaudación

Para este análisis se considera la variación de la recaudación en el Mercado Ocasional (Ventas de la potencia remunerable) con dos valores superiores y dos inferiores a los valores de la recaudación establecida en el estudio.

Es importante señalar que la recaudación de los contratos es del 100%, y presenta variación. La Tabla 42, muestra la variación de la TIR en función de la recaudación del mercado ocasional.

La Tabla 42, muestra la variación de la TIR en función de la recaudación del mercado ocasional.

Recaudación Spot	Tasa Interna de Retorno (% TIR)					
	LA PROPICIA		LA LIBERTAD		EL CAMBIO	
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 1	Esc. 2
90%	42,2%	36,7%	42,8%	37,0%	26,2%	18,8%
70%	39,0%	33,1%	39,3%	33,0%	23,8%	16,0%
50%	35,8%	29,4%	35,9%	29,0%	21,4%	13,2%
30%	32,6%	25,6%	32,3%	24,8%	10,8%	0,9%
10%	29,3%	21,7%	28,7%	20,5%	4,7%	-5,8%

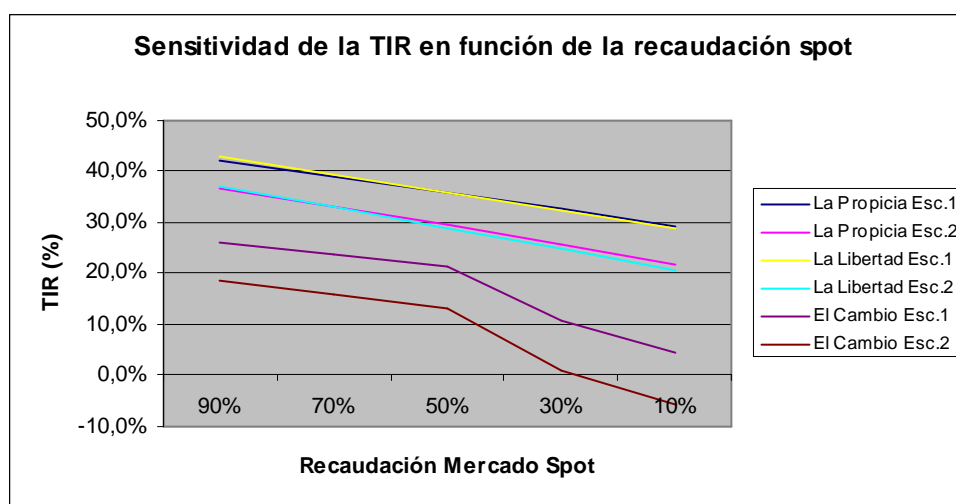


Figura 32: Variación de la TIR en función de la recaudación.

En La figura 21 se puede observar, la variación de la TIR en función de la recaudación, para las centrales La Propicia y El Cambio en los dos escenarios presenta una pendiente constante y estable, mientras que para la central El

Cambio esta pendiente presente variación acelerada cuando se disminuye la recaudación, se puede concluir que la TIR es muy sensible ante la variación de la recaudación de las venas, por lo que se debe realizar las gestiones tendientes a incrementar la recaudación del Mercado Ocasional.

Sensitividad de la TIR ante la variación de la energía generada

Para este análisis se considera la variación en la producción de energía, durante el período total del análisis y el efecto que tendrá esta variación en la TIR de cada uno de los proyectos se puede observar en la Tabla 43, se considera como valor referencial de inicio la Energía generada por cada una de las centrales térmicas sin el Ingreso del Coca Codo Sinclair, se considera un 10% de incremento por sobre este valor, que en el caso de La Propicia y La Libertad es la máxima cantidad de energía posible de generar. Se consideran tres valores de generación por debajo de la energía referencial el último valor corresponde a la generación de energía con el ingreso del Coca Codo Sinclair.

Tabla 43: Variación de la TIR en función de la recaudación.

Producción de energía	Tasa Interna de Retorno (% TIR)		
	LA PROPICIA	LA LIBERTAD	EL CAMBIO
más 15% GWh (Esc.1)	39,9%	40,5%	26,2%
-15%	32,9%	32,4%	18,2%
-30%	31,0%	30,9%	16,3%
-45%	29,4%	29,0%	13,2%

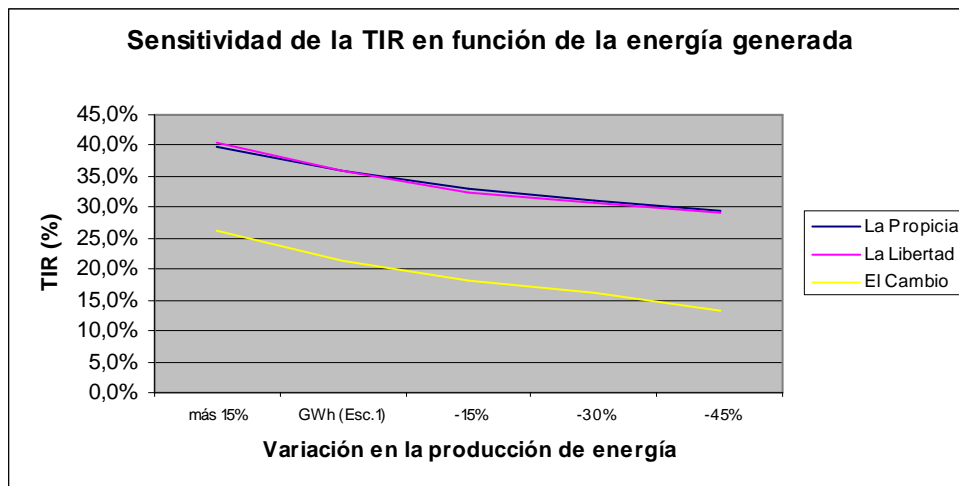


Figura 34: Variación de la TIR en función de la producción de energía.

En La figura 34 se puede observar, la pendiente de la variación de la TIR en función de la energía generada presenta una pendiente casi lineal para las tres centrales de generación, los valores de la TIR de la central El Cambio son menores al de las dos centrales y mantienen esa diferencia ante las variaciones de la producción de energía.

Se puede concluir que el proyecto es muy sensible a la recaudación, específicamente a la del Mercado Ocasional.

5.6 MECANISMOS DE FINANCIAMIENTO PARA LA REHABILITACION

Una vez que se ha identificado que las centrales térmicas La Propicia, La Libertad y El Cambio operando como unidades de negocio independientes producen una adecuada rentabilidad, a continuación se realiza un análisis de alternativas de financiamiento del proyecto.

5.6.1 REHABILITACIÓN CON RECURSOS DE CADA DISTRIBUIDORA

La rehabilitación de las centrales térmicas lo realizarían las respectivas empresas distribuidoras, de acuerdo al detalle mostrado en la Tabla 44:

Tabla 44: Inversión para rehabilitación de centrales térmicas (Elaboración Propia)

Empresa	CENTRAL	Inversión
Empresa Eléctrica Esmeraldas	La Propicia	\$ 3.447.000,0
Empresa Eléctrica Península de Santa Elena	La Libertad	\$ 955.000,0
Empresa Eléctrica Regional el Oro	El Cambio	\$ 2.128.000,0

Esta alternativa presenta las siguientes ventajas y desventajas.

Ventajas

1. La Empresa Distribuidora convertirá su activo subutilizado en una unidad de negocio rentable.

Desventajas

1. Las actuales condiciones financieras de las tres empresas de distribución, impiden asignar recursos para rehabilitar las centrales térmicas, pues los pocos recursos que disponen se invierten en trabajos emergentes en el área de Distribución.
2. Imposibilidad de conseguir de crédito para inversión, debido a su deficitaria situación financiera.
3. La energía producida en las centrales térmicas a cargo de las Distribuidoras puede ser comercializada en contratos, por lo cual la energía producida en cada una de las centrales térmicas se comercializa en el

mercado ocasional y se distribuye a todas las distribuidoras en función de la demanda.

4. La venta de la energía en el mercado ocasional, presenta un bajo nivel de recaudación (50%), con lo cual el negocio sería rentable.
5. Indisponibilidad total de las centrales térmicas en el corto plazo debido a la falta de inversión.

5.6.2 REHABILITACION A CARGO DE TERMOPICHINCHA S.A.

Las centrales térmicas pueden ser adquiridas por TERMOPICHINCHA S.A., para rehabilitarlas y operarlas como unidades de negocio adicional. La adquisición se la realizaría mediante la figura de Dación en Pago, es decir que parte del pago se lo realizaría mediante el cruce de cuentas de la deuda que mantienen las empresas distribuidoras con TERMOPICHINCHA S.A.

La Tabla 45, muestra la deuda total que mantiene cada una de las empresas Distribuidoras con TERMOPICHINCHA S.A., con corte al 31 de diciembre de 2006, además incluye la valoración estimada total de cada una de sus centrales de generación térmica y la diferencia entre la valoración y la deuda, para cada una de las empresas.

Tabla 45: Deuda de las Distribuidoras con TERMOPICHINCHA S.A, Valoración de las centrales
(Fuente: CO-VT TERMOPICHINCHA)

Empresa	Deuda Total	Valoración Central	Diferencia (V-D)
Empresa Eléctrica Esmeraldas	\$ 2.239.742,71	\$ 4.102.240,0	\$ 1.862.497,3
Empresa Eléctrica Península de Santa Elena	\$ 1.721.786,68	\$ 2.591.827,3	\$ 870.040,6
Empresa Eléctrica Regional el Oro	\$ 1.613.484,89	\$ 3.392.900,5	\$ 1.779.415,6
SUBTOTALES	\$ 5.575.014,28	\$ 10.086.967,7	\$ 4.511.953,5

La diferencia entre la deuda que mantiene cada una de las Empresas Distribuidoras con TERMOPICHINCHA S.A. y la valoración de sus respectivas centrales térmicas, es el saldo que debería pagar TERMOPICHINCHA S.A., a las Empresas Distribuidoras, siendo el valor total de la inversión de USD 4'511.953,5.

Este saldo adeudado por TERMOPICHINCHA S.A. a cada una de las empresas puede ser cancelado con la entrega de energía del contrato de compra venta de energía que se suscribiría con la Distribuidora. La Distribuidora cancelará en efectivo un porcentaje de la factura del contrato, el saldo de la factura se acumulará hasta compensar la totalidad de la deuda de TERMOPICHINCHA S.A. El porcentaje de pago de la factura será negociado con la Empresa Distribuidora, con lo cual estaríamos aplicando la figura de prepago de energía.

TERMOPICHINCHA S.A. asumirá la inversión para la rehabilitación de las centrales térmicas por un valor total de USD 6'530.000,00.

Tabla 46: Inversión total para rehabilitación de las centrales térmicas (Fuente: VT TERMOPICHINCHA)

Empresa	CENTRAL	Inversión
Empresa Eléctrica Esmeraldas	La Propicia	\$ 3.447.000,0
Empresa Eléctrica Península de Santa Elena	La Libertad	\$ 955.000,0
Empresa Eléctrica Regional el Oro	El Cambio	\$ 2.128.000,0
SUBTOTAL		\$ 6.530.000,0

La proforma presupuestaria aprobada por el DIRECTORIO de TERMOPICHINCHA S.A., para el año 2007 considera un presupuesto para inversión en proyectos de expansión de USD 3'000.000,00.

Para la rehabilitación de las tres centrales de generación se deberá realizar un crédito externo de USD 3'500.000,00. Este crédito puede ser solicitado a TRANSELECTRIC S.A. o TERMOESMERALDAS S.A. que son empresas del Fondo de Solidaridad que disponen de efectivo en Caja, además existe el antecedente de créditos anteriores con un excelente historial de pago por parte de TERMOPICHINCHA S.A. Otra opción sería la de acudir a la banca y solicitar el crédito requerido. La Tabla 47, muestra la estructura del financiamiento del proyecto.

Tabla 47: Estructura de Financiamiento del Proyecto, ejecutado por TERMOPICHINCHA S.A.

ESTRUCTURA DEL FINANCIAMIENTO

INVERSION		FINANCIAMIENTO		
CONCEPTO	USD	Empresas Distribuidoras	TERMOPICHINCHA	Crédito Externo
Adquisición Centrales	10.086.968	4.511.953	5.575.014	
Rehabilitación Centrales	6.530.000	0	3.000.000	3.530.000
TOTAL	16.616.968	4.511.953	8.575.014	3.530.000
	100,0%	27,2%	51,6%	21,2%

Esta alternativa presenta las siguientes ventajas y desventajas

Ventajas

1. TERMOPICHINCHA S.A., asignará recursos para la rehabilitación de la centrales, con lo cual se garantizará la ejecución del proyecto en los tiempos establecidos, aprovechando de esta manera estos activos improductivos (centrales térmicas).
2. Toda la energía generada en cada una de las centrales térmicas será comercializada mediante contratos a término a la misma empresa de distribución con garantía de pago.
3. La Empresa Distribuidora se verá beneficiara por los relativos bajos precios de la energía en el contrato en relación con los precios spot, además mejorará su liquidez debido al descuento en el pago de la factura mensual de energía del contrato.
4. La Empresa Distribuidora disminuirá sus cuentas por pagar y TERMOPICHINCHA S.A. disminuirá sus cuentas por cobrar, mejorando los estados e índices financieros de las dos empresas.
5. Con la venta de la energía en contratos se garantiza el 100% de la recaudación con lo cual el negocio es rentable.

6. La entrega de la central, se facilitaría en vista de que el mayor accionista de las Empresas de Distribución es el Fondo de Solidaridad y es el único accionista de TERMOPICHINCHA S.A. Por lo que la central se mantendría con el mismo dueño que es el Estado Ecuatoriano.
7. Seguridad en la rehabilitación, operación y mantenimiento de las centrales térmicas, debido al Know How de TERMOPICHINCHA S.A. en generación térmica accionados por motores de combustión interna...
8. Agilidad en los trámites ante el CONELEC para el incremento de capacidad, debido al contrato de concesión para la generación de energía eléctrica que dispone TERMOPICHINCHA S.A.

Desventajas

1. Eventualmente podría presentarse oposición a la venta de las centrales térmicas por parte de los Sindicatos de cada una de las Empresas de Distribución, pero de conversaciones preliminares con funcionarios de las mismas habría mayores inconvenientes.

5.7 ANALISIS LEGAL

5.7.1 COMPRA DE LAS CENTRALES TÉRMICAS.

Desde el punto de vista legal, la compañía de Generación Termoeléctrica TERMOPICHINCHA S.A. tiene la prerrogativa y capacidad legal para recibir como dación en pago la Central Termoeléctrica La Propicia, para saldar la deuda impaga que mantiene EMELESA con TERMOPICHINCHA S.A.

Esta afirmación se sustenta en lo establecido en el Título XIV, DE LOS MODOS DE EXTINGUIRSE LAS OBLIGACIONES, Artículo 1585 del Código Civil Ecuatoriano.

Con relación a la operatividad para implementar la suscripción del acuerdo de dación en pago y dado el monto de lo adeudado por las Empresas de Distribución, se deberá obtener la Aprobación de la Junta General de Accionistas de TERMOPICHINCHA S.A. y cada una de las Empresas Distribución, que en este caso es el Fondo de Solidaridad.

Cada uno de los acuerdos de dación en pago se suscribirá mediante escritura pública ya que TERMOPICHINCHA S.A. recibirá cada una de las centrales térmicas, incluido el inmueble en el cual operan.

5.7.2 INCREMENTO DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN

La Cláusula Décimo Primera "INCREMENTO DE CAPACIDAD" del Contrato de Concesión Específica para la Generación de Energía Eléctrica otorgado por el CONELEC a favor de TERMOPICHINCHA S.A., establece la posibilidad de la empresa de incrementar su capacidad instalada de generación.

Mediante Oficio DE-07-0748 el CONELEC comunicó a TERMOPICHINCHA S.A., los documentos requeridos para tramitar el incremento de capacidad en el contrato de concesión, para el caso de adquirir centrales térmicas que se encuentren instaladas en el MEM.

- Pago de Inscripción, a razón de 200 USD/MW
- Nombramiento del Representante Legal
- Certificado de Cumplimiento de Obligaciones y Existencia legal emitido por la Superintendencia de Bancos.
- Plano de implantación de la central con todos sus equipos
- Plano de implantación de la central con todas sus coordenadas
- Diagrama unifilar
- Estudio de Impacto Ambiental ExPost.

Se puede concluir que existe la viabilidad legal para la adquisición de las centrales térmicas mediante el mecanismo de Dación en Pago y la aprobación por parte del CONELEC del incremento de la capacidad instalada de generación.

5.8 RESUMEN

Una vez analizadas los indicadores financieros de todas las cuatro centrales térmicas, consideradas como unidades de negocio de TERMOPICHINCHA S.A., se concluye que las centrales térmicas La Propicia, La Libertad y El Cambio presentan una atractiva rentabilidad.

La adquisición de las centrales térmicas por TERMOPICHINCHA S.A., puede realizarse mediante la figura de dación en pago, realizando una parte de pago mediante el cruce de cuentas con la deuda de las empresas y la otra parte mediante la entrega de energía.

La Tasa Interna de Retorno es muy sensible a las variaciones de la recaudación de las ventas en el mercado ocasional, por lo que será muy importante mantener por lo menos los valores de recaudación establecidos en el estudio y además realizar gestiones para incrementar el valor de la misma.

Existe la viabilidad legal para la compra de las centrales y obtener el incremento de capacidad en el contrato de Conseción otorgado por el CONELEC.

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

1. En la actualidad el factor de planta de las centrales Térmicas La Propicia, Miraflores, La Libertad, El Cambio y Babahoyo, Luluncoto pertenecientes a las Empresas Eléctricas Esmeraldas, Manabí, Santa Elena, El Oro, Los Ríos y Quito respectivamente, es bajo, presentan una potencia disponible de 15,2 MW, actualmente operando con diesel, lo que representa una inversión elevada para las empresas eléctricas.
2. La potencia total a ser rehabilitada para operar con combustible pesado (bunker o residuo) de las centrales La Propicia, Miraflores, La Libertad, El Cambio y Luluncoto es de 57 MW, esto representa un incremento de potencia al mercado eléctrico mayorista de 41,8 MW.
3. La inversión total de la rehabilitación de las centrales de generación asciende a USD 7'688.000,00, la inversión por cada KW es de 183.9 USD/KW, que es un valor relativamente bajo, comparado con los valores de instalación de nuevos motores de combustión interna cuyo precios están en el orden de 1.295,00 USD/KWh, (De acuerdo al contrato suscrito en el año 2006 entre EMELSUCUMBIOS y la empresa ISOLUGS para la instalación de dos motores de combustión interna marca MAN de 5MW c/u).
4. El costo variable de producción promedio de todas las centrales térmicas del estudio operando con diesel, está en el orden de 68,1 USD/MWh, por medio de la rehabilitación se logrará obtener un costo variable promedio de 37,5 USD/KWh.
5. En las condiciones actuales la producción de estas centrales térmicas es solamente en las horas pico, siendo muy pequeño su aporte a la demanda total del MEM. Luego de la rehabilitación la producción de energía se

incrementará considerablemente alcanzando un aporte de hasta el 2% de la demanda total del MEM.

6. El costo marginal promedio del mercado ocasional durante los 10 años del estudio, disminuirá en 1,31 USD /MWh (sin el ingreso del Proyecto Coca Codo Sinclair) y en 0,53 USD/MWh (con el ingreso del Proyecto Coca Codo Sinclair). Si consideramos la demanda anual 13.973,99 GWh para el año 2006; el ahorro por concepto de compra de energía en el Mercado Ocasional estará en el orden de 18 millones de dólares y 7 millones de dólares respectivamente en cada escenario.
7. Se reducirá el consumo de 7'000.000,00 de galones de diesel, disminuyendo la importación del mismo por parte de PETROCOMERCIAL, en su lugar se utilizará residuo de petróleo, los cuales son producidos internamente en las refinería del País. Cabe señalar que el consumo de este residuo por parte de las generadoras eléctricas es mínimo en relación con el residuo producido, por lo que existiría ningún peligro de desabastecimiento.
8. Los riesgos al crédito, liquidez, precio de la energía, cantidad, precio del combustible, estará cubierto con la suscripción de contratos a término con empresas que garanticen el pago.
9. El proyecto de rehabilitación, disminuirá el impacto ambiental que presenta actualmente la operación de estas centrales, pues existirá un programa adecuado de auditoria ambiental con participación ciudadana.
10. El análisis financiero realizado de cada una de las cuatro Unidades de Negocio formadas por las centrales La Propicia, La Libertad, El Cambio y Miraflores, establece que las unidades de Negocio conformadas por las centrales La Propicia La Libertad y El Cambio son rentables.

11. Las empresas Distribuidoras propietarias de las centrales térmicas, mejorarán la calidad de la energía en la zona debido a la operación continua de las centrales térmicas, dispondrán de energía en contratos a un precio menor que en el mercado ocasional y con facilidad de pago y reducirán sus Cuentas por Pagar con TERMOPICHINCHA S.A., mejorando sus estados financieros.
12. TERMOPICHINCHA S.A., disminuirá el valor de sus Cuentas por Cobrar debido a la cancelación total de la deuda de estas empresas mejorando sus estados financieros, además dispondrá de Unidades de Negocio eficientes y rentables.
13. El aporte de nueva generación al Mercado Eléctrico Mayorista de bajo costo , permite desplazar generación con diesel, contribuyendo además a disminuir el precio de la energía;
14. El País se beneficiará por la rehabilitación de uno de sus activos improductivos y las comunidades aledañas por la creación de fuentes de trabajo.

6.2 RECOMENDACIONES

1. Debido al déficit energético que presenta el Mercado Eléctrico Mayorista (especialmente en el período de estiaje de las centrales hidroeléctricas), que mantiene al país a la sombra de racionamientos energéticos, es recomendable emprender en proyectos de incorporación de centrales térmicas como una solución de corto plazo hasta cuando se realicen los grandes proyectos que representan la solución para poseer un porcentaje adecuado de generación de reserva para solventar el incremento de la demanda.

2. Se recomienda que la rehabilitación de las centrales térmicas, la realicen las empresas generadoras del Fondo de Solidaridad, debido a las ventajas técnicas, financieras, legales que presentan con respecto a la rehabilitación por medio de empresas privadas.

3. Se recomienda a las Empresas Distribuidoras y Generadoras del Fondo de Solidaridad, iniciar los procesos de negociación tendientes a cristalizar en el menor tiempo posible la rehabilitación de las centrales térmicas, en los términos de mayor conveniencia para las dos empresas.

BIBLIOGRAFIA

Cama Daniel (Tesis 1994) Programación Dinámica Dual Estocástica Determinística en el Despacho Hidrotérmico. UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE.

Arriagada José Luis (Tesis 2001) Aplicación de Instrumentos Financieros en el Sector Eléctrico. UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE.

Oscullo José (Tesis 2006) Análisis de la Aplicación de forwards en el Mercado Eléctrico: Caso Colombiano Perspectivas de Aplicación al Ecuador.
UNIVERSIDAD DE BRASIL

Regulación del Sector Eléctrico. UNIVERSIDAD DE COMILLAS - ESPAÑA

Instrumentos Financieros en el Sector Eléctrico. UNIVERSIDAD DE COMILLAS - ESPAÑA

Manual STOCHASTIC DUAL DYNAMIC PROGRAMING (SDDP) - CENACE

Regulación CONELEC 003/03 "Declaración de Costos Variables de Producción"

Regulación CONELEC 004/03 "Sistemas de Medición Comercial para los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista"

Regulación CONELEC 005/03 "Calculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición"

Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado

Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica

Texto Unificado de la Legislación Ambiental Secundaria (TULAS) libro VI.

Normas Técnicas Ambientales para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental para los Sectores de Infraestructura: Eléctrico, Telecomunicaciones y Transporte publicadas en el REGISTRO OFICIAL 41 del miércoles 14 de marzo de 2007.

Informes mensuales de las Administradoras de Fondos y Fideicomisos de los bancos Guayaquil, Pichincha, Produbanco y CFN.

Revista INFOCENACE – año 2007

Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano año 2005, emitido por el CONELEC

Manuales de los fabricantes de los motores de combustión interna, marca MITSUBISHI MAN, WARTSILÄ, MIIRLEES BLACKSTONE, GENERAL MOTORS.

Información Estadística de Producción y Operación de las centrales térmicas, La Propicia, La Libertad, Miraflores, El Cambio, Luluncoto y Babahoyo.