



E7. INFORME DE LOS COSTOS Y TIEMPOS ESTIMADOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS SOLUCIONES TÉCNICAS RECOMENDADAS PARA LOGRAR OPERACIÓN EFICIENTE Y CONFIABILIDAD

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE PROYECTOS GESTIONADOS POR LA
EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DE ECUADOR**

**(LOTE 1) PROYECTO DE LA REFINERÍA ESTATAL DE
ESMERALDAS**

CÓDIGO: ICC-TEC-L1-G-IN-008

REV.: 3

N.º Páginas: 28

Realizado	Revisado	Aprobado
		
J. Calle Director de la Consultoría ICC-Tecnatom JCM 18/12/2018	F. Flores Consortiado ICC-Tecnatom FFS 18/12/2018	F. Luna Gerente del Consorcio ICC-Tecnatom FLH 18/12/2018



MOTIVO DE REVISIÓN DEL DOCUMENTO

Rev	Fecha	Aptdo.	Cambio
0	11/2018	-	Edición inicial del documento
1	12/2018	-	Ampliación general del alcance
2	12/2018	-	Incorporación de comentarios del PNUD
3	12/2018	-	Incorporación de comentarios finales



ÍNDICE

	<u>Página</u>
1 INTRODUCCIÓN	4
2 OBJETIVOS.....	9
2.1 OBJETIVO GENERAL	9
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	9
3 GLOSARIO	9
4 DOCUMENTOS Y NORMAS DE REFERENCIA	11
4.1 DOCUMENTOS DE REFERENCIA	11
4.2 NORMAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES	12
5 SOLUCIONES	13
5.1 IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO RBI (API 580)	13
5.2 IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO	17
5.3 INSTALACIÓN DE NUEVO TURBOGRUPO DE GAS (10 MW)	18
5.4 REVISIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES Y AJUSTE DE LOS RELÉS DE SINCRONISMO EN RELACIÓN A LA INTERCONEXIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LA REE CON EL EXTERIOR (SNI Y CENTRAL DE TERMOESMERALDAS).	20
5.5 IMPLEMENTACIÓN DE REMEDIACIONES RECOMENDADAS TRAS LA REALIZACIÓN DEL ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ EN HORNOS DE CRUDO.....	21
5.6 CULMINACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE TANQUES PARA ALMACENAR NAO, NBE Y DIESEL.....	22
5.7 CULMINACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE PLANTA DE TRATAMIENTO DE SOSA GASTADA	24
5.8 CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE UNA NUEVA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE (80 TPD).....	26
6 ÍNDICE DE TABLAS, CUADROS, FIGURAS Y GRÁFICOS	27
6.1 ÍNDICE DE TABLAS.....	27

1 INTRODUCCIÓN

La Refinería Estatal de Esmeraldas (REE) es la principal refinería de petróleo de Ecuador, con una capacidad de 110.000 barriles por día (BPD), y está situada en la provincia de Esmeraldas, en el sector noroccidental del país, a 3,8 kilómetros del Océano Pacífico.

La REE, al objeto de recuperar la capacidad de procesamiento de crudo, que en el año 2005 llegó a descender hasta el 85%, estableció el “Programa de Rehabilitación de la REE”, que se reordenó en torno a 13 proyectos agrupados en tres grandes fases: Fase de sostenimiento, Fase I y Fase II.

El Gobierno del Ecuador, a través del actual Ministerio de Energía y EP PETROECUADOR, ha identificado la necesidad de fortalecer la gestión técnica y financiera de varios proyectos hidrocarburíferos estratégicos para el país. Para ello, el Gobierno ha solicitado la cooperación del PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo), a fin de llevar adelante la contratación de una evaluación técnico-económica del “Programa de Rehabilitación de la REE”, conducida por el consorcio ICC-TECNATOM para responder, los siguientes interrogantes presentados en la TABLA 1.

Tabla 1: Interrogantes clave del Programa de Rehabilitación de REE

PREGUNTA	INFORME ASOCIADO
1 ¿Se planificó, diseñó y construyó de acuerdo con los estándares internacionales?	E1 - Informe detallado de la evaluación técnica – operacional.
2 ¿Los costos de implementación del proyecto fueron acordes a los precios de mercado?	E6 - Informe de la razonabilidad de los costos efectuados en el Programa de Rehabilitación de REE
3 En caso de encontrar desviaciones respecto a los estándares internacionales, ¿Cuáles son las soluciones por implementar?	E3 - Informe de Análisis de Alternativas de mejoramiento y recomendaciones. E7 - Informe de los costos y tiempos estimados para la implementación de las soluciones técnicas para lograr operación eficiente y confiabilidad.

Como complemento a los informes incluidos en la TABLA 1, se han realizado las siguientes evaluaciones, cuyos resultados se presentan en los siguientes informes:

- E2 - Informes de los RBI o equivalentes (RBI, implementación de las normas ASME, API 580 Risk-Based Inspection).
- E4 - Informe de evaluación del impacto ambiental, antes y después de la rehabilitación.



- E5 - Informe de evaluación del entorno organizativo.
- E8 - Informe final detallado con conclusiones y recomendaciones, presentación en power point con resumen ejecutivo.

En el presente informe, dando cumplimiento al alcance requerido en los Términos de Referencia (TdR) de este contrato, se presenta una estimación de los costes y tiempos asociados a las remediaciones que, tras realizar la evaluación técnico-operacional de la REE, se consideran oportunas implementar:

- Implementación de Sistema de Inspección Basada en el Riesgo RBI (API 580)
- Implementación de Sistema de Gestión Integrado
- Instalación de nuevo turbogruppo de gas (10 MW)
- Estudio de protecciones eléctricas y su selectividad en interconexión con SNI y la Central de Termoesmeraldas
- Implementación de remediaciones recomendadas por los Análisis de Causa Raíz en hornos de crudo
- Culminación de construcción y montaje de tanques para almacenar NAO, NBE y Diesel
- Culminación de construcción y montaje de planta de tratamiento de sosa gastada
- Construcción y montaje de una nueva planta de recuperación de azufre (80 TPD)

En la TABLA 2 se presenta, para cada una de las remediaciones propuestas, los estándares aplicables, una estimación del costo y tiempo de la implementación y, si procediera, el tiempo de parada requerido para la refinería.

Tabla 2: Costo, tiempo de implementación y tiempo de parada necesarios para la remediación

Id	TÓPICOS	CONCLUSIÓN	SOLUCIÓN PROPUESTA	ESTÁNDARES APLICABLES	COSTO IMPLEMENTACIÓN (miles \$)	TIEMPO IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO PARADA
1	Integridad Mecánica	No se han encontrado evidencias de implantación de un Sistema de Inspección Basada en Riesgos	Implementación de Sistema de Inspección Basada en el Riesgo RBI	API-580/581	4.861	12 meses	30 días
2	Sistema de Gestión	No hay evidencias de disponer de ninguna certificación ISO	Implementación del Sistema de Gestión Integrado	ISO 9000 ISO 14000 ISO 31000 ISO 45000 ISO 55000	2.917	30 meses	0 días
3	Potencia instalada en planta de autogeneración	Insuficiente capacidad de autogeneración de la REE (al no cumplir con el criterio de que el número de turbogrupos instalados ha de ser de n+1)	Instalación de nuevo turbogrupos de gas (10 MW)	API 616 ANSI C2 IEEE Std.C37.101. IEEE Std. C37.102 IEEE Std.142	23.605	16 meses	0 días
4	Fiabilidad del suministro eléctrico exterior	Frecuentes paradas no programadas en la REE por fallo en el sistema eléctrico al interconectarse con el exterior (SNI o Termoesmeraldas)	Revisión e implementación de coordinación de protecciones y ajuste de los relés de sincronismo en relación a la interconexión del sistema de distribución eléctrica de la REE con el exterior	ANSI C2 IEEE Std. 141 IEEE Std. 142 IEEE Std. 242 IEEE Std. 399	331	3 meses	0 días

Id	TÓPICOS	CONCLUSIÓN	SOLUCIÓN PROPUESTA	ESTÁNDARES APLICABLES	COSTO IMPLEMENTACIÓN (miles \$)	TIEMPO IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO PARADA
5	Confiabilidad operacional	Paradas de unidades de crudo como consecuencia de fallas prematuras y recurrentes en hornos de crudo Cuello de botella en Unidad no Catalítica 1 como consecuencia que el horno CH-2 no es capaz de calentar el caudal de crudo para el que fue diseñado	Implementación de remediaciones recomendadas dadas por los Análisis de Causa Raíz en hornos de crudo	API RP-573 API-560	798	9 meses	5 días
6	Almacenamiento de crudo y combustibles	Importantes pérdidas de oportunidad como consecuencia de Sistema de Almacenamiento de Crudo y Combustibles en estado crítico	Culminación de construcción y montaje tanques para NAO, NBE y Diesel	API-650 API-653	40.751	18 meses	5 días
7	Medio Ambiente	Deficiente Gestión de Residuos Peligrosos	Culminación de construcción y montaje de Planta de Tratamiento de Sosa Gastada	ASME B 31.3 ASME II ASME VIII	7.304	12 meses	0 días
8	Medio Ambiente	Afectación medioambiental como consecuencia de elevadas emisiones de óxidos de azufre por la antorcha	Construcción y montaje de una nueva Planta de Recuperación de Azufre (80 TPD)	API-565	91.700	24 meses	15 días



La adopción de las acciones señaladas contribuirá notablemente a incrementar la confiabilidad y flexibilidad operacional, integridad mecánica, responsabilidad ambiental y márgenes de refinación de la REE.

Los tiempos de implementación y parada estimados se han calculado de forma individual para cada una de las soluciones propuestas. En caso de acometer varias remediaciones en paralelo, éstas deberán planificarse adecuadamente por una dirección de proyectos y obras cualificada.



2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Estimar los costos y tiempos necesarios para los trabajos de remediación de la Refinería Estatal de Esmeraldas (REE), perteneciente a EP PETROECUADOR; con la finalidad de implementar las soluciones técnicas recomendadas para incrementar la confiabilidad y flexibilidad operacional, integridad mecánica, responsabilidad ambiental y márgenes de refinación de la REE.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Estimar los costos y tiempos necesarios para la implementación de las siguientes soluciones, consideradas de máxima prioridad:

- Implementación de Sistema de Inspección Basada en el Riesgo RBI (API 580)
- Implementación de Sistema de Gestión Integrado
- Instalación de un nuevo turbogruppo de gas de 10 MW
- Revisión e implementación de coordinación de protecciones y ajustes de los relés de sincronismo en relación a la interconexión del sistema de distribución eléctrica de la REE con el exterior (SNI y Central de Termoesmeraldas)
- Implementación de remediaciones recomendadas tras la realización del Análisis Causa Raíz en hornos de crudo
- Culminación de la construcción y montaje de los tres tanques para almacenar NAO, NBE y Diesel
- Culminación de la construcción y montaje de la planta de tratamiento de sosa gastada
- Construcción y montaje de una nueva planta de recuperación de azufre (80 TPD)

3 GLOSARIO

- AACE: Asociación Americana de Estimadores de Costos
- AFPM: Asociación Americana de Fabricantes de Combustibles y Petroquímica
- As-built: Terminio que se añade a la codificación de un plano para indicar que representa lo realmente construido/montado
- Benchmarking: Proceso de toma de "comparadores" a aquellos productos, servicios y procesos de trabajo que pertenezcan a organizaciones que evidencien las mejores



prácticas sobre el área de interés, con el propósito de transferir el conocimiento de las mejores prácticas y su aplicación.

- BLS: Barriles de crudo o combustible (equivalente a 159 l)
- CCR: Unidad de Reformado Catalítico
- END: Ensayo No Destructivo
- EPC: Proyecto bajo la modalidad Ingeniería, compra y construcción
- EPCC: Proyecto bajo la modalidad Ingeniería, compra, construcción y comisionado
- FAT: Pruebas de Aceptación en Fábrica
- FCC: Unidad de Craqueo Catalítico
- GLP: Gases Licuados del Petróleo
- HDS: Hidrodesulfuradora
- HDT: Hidrotratadora de Naftas Pesadas
- HSE: (del inglés Health Safety and Insurance) Salud Seguridad y Medio Ambiente
- IBC: (del inglés Intermediate Bulk Container) Contenedor temporal a granel
- IC: Índice de Complejidad de Refinerías o Índice de Nelson
- IEA: International Energy Agency o Agencia Internacional de la Energía
- Indicador: son hechos o expresiones concretas y cuantificables cuyos valores nos permiten medir la idoneidad, la eficacia y la eficiencia de la consultoría.
- KPI: (Key Performance Indicator), indicador clave o medidor de desempeño o indicador clave de rendimiento, es una medida del nivel del rendimiento de un proceso.
- LCC: Costo del Ciclo de Vida
- LOTO (siglas correspondientes a Lock Out Tag Out): termino que se utiliza para indicar la puesta fuera de servicio de un equipo y su correspondiente etiquetado indicativo al respecto.
- Mapa de procesos: Representación gráfica del flujo de actividades necesarias para la realización de un proceso
- Matriz de evaluación: Soporte metodológico de la consultoría, en la que se representan alcances, criterios, unidades de medida, fuentes o referencias y el comentario del consultor, así como los indicadores de progreso de cada uno de ellos.
- NAO: Nafta Alto Octanaje.
- NBE: Nafta Base de Exportación
- NHT: Hidrotratadora de Naftas Ligeras
- OPS: Observaciones Preventivas de Seguridad



- POA: Planes Operativos Anuales
- PMP: Profesional de Gestión de Proyectos
- PRL: Prevención de Riesgos Laborales
- QA/QC: Garantía de Calidad/Control de Calidad
- RBI: Inspección Basada en Riesgo
- RCM: Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad
- REE: Refinería Estatal de Esmeraldas
- SRU: Unidad de Recuperación de Azufre
- SAT: Pruebas de Aceptación en el Emplazamiento
- SNI: Red Eléctrica de la Republica de Ecuador o Sistema Nacional Interconectado
- TdR: Términos de Referencia
- WBS: Estructura de Descomposición del Trabajo.
- WP: Paquetes de Trabajo

4 DOCUMENTOS Y NORMAS DE REFERENCIA

4.1 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

A lo largo del proyecto de Evaluación de la Rehabilitación de REE, el consorcio ICC-Tecnatom ha elaborado documentos que han servido de referencia para la elaboración del presente informe. Dichos documentos se listan a continuación:

- ICC-TEC-L1-V-IN-001 - Informe de visita a la Refinería de Esmeraldas Evaluación Procesos/Ingeniería. ICC – Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-R-IN-001 - Informe de visita a la Refinería de Esmeraldas - Evaluación PRL. ICC – Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-A-IN-001 - Informe de visita a la Refinería de Esmeraldas - Evaluación Medio Ambiente. ICC – Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-001.r1 – Informe de Avance Técnico. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-002.r2 – E1. Informe detallado de la Evaluación Técnica Operacional. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-003.r2 – E2. Informe de los RBI o equivalentes (RBI, implementación de las normas ASME, API 580 Risk-Based Inspection). ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-004.r2 – E3. Informe de Análisis de Alternativas de mejoramiento y recomendaciones. ICC-Tecnatom.

- ICC-TEC-L1-G-IN-005.r2 - E4. Informe de evaluación de impacto ambiental antes y después de la rehabilitación. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-006.r2 - E5. Informe de evaluación del entorno organizativo. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-007.r2 - E6. Informe de la razonabilidad de los costos efectuados en el Programa de Rehabilitación de REE. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-008.r2 - E7. Informe de los costos y tiempos estimados para la implementación de las soluciones técnicas recomendadas para lograr operación eficiente y confiabilidad. ICC-Tecnatom.
- ICC-TEC-L1-G-IN-009.r2 – E8. Informe detallado con conclusiones y recomendaciones. ICC-Tecnatom.

Para la elaboración de todos los informes se ha analizado la documentación proporcionada por el PNUD, se han realizado estudios comparativos y se han analizado los estándares internacionales de aplicación.

4.2 NORMAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES

- API-580 - Risk-Based Inspection
- API-581 - Risk-Based Inspection Methodology
- ISO 9000 - Sistemas de gestión de la calidad
- ISO 14000 - Sistemas de gestión ambiental
- ISO 31000 - Sistemas de gestión de riesgos
- ISO 45000 - Sistemas de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo
- ISO 55000 - Asset management - Overview, principles and terminology
- ISO 14224 - Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment
- API 616 - Gas Turbines for the Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services
- API RP-573 - Inspection of Fired Boilers and Heaters
- API-560 - Fired Heaters for General Refinery Services
- API-650 - Welded Tanks for Oil Storage
- API-653 - Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction
- API-565 - Thermal Reactors in Sulfur Recovery Units for General Refinery Service
- ASME B31.3 – Process Piping
- ASME Section VIII – Boiler & Pressure Vessel Code

- ANSI/ISA-5.1-2009 - Instrumentation Symbols and Identification
- ANSI C2 “National Electrical Safety Code”
- ISA-51.1-1979 (R1993) - Process Instrumentation Terminology
- NFPA 1 – Fire Code
- NFPA 30 – Flammable and Combustible Liquids Code
- NFPA 54 – National Fuel Gas Code
- Normas internas PVDSA (Petróleos de Venezuela, S.A.)
- IEEE Std. 141 “Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants”.
- IEEE Std. 142 “Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems”.
- IEEE Std. 242 “Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems”.
- IEEE Std. 399 “Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis”.
- IEEE Std C37.101 “Guide for Generator Ground Protection”.
- IEEE Std C37.102 “Guide for AC Generator Protection”.
- CPE:019 “Código Eléctrico Nacional”
- NEC-11 “Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC) – Capítulo 15 – Instalaciones Electromecánicas”

5 SOLUCIONES

5.1 IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO RBI (API 580)

Tras la evaluación de la integridad mecánica en servicio, no se ha encontrado entre la documentación proporcionada por PETROECUADOR un procedimiento escrito o constancia de la implantación de un Sistema de Inspección Basada en Riesgos RBI (API 580), que establezca una línea base de refinería, en la cual, se realice una división estructurada de la misma (área/unidad/sistema/equipo o circuito/elemento) y se definan los circuitos críticos de corrosión, los equipos y elementos críticos, los mecanismos de falla habituales y consecuencia de las mismas.

A partir de esta línea base, se podrán generar inspecciones y END's individualizados e intervalos de los mismos, analizar los mecanismos de falla previstos y sus consecuencias o incluir otros

nuevos, calcular la vida útil remanente de los equipos o circuitos analizados. Todo ello redundará en un aseguramiento de la integridad mecánica y estructural de la refinería, así como en la confiabilidad operacional de la misma.

Sí se ha encontrado documentación extraordinariamente útil y bien ejecutada de análisis de causas raíz de fallas en equipos o circuitos que dan a entender que hay equipos de trabajo con gran conocimiento y capacidad para implementar este sistema. Únicamente habrá que dotarles de medios (software específico de RBI, entrenamiento específico) y responsabilidades ejecutivas para adecuar el sistema requerido.

Como solución, por tanto, se propone organizar la implementación del sistema RBI con los equipos de trabajo de confiabilidad e inspección existentes, aprovechando actividades actuales que son válidas (reportes de análisis de causa raíz de fallas, reportes de captura de datos de inspección), y generando un equipo RBI de alto desempeño.

En la TABLA 3 se presenta el costo y tiempo total para implementar la solución, mientras que en las TABLAS 4, 5, 6 y 7 se presenta con mayor detalle los costos de cada etapa o componente de la solución.

Tabla 3: Costo y tiempo de la implementación de Sistema de Inspección Basada en el Riesgo RBI (API 580)

IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGOS (RBI)	COSTO	TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO DE PARADA DE PLANTA
Equipo Asesor Externo Especializado	\$1.556.544	1 año	0 días
Software / Hardware RBI	\$275.000	6 meses	0 días
Adiestramiento Personal REE	\$110.000	1 año	0 días
Inspección de Línea Base	\$2.919.700	1 año	30 días
TOTAL REMEDIACIÓN	\$4.861.244	1 año	30 días

Tabla 4: Costo y tiempo del Equipo Asesor Externo Especializado

EQUIPO ASESOR EXTERNO	COSTO	TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO DE PARADA DE PLANTA
Líder de Proyecto RBI	\$196.416	1 año	0 días
Especialista en Corrosión y Materiales	\$187.968	1 año	0 días
Especialista en Equipos Estáticos	\$187.968	1 año	0 días
Especialista Software RBI	\$187.968	1 año	0 días
Analistas Bases de Datos / TI	\$253.440	1 año	0 días
Especialista Tuberías	\$187.968	1 año	0 días
Delineantes Mecánicos / Tuberías	\$354.816	1 año	0 días
TOTAL REMEDIACIÓN	\$1.556.544	1 año	0 días

Tabla 5: Costo y tiempo del Software / Hardware RBI

SOFTWARE / HARDWARE RBI	COSTO	TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO DE PARADA DE PLANTA
Selección, Especificación, Adquisición, Instalación, Configuración y Pruebas de Servidores para alojamiento de software y bases de datos	\$25.000	60 días	0 días
Suite de Software RBI - Ultra Plant Inspection of Piping & Equipment (UltraPIPE® / Siemens) - Instalación, Configuración, Integración y Carga de Datos	\$250.000	120 días	0 días
TOTAL REMEDIACIÓN	\$275.000	180 días	0 días

Tabla 6: Resumen del Costo y tiempo de la Inspección de Línea Base

RESUMEN: INSPECCIÓN DE LÍNEA BASE (FASE DE CAMPO)	COSTO	TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO DE PARADA DE PLANTA
Servicios y Equipos para Inspección en planta: verificación de cumplimiento de códigos, identificación positiva de materiales (PMI), monitoreo de condiciones, mediciones de espesores en equipos y tuberías, Ensayos No Destructivos (NDT)	\$1.395.700	1 año	30 días
Personal Técnico de Campo (Inspectores certificados ASNT, API)	\$1.524.000	1 año	30 días
TOTAL REMEDIACIÓN	\$2.919.700	1 año	30 días

Tabla 7: Costo y tiempo de la Inspección de Línea Base

INSPECCIÓN DE LÍNEA BASE (FASE DE CAMPO)	COSTO	TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO DE PARADA DE PLANTA
SERVICIOS Y EQUIPOS PARA INSPECCIÓN EN PLANTA			
Puntos de medición de espesores en equipos y tuberías (MTUT)	\$720.000	1 año	30 días
Ensayo de ultrasonidos por Arreglos de fases para monitoreo de corrosión (PAUT-CM)	\$27.000	60 días	5 días
Evaluación de tuberías enterradas a través de ACVG/DCVG	\$180.000	60 días	0 días
Evaluación de haces tubulares de intercambiadores de calor, calderas y aerofriadores	\$45.000	30 días	30 días
Servicio de ondas guiadas para tuberías de diámetro 4", 6", 8", 10", 12", 16", 20" y 24" (GWUT).	\$45.000	30 días	0 días
Servicio de Videoscopia	\$18.000	30 días	30 días
Evaluación de fondos de tanques a través de fugas de campos magnéticos	\$45.000	30 días	0 días
Evaluación de paredes de tanques a través de ultrasonidos con vehículo magnético remoto (UT)	\$30.000	30 días	0 días

INSPECCIÓN DE LÍNEA BASE (FASE DE CAMPO)	COSTO	TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO DE PARADA DE PLANTA
Evaluación de corrosión bajo aislamiento en tuberías y recipientes a presión por la técnica de corrientes de Eddy pulsadas (PEC)	\$112.500	90 días	0 días
Emisión acústica para tanques de almacenamiento y esferas (De 0-20 m)	\$70.000	20 días	0 días
Emisión acústica para tanques de almacenamiento y esferas (De 20 a 30 m)	\$84.000	20 días	0 días
Gammascanning	\$19.200	8 días	8 días
PERSONAL TÉCNICO DE CAMPO			
Inspectores autorizados de tuberías API570	\$864.000	1 año	0 días
Inspectores autorizados de recipientes API510	\$576.000	1 año	0 días
Inspectores autorizados de tanques API653	\$84.000	120 días	0 días
TOTAL FASE DE CAMPO	\$2.919.700	1 año	30 días

5.2 IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO

El establecimiento de un Sistema de Gestión de Activos basado en mantenimiento, operación y procesos, con interdependencia directa y lógica con los departamentos de Confiabilidad e Inspección, permitirá gestionar de una manera homogénea las distintas actividades que conforman las especialidades alineadas a una “Política de Integridad y Mantenimiento de la REE”.

Con esto se logrará establecer por cada sección de procesos de la REE los equipos vitales, críticos y malos actores; establecer las ventanas de integridad operacional (IOW) para asegurar la integridad estructural, operacional y funcional; y desarrollar los planes de mantenimiento e inspección con fundamento en las mejores prácticas de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), Inspección Basada en Riesgos (RBI) y Costo del Ciclo de Vida (LCC).

Para esto es necesario:

- La participación de los equipos naturales de trabajo por cada unidad de proceso de la REE.
- La implementación de un equipo de alto desempeño (a ser posible personal interno de la refinería) para liderar el análisis, la gestión y la implantación.

El Sistema de Gestión de Activos, junto con el resto de los sistemas de gestión; calidad, medioambiente, seguridad e higiene, permitirá la implementación de un Sistema de Gestión Integrado que facilite la toma de decisiones.

En la TABLA 8 se presenta el costo y tiempo de implementación, así como el tiempo de parada requerido (en caso de ser necesario), para la solución planteada.

Tabla 8: Costo y tiempo de la implementación del Sistema de Gestión Integrado

IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO	COSTO	TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO DE PARADA DE PLANTA
Director del Proyecto	\$214.200	2,5 años	0 días
Especialista en Gestión de Activos	\$214.200	2,5 años	0 días
Especialista en Sistemas de Calidad ISO	\$132.600	1,5 años	0 días
Especialista en Integridad de Equipos dinámicos	\$428.400	2,5 años	0 días
Especialista en Integridad de Equipos estáticos	\$428.400	2,5 años	0 días
Consultor principal Experto en Confiabilidad y Riesgo de instalaciones	\$214.200	2,5 años	0 días
Especialista en Corrosión y Materiales	\$428.400	2,5 años	0 días
Especialista en Procesos	\$428.400	2,5 años	0 días
Especialista en Operaciones de planta	\$428.400	2,5 años	0 días
TOTAL REMEDIACIÓN	\$2.917.200	2,5 años	0 días

5.3 INSTALACIÓN DE NUEVO TURBOGRUPO DE GAS (10 MW)

La planta de autogeneración eléctrica dispone de 5 turbogrupos, con una capacidad total instalada de 35,15 MW, mientras que la REE requiere un suministro de 30 MW para funcionar al 100% de capacidad, con lo que se dispone de un margen de reserva de 5,15 MW

La potencia nominal del mayor de los turbogrupos (Y-G7004) es de 12 MW, y por lo tanto en caso de indisponibilidad de éste, la potencia teórica disponible será de 23,15 MW (6,85 MW menos que los 30 MW requeridos por la refinería), no cumpliéndose por lo tanto el criterio básico de ingeniería de $n+1$, siendo n el número de turbogrupos necesarios para que la refinería funcione al 100% de su capacidad. Adicionalmente, con la configuración de los sistemas de control, cuando el turbogrupo Y-G7004 está fuera de servicio, los cuatro turbogeneradores restantes funcionan en paralelo, siendo capaces de generar una potencia total de 20,5 MW.

Por lo tanto, al objeto de que la planta de autogeneración cumpla el criterio de redundancia (n+1), con independencia de cuál sea el turbogruppo que se encuentre fuera de servicio, se requiere incrementar la potencia instalada en 9,5 MW, considerándose que la opción más adecuada es la instalación de un nuevo turbogruppo de gas de 10 MW de potencia. Dicho turbogruppo se alimentará con los combustibles líquidos producidos en la refinería.

La instalación del nuevo turbogruppo deberá ser ejecutada bajo la modalidad de Proyecto EPCC, con el objeto de garantizar la integración del desarrollo de ingeniería especializada, suministro de equipos mayores, materiales, montaje y arranque del sistema, así como la optimización del plazo de ejecución.

En la TABLA 9 se presenta el costo y tiempo de implementación, así como el tiempo de parada requerido (en caso de ser necesario), para la solución planteada.

Tabla 9: Costo y tiempo de la implementación del nuevo turbogruppo de gas (10 MW)

PROYECTO EPCC INSTALACIÓN DE TURBOGRUPO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, CAPACIDAD 10MW	COSTO	TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO DE PARADA DE PLANTA
Desarrollo de Ingeniería (Básica, Detalles)	\$374.400	4 meses	0 días
Adquisición de Turbogruppo: turbina de gas (combustible dual líquido-gas), generador, accesorios de control, montado sobre skid. Capacidad 10 MW - 3 fases - 4 polos - 13,2 kV - 60 Hz (INCOTERMS EXW HOUSTON, USA)	\$11.300.000	1 año	0 días
Flete marítimo, seguros, manejo en puerto, impuestos, nacionalización (INCOTERMS DDP ESMERALDAS REE)	\$5.085.000	1,5 meses	0 días
Adquisición de materiales generales para instalación y bulk material: tuberías, cables, válvulas, instrumentos, accesorios, etc.	\$1.695.000	6 meses	0 días
Trabajos OCEMI (obras civiles, eléctricas, mecánicas e instrumentación y control)	\$2.260.000	1 año	0 días
Precomisionado, comisionado y arranque	\$120.000	1 mes	0 días
Gerencia de Proyecto (dirección, coordinación, ingeniería, planificación y control de ejecución, QA/QC, HSE, administración de contratos, etc.)	\$625.032	16 meses	0 días
Administración / Imprevistos	\$2.145.943	16 meses	0 días
TOTAL REMEDIACIÓN	\$23.605.375	16 meses	0 días

5.4 REVISIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES Y AJUSTE DE LOS RELÉS DE SINCRONISMO EN RELACIÓN A LA INTERCONEXIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LA REE CON EL EXTERIOR (SNI Y CENTRAL DE TERMOESMERALDAS).

La situación actual de la planta de autogeneración de la REE es crítica dado que:

- El turbogruppo (Y-G7004) de 12 MW no está disponible debido a que sufrió daños irreparables en un incendio, requiriéndose su reemplazo.
- El turbogruppo (Y-G7005) de 4,4 MW presenta problemas técnicos y su disponibilidad no es confiable.
- La capacidad real de autogeneración con los 3 turbogruppos restantes (Y-G7001/2/3) es de unos 16 MW.

Debido a este déficit de autogeneración, la refinería permanece conectada con el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y/o con la planta de generación Termoesmeraldas para poder cubrir sus requerimientos de electricidad. Sin embargo, frecuentes fallas y transitorios en estas fuentes de suministro externas han ocasionado paradas totales y parciales no programadas en la REE.

Una descripción más completa de la solución propuesta se presenta en el informe E3. Informe de análisis de alternativas de mejoramiento y recomendaciones. En la TABLA 10 se presenta el costo y tiempo de implementación, así como el tiempo de parada requerido (en caso de ser necesario), para la solución planteada

Tabla 10: Costo y tiempo del estudio de las protecciones eléctricas y su selectividad em interconexión con SNI y Termoesmeraldas

ESTUDIO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS Y SU SELECTIVIDAD EN INTERCONEXIÓN EXTERIOR	COSTO	TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO DE PARADA DE PLANTA
Especialista en Estudios de Ingeniería Eléctrica Avanzados	\$79.200	90 días	0 días
Ingeniero Electricista	\$68.640	90 días	0 días
Técnico Electricista de Campo (levantamientos)	\$7.920	30 días	0 días
Software (DIgSILENT)	\$10.560	90 días	0 días
Técnico Electricista de Campo (ajustes de protecciones)	\$29.040	60 días	0 días
Logística/Administración/Imprevistos	\$135.260	90 días	0 días
TOTAL REMEDIACIÓN	\$330.620	90 días	0 días

5.5 IMPLEMENTACIÓN DE REMEDIACIONES RECOMENDADAS TRAS LA REALIZACIÓN DEL ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ EN HORNOS DE CRUDO

Al objeto de identificar los mecanismos de falla de los tubos de los hornos de calentamiento de crudo de las unidades de destilación atmosférica de la REE (C-H1 y C-H2), las cuales han ocurrido de forma prematura y repetitiva en las secciones de radiación de los mismos, así como de los motivos que condicionan las limitaciones del horno C-H2 para calentar el 100 % del caudal de crudo para el que fue diseñado, se realizaron sendos Análisis de Causa Raíz. A continuación, se presentan las principales propuestas de remediaciones así como los beneficios esperados.

Es importante destacar que la calidad del combustible es una causa común contribuyente en las fallas de ambos hornos, por lo que parte importante de la solución se encuentra en el sistema de combustibles de la REE, en el que se debe reducir el contenido de elementos contaminantes y mejorar la temperatura de entrega a los consumidores, también se debe aumentar la temperatura del vapor de atomización como mínimo a 220 °C, al objeto de mejorar su grado de sobrecalentamiento y así evitar la condensación en las boquillas.

- En el caso del horno C-H1, las remediaciones son básicamente de carácter operacional y de mantenimiento e inspección, incluyendo:
 - Acciones de mantenimiento a los tubos de los hornos (decoquizado)
 - Monitoreo y control de la temperatura de los tubos
 - Inspecciones termográficas para evitar y/o corregir la distorsión de las llamas de los quemadores
 - Controlar la eficiencia a través del monitoreo de la presión y temperatura de proceso
 - Mejorar la calidad del vapor de atomización (presión, temperatura, humedad)
 - Mejorar la temperatura de los combustibles (fuel gas y fuel oil)
- El horno C-H2 sí requiere, además de las remediaciones comunes con el horno C-H1, de una modificación en el diseño de la chimenea (en el ACR se refleja que atendiendo a que la sección transversal de ésta es un 33% menor y que el dámper es diferente con respecto al antiguo horno que se reemplazó, aun cuando este horno debió haber sido suministrado con la misma ingeniería y configuración, el tiro es deficiente dificultando la salida de gases y por lo tanto disminuyendo la eficiencia de la combustión así como provocando fisuras en las paredes del horno).

En la TABLA 11 se presentan los costos y tiempos de implementación, así como de tiempo de parada requerido (en caso de ser necesario), para las soluciones operacionales planteadas para ambos hornos:

Tabla 11: Costo y tiempo de los ajustes operacionales para optimizar el desempeño y confiabilidad de los hornos de crudo

MANTENIMIENTO Y AJUSTES OPERACIONALES HORNOS C-H1/C-H2 Y SISTEMAS ASOCIADOS	COSTO	TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO DE PARADA DE PLANTA
Ingenieros de Procesos / Operaciones / Mantenimiento / Inspección / Confiabilidad / Laboratorio de REE	\$0	200 días	0 días
TOTAL REMEDIACIÓN (1)	\$0	200 días	0 días

En la TABLA 12 se presenta el costo y tiempo de implementación, así como el tiempo de parada requerido (en caso de ser necesario), para la solución planteada para el horno C-H2:

Tabla 12: Costos y tiempos para la modificación del sistema de escape de gases de combustión del horno C-H2

MODIFICACIÓN DEL SISTEMA DE ESCAPE DE GASES DE COMBUSTIÓN DEL HORNO C-H2	COSTO	TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO DE PARADA DE PLANTA
Ingeniería de detalles, diseño, fabricación, suministro e instalación de chimenea con sección transversal optimizada para horno C-H2	\$798.258	9 meses	5 días
Ingeniería de detalles, dimensionamiento, selección, procura, pruebas, montaje mecánico, conexiónado de potencia y control, integración al DCS, comisionado y arranque de nuevo dâmpfer para mejorar control de tiro en horno C-H2			
TOTAL REMEDIACIÓN (2)	\$798.258	9 meses	5 días

5.6 CULMINACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE TANQUES PARA ALMACENAR NAO, NBE Y DIESEL

Al objeto de subsanar la criticidad en el sistema de almacenamiento de crudo y productos, incrementar los índices de disponibilidad de almacenamiento, incrementando así la flexibilidad operacional de la refinería y mejorando sus factores de servicio y el margen de refinación, además de evitar gastos operacionales adicionales asociados con almacenamiento externo de

crudo y productos, se propone como solución la culminación de la construcción y montaje de los tres tanques para almacenar Nafta de Alto Octanaje o NAO (120.000 BLS), Nafta Base de Exportación o NBE (200.000 BLS) y Diesel (200.000 BLS) más sus facilidades asociadas, que quedaron inconclusos durante el Programa de Sostenimiento de Plantas.

La estimación del costo y tiempo estimado para culminar los mencionados tanques del mencionado proyecto toma como premisa que las obras presentan un avance físico aproximado del 47%, habiéndose ejecutado:

- Ingeniería conceptual, básica y de detalle
- Suministro de materiales mayores de tanques, láminas, boquillas, bridas, bombas, tuberías, acero estructural, equipos eléctricos, sistema de protección catódica
- Ejecución de obras mecánicas, civiles y remediaciones geotécnicas de magnitud considerable, como por ejemplo: estudio geotécnico para estabilidad de taludes, estudio de suelo, levantamiento topográfico, deforestación, movimientos de tierra, fundaciones de tanques, estabilización de taludes
- Tanque Diesel armado quedando en ejecución el domo geodésico del mismo
- Tanque NBE con las juntas verticales del tercer anillo soldadas de un total de seis
- Tanque NAO con obra civil, correspondiente al mejoramiento de la base del mismo, realizada

En la TABLA 13 se presenta el costo y plazo estimado para la culminación de los 3 tanques y todas las facilidades asociadas, así como el tiempo de parada requerido.

Tabla 13: Costo y tiempo para la culminación de construcción y montaje de tanques para almacenar NAO, NBE y Diesel

CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE TANQUES PARA ALMACENAR NAO, NBE Y DIESEL	COSTO (ESTIMADO GREENFIELD)
Construcción de Tanque de Nafta Base de Exportación "NBE". Capacidad 200.000 BLS	\$26.647.564
Construcción de Tanque de Nafta de Alto Octanaje "NAO". Capacidad 120.000 BLS	\$15.988.539
Construcción de Tanque de Diésel. Capacidad 200.000 BLS	\$26.647.564
TOTAL	\$69.283.668

AVANCE FÍSICO ACTUAL	46,53%
AVANCE FINANCIERO EQUIVALENTE	\$32.237.691

TRABAJOS POR EJECUTAR	53,47%
------------------------------	---------------

TRABAJO POR EJECUTAR	\$37.045.977
IMPREVISTOS / CONTINGENCIA (10%)	\$3.704.598
COSTO ESTIMADO - CULMINACIÓN DE TANQUES (US\$):	\$40.750.575

CULMINACIÓN DE CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE TANQUES PARA ALMACENAR NAO, NBE Y DIESEL	COSTO (ESTIMADO CULMINACIÓN)	TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO DE PARADA DE PLANTA
TOTAL REMEDIACIÓN	\$40.750.575	18 meses	5 días

5.7 CULMINACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE PLANTA DE TRATAMIENTO DE SOSA GASTADA

Actualmente se está almacenando a la intemperie, en áreas de almacenamiento desbordadas, IBCs de sosa caustica gastada (corrosivo), que es un residuo peligroso para el medio ambiente. Debido a la interrupción en el año 2016 del contrato con Veolia Environmental Services para la retirada y tratamiento de dicho residuo, a que la construcción y el montaje de la planta de tratamiento de sosa gastada no fue concluida y a que adicionalmente estos residuos no pueden ser tratados por gestores locales por no estar capacitados, se ha desbordado la capacidad de almacenamiento de sosa gastada producida en los procesos REE, que incluso ha visto incrementada su producción con las nuevas exigencias de calidad de los productos finales.

Atendiendo al elevado costo que supone la retirada de este tipo de residuos (en el contrato con VEOLIA se invirtieron más de \$ 38 millones) se hace necesario culminar la construcción y el montaje de la planta de tratamiento de sosa gastada que en la actualidad es una obra inconclusa con un grado de avance físico del 72%

En la TABLA 14 se presenta el costo presupuestado originalmente para la construcción (Greenfield) de la planta de tratamiento de sosa gastada, así como los avances físico y financiero que presenta la obra en la actualidad.

Tabla 14: Costo presupuestado originalmente para la construcción de la planta de tratamiento de sosa gastada

CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE SOSA GASTADA (2,20 TPD)	COSTO (ESTIMADO GREENFIELD)
Unidad MERICON™ III (MERICHEM) 2,20 TPD	\$6.825.000
Repuestos para 2 años de operación (x7)	\$2.698.500
Licencia del proceso	\$275.000
Transporte marítimo e impuestos	\$350.000
Construcción, montaje, instalación	\$13.840.176
TOTAL	\$23.988.676

AVANCE FÍSICO ACTUAL (%)	72,32%
AVANCE FINANCIERO EQUIVALENTE (\$)	\$17.348.610

En la TABLA 15 se presenta el costo y plazo estimado para la culminación de la planta de tratamiento de sosa gastada, así como el tiempo de parada requerido.

Tabla 15: Costo y tiempo para la culminación de la planta de tratamiento de sosa gastada

TRABAJO POR EJECUTAR (%)	27,68%
TRABAJO POR EJECUTAR (\$)	\$6.640.065
IMPREVISTOS / CONTINGENCIA (10%)	\$664.007
COSTO ESTIMADO - CULMINACIÓN DE PLANTA DE SOSA GASTADA (\$):	\$7.304.072

CULMINACIÓN DE CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE SOSA GASTADA (2,20 TPD)	COSTO (ESTIMADO CULMINACIÓN)	TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO DE PARADA DE PLANTA
TOTAL REMEDIACIÓN	\$7.304.072	12 meses	0 días

5.8 CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE UNA NUEVA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE (80 TPD)

La falta de capacidad de las unidades de recuperación de azufre actuales en la REE origina emisiones de cantidades considerables de gas ácido y óxidos de azufre a la atmósfera, lo que constituye una severa desviación de las regulaciones ambientales.

De acuerdo con estudios previos, por razones de costos, capacidad y obsolescencia; así como con los cálculos de ingeniería de procesos efectuados en el marco de la presente evaluación considerando el contenido de azufre del crudo de alimentación, sus márgenes de refinación y las exigencias y regulaciones gubernamentales en materia de contenidos máximos de azufre en los combustibles, resulta más conveniente la instalación de una nueva unidad de recuperación de azufre, de 80 TPD y alta eficiencia, que rehabilitar la existente.

Alternativamente, se recomienda a EP PETROECUADOR la evaluación desde el punto de vista estratégico, comercial y del mercado y los requerimientos locales e internacionales de materias primas, la implantación de una unidad de producción de ácido sulfúrico (H_2SO_4) con una capacidad proporcional a la propuesta para la de recuperación de azufre (250 TPD).

En la TABLAS 16 y 17 se presenta el costo y plazo estimado para construcción y montaje, así como el tiempo de parada requerido, para las nuevas plantas de recuperación de azufre y de producción de ácido sulfúrico:

Tabla 16: Costo y tiempo de la construcción y montaje de una nueva planta de recuperación de azufre (80 TPD)

CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE UNA NUEVA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE (80 TPD)	COSTO	TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO DE PARADA DE PLANTA
Preparación del Sitio, Utilidades, Interconexión	\$6.500.000	180 días	15 días
EPCC Unidad de Proceso Claus® (Equipos y subsistemas asociados de las secciones de Reacción Térmica, Reacción Catalítica y Condensadores de Azufre elemental) Obras civiles, eléctricas, mecánicas e instrumentación	\$76.740.000	2 años	0 días
EPCC Sistema de Solidificación - Pastilladora Sandvik® Rotoform 3000	\$5.920.000	18 meses	0 días
EPCC Sistema de Manejo, Almacenamiento y Despacho de Azufre Sólido	\$2.540.000	1 año	0 días
TOTAL REMEDIACIÓN	\$91.700.000	2 años	15 días

Tabla 17: Costo y tiempo de la construcción y montaje de una nueva planta de producción de ácido sulfúrico

CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE UNA NUEVA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE ÁCIDO SULFÚRICO	COSTO	TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN	TIEMPO DE PARADA DE PLANTA
EPCC Nueva planta de ácido sulfúrico (250 TPD) - Tecnología HALDOR TOPSOE®	\$80.175.278	18 meses	0 días
TOTAL REMEDIACIÓN (OPCIONAL)	\$80.175.278	18 meses	0 días

6 ÍNDICE DE TABLAS, CUADROS, FIGURAS Y GRÁFICOS

6.1 ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: INTERROGANTES CLAVE DEL PROGRAMA DE REHABILITACIÓN DE REE	4
TABLA 2: COSTO, TIEMPO DE IMPLEMENTACIÓN Y TIEMPO DE PARADA NECESARIOS PARA LA REMEDIACIÓN	6
TABLA 3: COSTO Y TIEMPO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO RBI (API 580)	14
TABLA 4: COSTO Y TIEMPO DEL EQUIPO ASESOR EXTERNO ESPECIALIZADO ...	15
TABLA 5: COSTO Y TIEMPO DEL SOFTWARE / HARDWARE RBI	15
TABLA 6: RESUMEN DEL COSTO Y TIEMPO DE LA INSPECCIÓN DE LÍNEA BASE .	16
TABLA 7: COSTO Y TIEMPO DE LA INSPECCIÓN DE LÍNEA BASE	16
TABLA 8: COSTO Y TIEMPO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO	18
TABLA 9: COSTO Y TIEMPO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO TURBOGRUPO DE GAS (10 MW)	19
TABLA 10: COSTO Y TIEMPO DEL ESTUDIO DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS Y SU SELECTIVIDAD EM INTERCONEXIÓN CON SNI Y TERMOESMERALDAS	20
TABLA 11: COSTO Y TIEMPO DE LOS AJUSTES OPERACIONALES PARA OPTIMIZAR EL DESEMPEÑO Y CONFIABILIDAD DE LOS HORNO DE CRUDO	22

TABLA 12: COSTOS Y TIEMPOS PARA LA MODIFICACIÓN DEL SISTEMA DE ESCAPE DE GASES DE COMBUSTIÓN DEL HORNO C-H ₂	22
TABLA 13: COSTO Y TIEMPO PARA LA CULMINACIÓN DE CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE TANQUES PARA ALMACENAR NAO, NBE Y DIESEL.....	23
TABLA 14: COSTO PRESUPUESTADO ORIGINALMENTE PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE SOSA GASTADA	25
TABLA 15: COSTO Y TIEMPO PARA LA CULMINACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE SOSA GASTADA.....	25
TABLA 16: COSTO Y TIEMPO DE LA CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE UNA NUEVA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE (80 TPD)	26
TABLA 17: COSTO Y TIEMPO DE LA CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE UNA NUEVA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE ÁCIDO SULFÚRICO	27