



## **E3. INFORME DE ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE MEJORAMIENTO Y RECOMENDACIONES**

**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-004**

**REV.: 3**

**N.º Páginas: 30**

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 .....	5
2 OBJETIVOS.....	9
2.1 OBJETIVO GENERAL .....	9
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	9
2.2.1 OBJETIVOS TÉCNICOS .....	9
2.2.2 OPERACIONALES .....	9
3 GLOSARIO .....	10
4 DOCUMENTOS Y NORMAS DE REFERENCIA.....	11
4.1 DOCUMENTOS DE REFERENCIA .....	11
4.2 NORMAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES .....	12
5 SOLUCIONES PROPUESTAS.....	15
5.1 IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO RBI (API 580) .....	15
5.2 IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO .....	16
5.3 INSTALACIÓN DE NUEVO TURBOGRUPO DE GAS (10 MW) .....	17
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) .....	18
5.5 IMPLEMENTACIÓN DE REMEDIACIONES RECOMENDADAS TRAS LA REALIZACIÓN DEL ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ EN HORNOS DE CRUDO.....	19
5.6 CULMINACIÓN DE CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE TANQUES PARA ALMACENAR NAO, NBE Y DIESEL.....	21
5.7 CULMINACIÓN DE CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE PLANTA DE TRATAMIENTO DE SOSA GASTADA.....	22
5.8 REALIZAR LA CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE UNA NUEVA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE (80 TPD) .....	22
6 OTRAS SOLUCIONES A IMPLEMENTAR.....	23



<b>6.1</b>	<b>A CORTO - MEDIO PLAZO .....</b>	<b>23</b>
<b>6.1.1</b>	<b>EVALUACIÓN DE MODIFICACIÓN DE LA DIETA DE CRUDO .....</b>	<b>23</b>
<b>6.1.2</b>	<b>ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO DE TRANSFORMAR LA REE EN UNA REFINERÍA DE CONVERSIÓN PROFUNDA.....</b>	<b>28</b>
<b>6.1.3</b>	<b>RECOMENDACIONES ADICIONALES .....</b>	<b>28</b>
<b>6.2</b>	<b>A LARGO PLAZO .....</b>	<b>29</b>
<b>7</b>	<b>ÍNDICE DE TABLAS, CUADROS, FIGURAS Y GRÁFICOS .....</b>	<b>30</b>
<b>7.1</b>	<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>30</b>
<b>7.2</b>	<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>30</b>

## 1 INTRODUCCIÓN

La Refinería Estatal de Esmeraldas (REE) es la principal refinería de petróleo de Ecuador, con una capacidad de procesamiento de 110.000 barriles de crudo 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 bloques: 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), con el 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 recomendadas 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.

El presente informe, analiza las alternativas planteadas para intentar que la REE cumpla con los estándares y normas internacionales, y que así mismo recupere el 100% de la capacidad de producción para la que fue diseñada y que motivó que fuera sometida al Programa de Rehabilitación, obteniendo adicionalmente la calidad de productos esperados

Además, este informe desarrolla la contestación a la pregunta de ¿En caso de encontrar desviaciones respecto a los estándares internacionales, ¿Cuáles son las soluciones por implementar?

A modo de resumen se indica que las soluciones propuestas son:

- Implementación de Sistema de Inspección basada en 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)

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: Alternativas de mejoramiento propuestas y aspectos clave de su implementación*

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



## 2 OBJETIVOS

### 2.1 OBJETIVO GENERAL

Establecer las remediaciones a ser implementadas en la REE, para que opere atendiendo a los estándares y normas internacionales. Estas remediaciones son fruto de las conclusiones obtenidas tras la realización de la evaluación técnica y operacional de la REE que se presentan en el documento E1 - Informe detallado de la evaluación técnica – operacional.

### 2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Atendiendo al carácter de las remediaciones propuestas, estas se clasifican en técnicas y operacionales, tal como se indica a continuación.

#### 2.2.1 OBJETIVOS TÉCNICOS

- Instalar un nuevo turbogruppo de gas de 10 MW
- Culminar la construcción y montaje de tanques para NAO (120.000 bls), NBE (200.000 bls) y Diesel (200.000 bls)
- Culminar la construcción y montaje de la planta de tratamiento de sosa gastada
- Realizar la construcción y montaje de una nueva Planta de Recuperación de Azufre (80 TPD)

#### 2.2.2 OPERACIONALES

- Implementar un Sistema de Inspección basada en Riesgo RBI (API 580)
- Implementar un Sistema de Gestión Integrado
- Revisar e implementar la 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).
- Implementar las remediaciones recomendadas tras la realización del Análisis Causa Raíz en hornos de crudo

### 3 GLOSARIO

- AACE: Asociación Americana de Estimadores de Costos
- ACR: Análisis de Causa Raíz
- AFPM: Asociación Americana de Fabricantes de Combustibles y Petroquímica
- As-built: Terminó 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 (equivalentes a 159 litros)
- CCR: Unidad de Reformado Catalítico
- 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
- IEA: International Energy Agency o Agencia Internacional de la Energía
- IC: Índice de Complejidad de Refinerías o Índice de Nelson
- Indicador: son hechos o expresiones concretas y cuantificables cuyos valores nos permiten medir la idoneidad, la eficacia y la eficiencia de la consultoría.
- IOW: Integrity Operative Windows
- 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): término 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 de 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
- PSA: De las siglas en inglés Pressure Swing Adsorption. Proceso empleado para la recuperación y purificación de hidrógeno de las corrientes en refinería
- 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
- ULS: Ultra bajo de Azufre
- WBS: Estructura de Descomposición del Trabajo.
- WP: Paquetes de Trabajo

## 4 DOCUMENTOS Y NORMAS DE REFERENCIA

### 4.1 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

A lo largo 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 durante la Rehabilitación y Repotenciación de la 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 final detallado con conclusiones y recomendaciones. ICC-Tecnatom

## 4.2 NORMAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES

- UNE-EN ISO 9001:2015: “Sistemas de gestión de la calidad – requisitos”
- UNE-EN 31010:2011: “Gestión del riesgo – técnicas de apreciación del riesgo.”
- ISO 14024:2016, Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment
- UNE-EN ISO 45001:2018 “Sistemas de gestión de la seguridad y la salud en el trabajo – requisitos”
- UNE-EN ISO 14001:2015 “Sistemas de gestión ambiental – requisitos con orientación para su uso”
- UNE-EN ISO 55001:2014 “Sistemas de gestión de activos – requisitos”
- PPA AP-907-001, Procedure Process Description, 2016
- ISO/DIS 30401:2018. Knowledge management systems
- OSHA 3132. Process Safety Management, 2000



- OSHA 3918-08, Process Safety Management for Petroleum Refineries
- API 510 – API RP 572. Pressure Vessel Inspection
- API 530. Calculation of Heater Tube Thickness in Petroleum Refineries
- API RP 554. Process Control Systems
- API RP 557. Advanced Control Systems
- API 560. Fired Heaters for General Refinery Service
- API 570. Piping Inspection
- API RP 572. Fired Boilers and Heaters Inspection
- API RP 575. Inspection practices for Low Pressure Storage Tanks
- API 579-1. Fitness-for-Service
- API 580. Inspección basada en riesgo
- API RP 584. Ventanas de Integridad Operativa
- API 653. Aboveground Storage Tank Inspection
- API 618. Analysis for reciprocating compressors
- API 610. Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas
- API 612. Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries – Steam turbines
- API 660. Shell-and-Tube Heat Exchangers
- Decreto 1215. Reglamento sustitutivo del reglamento ambiental para las Operaciones hidrocarburíferas.
- Decreto Ejecutivo 3516.
- Decreto 1215. Reglamento sustitutivo del reglamento ambiental para las Operaciones hidrocarburíferas. Anexo 2: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo ambiental interno rutinario y control ambiental.
- Decisión 584 (Instrumento Andino de Seguridad y Salud en el trabajo) de Ecuador.
- Convenio C155 (Convenio sobre Seguridad y Salud de los trabajadores) de la OIT.
- Artículos 11 a 16 Ley 31/1995 de España.”
- SNT-TC-1A/ASME-IX, Qualification for NDT Personnel
- ACI-318, American Concrete Institute
- ACI-222.3R, Design and Construction Practices to Mitigate Corrosion of Reinforcement in Concrete Structures
- AWS-D1.1, Código de Soldadura Estructural Acero
- Normas PDVSA, Petróleos de Venezuela,



- IEEE 1012, "IEEE Standard for System and Software Verification and Validation".
- 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".
- IEC 60359 Electrical and electronic measurement equipment - Expression of performance
- IEC 60364 Low voltage Electrical Installations Rules
- IEC 61936-1 Electrical Installations of nominal voltage above 1 kV in AC
- IEC 62271-100 High-voltage switchgear and control gear
- ANSI C2 "National Electrical Safety Code"
- CPE:019 "Código Eléctrico Nacional"
- NEC-11 "Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC) – Capítulo 15 – Instalaciones Electromecánicas"
- Normativa estatal (Ecuador) de subestaciones eléctricas.
- CEI 60909. Cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna
- CEI 60076-5. Transformadores de potencia. Aptitudes para soportar cortocircuitos
- IEEE C57.12-2006: Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers
- IEC Standard 61882, Hazard and Operability
- IEC Standard 61508, Safety Integrity Levels
- Decreto Legislativo 0 449, Constitución de la República del Ecuador
- Convenio de Basilea, Codificación 1257 Suplemento 153
- Convenio 562, Convención marco de las naciones unidas sobre cambio climático Kyoto
- Acuerdo de Paris sobre cambio climático, Convenio Suplemento 893
- Código Orgánico del Ambiente Ley 0 Suplemento 983
- Ley Orgánica de Recursos Hídricos, Usos y Aprovechamiento del Agua Ley 0 Suplemento 305

- Decreto Ejecutivo 3516 Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio de Ambiente TULSMA
- Decreto Ejecutivo 1215 265 Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador RSRAOHE
- Acuerdo Ministerial 248 336 Lineamientos del plan nacional de cambio climático
- Decreto Ejecutivo 1815 636 Política de estado la adaptación y mitigación al cambio climático
- Oil&Gas Journal, Cost and Optimization Engineering, McGraw-Hill
- BSEN15341:2007, Publicaciones Chemical Engineering

## 5 SOLUCIONES PROPUESTAS

### 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, algún 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.

## 5.2 IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO

Si bien se ejecutaron una serie de medidas para homologar tanto el sistema de gestión, las actividades de mantenimiento y la integridad mecánica a los estándares internacionales, para lo que PETROECUADOR contó con el apoyo y soporte de consultoras como KBC y Solomon, no se ha encontrado evidencia documental suficiente que garantice la plena implantación de estas mejores prácticas.

Un amplio porcentaje de los procedimientos de gestión requeridos por norma están ausentes entre la información proporcionada para esta evaluación. La participación de ingenierías de prestigio internacional en el apoyo a la redacción de los procedimientos de operación induce a pensar que estos procedimientos de gestión también han sido elaborados, pero es posible que se encuentren en una etapa temprana de su implantación.

Ante esta problemática, la solución propuesta para la REE consiste en la implementación de un Sistema de Gestión Integrado (retomando los trabajos iniciados por KBC) incrementando el alcance original. Este Sistema de Gestión, que se ha de enfocar a sus activos y a la valoración del riesgo, ha de integrar todas las Áreas de Gestión que se citan a continuación:

- Calidad (serie ISO 9000)
- Medioambiente (serie ISO 14000)
- Auditoría de los Sistemas de Gestión (ISO 19011)
- Protección y seguridad de los ciudadanos (serie ISO 22300)
- Riesgos (serie ISO 31000)
- Seguridad e Higiene (serie ISO 45000)
- Energía (serie ISO 50000)
- Gestión de activos (serie ISO 55000)
- Análisis mediante árbol de fallas (CEI/IEC 61025)

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 Calidad, Seguridad, Medioambiente, Integridad y Mantenimiento de la REE”.

Con esto se logrará identificar para cada unidad de proceso 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)

Además, el Sistema de Gestión redundará en otra de las áreas de mejora que el equipo evaluador ha diseñado para la REE, el establecimiento de una auténtica cultura de seguridad e



incrementar la adherencia del personal a los procedimientos. Cabe recordar que la plantilla se encuentra en una fase de transición demográfica y, cuanto más homogénea sea la operación y la gestión de la planta entre todo su personal, menores serán las dificultades para transmitir el conocimiento y capacitar correctamente al personal de nueva incorporación.

Para lograr la plena implementación del nuevo Sistema, PETROECUADOR debe comenzar por identificar aquellos procedimientos exigidos por las normativas de referencia (series ISO), como se desglosa más detalladamente en el documento E5. - Evaluación del entorno organizativo así como corregir toda la deficiencia documental asociada a aquellos procedimientos de gestión y operación que se hayan detectado como ausentes o incongruentes respecto del resto. Para ello EP PETROECUADOR debe valorar si continúa contratando los servicios de Consultoría ofrecidos por firmas como KBC o bien si opta por desarrollar y completar la información documentada mediante equipos de personal interno.

Implantar conjuntamente los diferentes módulos del Sistema Integral de Gestión de activos permite ahorros en plazos de implementación, así como en costes asociados respecto de los que tendría cada metodología de manera individual, que pueden alcanzar hasta un 50% del tiempo total hasta la puesta en marcha del Sistema.

### 5.3 INSTALACIÓN DE NUEVO TURBOGRUPO DE GAS (10 MW)

La planta de autogeneración eléctrica dispone de 5 turbo grupos, cuya potencia de diseño es la que se refleja a continuación:

- Y-G7001: 6,25 MW
- Y-G7002: 6,25 MW
- Y-G7003: 6,25 MW
- Y-G7004: 12 MW.
- Y-G7005: 4,4 MW.

Lo cual supone una potencia total instalada de 35,15 MW. Dado que la REE requiere de un suministro 30 MW para funcionar al 100 % de capacidad, se dispone de un pequeño margen de reserva de 5,15 MW

La potencia de diseño del mayor de los turbogrupos Y-G7004 es de 12 MW, y 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, teniendo en cuenta la actual configuración de los sistemas de control, cuando el turbogrupos Y-G7004 esté fuera de servicio, los cuatro turbogeneradores restantes funcionando en paralelo, son 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, siempre y cuando la refinería tenga en la actualidad cubiertas sus necesidades de vapor, es la instalación de un nuevo turbogruppo de gas de 10 MW. Dicho turbogruppo de gas se alimentará con alguno de los combustibles líquidos producidos en la refinería, atendiendo a las especificaciones impuestas por el Vendor del equipo.

#### 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 puesta en práctica de esta remediación exige la realización previa del estudio detallado de las protecciones eléctricas y su selectividad en la interconexión con SNI y Termoesmeraldas

Atendiendo a la información proporcionada, durante la visita realizada a la REE, la situación actual de la planta de autogeneración es crítica dado que:

- El turbogruppo (Y-G7004) de 12 MW no está disponible dado que hubo un incendio y no tiene posible reparación, por lo que es preciso proceder a su reemplazo.
- El turbogruppo (Y-G7005) de 4,4 MW presentaba problemas técnicos y por lo tanto en dicha fecha tampoco estaba disponible
- La capacidad real de generación de la planta de autogeneración con los 3 turbogruppos restantes (Y-G7001/2/3) es de aproximadamente 16 MW.

Debido a este déficit de energía eléctrica, la refinería desde hace tiempo está siempre conectada bien con el Sistema Nacional Interconectado (SNI) o con la planta de generación Termoesmeraldas.

Teniendo en cuenta que en el documento proporcionado por PETROECUADOR “Histograma 2017 plantas paradas” se reportan varias paradas no programadas de la REE cuyo origen se encuentra en el fallo del suministro eléctrico a la refinería, derivado de transitorios del SNI y que adicionalmente en la información reflejada en el Informe estadístico de PETROECUADOR de Julio 2018, durante el primer semestre de dicho año ha habido 3 paros totales de la REE por fallo en el suministro eléctrico desde Termoesmeraldas, así como otras tantas paradas no programadas de varias unidades de la REE por fallo en el suministro eléctrico, parece necesario incrementar la fiabilidad de dicho suministro a la REE.

Al objeto de que la refinería disponga de un suministro eléctrico alternativo desde el exterior, del cual se pueda aislar con rapidez automáticamente, en caso de que sea preciso, se requiere ajustar la coordinación de las protecciones, así como los correspondientes relés de sincronismo.



Adicionalmente, para el caso de desconexión de la REE de la red eléctrica exterior se debiera implementar, o si ya estuviera implementado revisar, la secuencia de desconexión automática de cargas al objeto de permitir la parada ordenada y segura de las unidades de la refinería que así lo requieran.

Al objeto de valorar el beneficio de la implementación de la solución planteada en la presente sección, ésta se puede agrupar junto con la instalación del nuevo turbogruppo de gas (planteado en la sección anterior), dado que ambas soluciones van orientadas a garantizar a la REE el suministro eléctrico necesario para que ésta pueda operar de forma continua, al 100 % de su capacidad, evitando paradas no programadas por fallo en el suministro eléctrico.

En el Informe Estadístico de PETROECUADOR de julio 2018 (enero – junio) se indica que la REE ha estado parada dicho semestre, durante 8 días, por fallo en el suministro eléctrico, (situación que no es muy diferente a la de semestres anteriores). Por otro lado, en el informe presentado por PETROECUADOR a la Asamblea Nacional, en julio del 2017, se indica que cada día de parada por fallo en el sistema eléctrico genera unas pérdidas de \$ 1,25 millones. Una sencilla relación lineal permite estimar las pérdidas anuales, debido a paradas no programadas por fallo de suministro eléctrico, entorno a \$ 19,92 millones, monto que podrá evitarse mediante la implementación de la presente remediación junto con la propuesta en la sección anterior.

## 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, se han realizado sendos Análisis de Causa Raíz. A continuación, se presentan un resumen de las causas de fallos de los tubos

- Horno C-H1: La principal causa del fallo de los tubos se debe al incremento de temperatura en el exterior de los mismos alcanzándose el punto de fusión de la ceniza de combustible y activándose el correspondiente mecanismo de falla. Esta presencia de cenizas se ve favorecida porque la temperatura de alimentación del combustible es inferior a la temperatura de diseño, por presencia de condensado en el vapor de atomización y por el alto contenido de azufre y vanadio en el fuel oil. Adicionalmente la presencia de coque en el interior de los tubos dificulta la transmisión de calor lo que hace necesario elevar la temperatura para alcanzar las condiciones de temperatura de salida del proceso
- Horno C-H2: En relación a la causa de fallo de los tubos, en este horno adicionalmente se produce incidencia directa de llamas sobre los tubos.

Adicionalmente el horno CH-2 presenta problemas para calentar el 100 % del caudal de crudo para el que fue diseñado (representando por ello un cuello de botella en la REE) debido a la reducción del área en la salida de gases de combustión que provoca que el tiro del horno no sea el adecuado.



A continuación, se presentan las principales mejoras, reflejadas en los correspondientes Análisis de Causa Raíz a implementar en los hornos de hornos de crudo, si bien 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 hasta un valor 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
  - Incrementar el grado de sobrecalentamiento del vapor de atomización
  - Incrementar 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 dämper 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.

Como consecuencia de la implementación de estas mejoras se espera evitar las paradas no programadas de las unidades de crudo 1 y 2 por fallo en los hornos de calentamiento de crudo, así como recuperar la capacidad de la unidad de crudo 2, que en la actualidad está limitada al 85 %.

En la información plasmada en sendos informes ACR, uno por horno, se indica que desde que dichos hornos se instalaron (aproximadamente 3 años atrás), y debido a la falla de éstos, la unidad de crudo 1 ha estado parada 16 días (pérdida diaria asociada de \$ 0,420 millones), mientras que la unidad de crudo 2 ha estado parada 24 días (pérdida diaria asociada de \$ 0,37 millones). Si estas pérdidas son anualizadas se obtiene un valor para éstas de:

- Horno C-H1: \$ 2,2 millones/año
- Horno C-H2: \$ 3 millones/año.

Por otro lado, la limitación en la capacidad de procesamiento del horno C-H2 al 85 %, equivalente a una merma en la capacidad de procesamiento de dicho horno de aproximadamente 8.250 BPD, supone una pérdida anual de \$ 20,8 millones.

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

En el informe presentado por PETROECUADOR a la Asamblea Nacional en julio del 2017 se indica que el sistema de almacenamiento se encuentra en “estado crítico” hecho que fue corroborado por parte de varios técnicos de PETROECUADOR durante la visita realizada a la REE, en octubre de 2018, por miembros del consorcio ICC-Tecnatom.

Al incrementar la capacidad de almacenamiento de crudo y productos y por lo tanto incrementar los índices de disponibilidad de almacenamiento, se incrementará la flexibilidad operacional de la refinería mejorando adicionalmente sus factores de servicio y el margen de refinación, además de evitar gastos operacionales adicionales asociados con almacenamiento externo de crudo y productos.

Atendiendo a la orografía y geología del emplazamiento de la REE así como los trabajos de remediación civil y geotécnica ya realizados, antes de barajar la alternativa de construir nuevos tanques debiera aprovecharse el trabajo ya realizado por TESCA y por lo tanto 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.

La estimación del costo y tiempo estimado para culminar los mencionados tanques de la REE 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 el informe presentado por PETROECUADOR en la Asamblea Nacional, relativo a la Rehabilitación de la REE se pone de manifiesto que los problemas logísticos, derivados de estado del sistema de almacenamiento de crudo y combustibles, generaron en el año 2016 perdidas de oportunidad por un importe de \$ 6 millones. Adicionalmente dicho informe hace referencia a perdidas por “regalo” de calidad de combustible en un promedio de \$ 0,32 millones/año. A parte de las mencionadas pérdidas de oportunidad, se estima que el almacenamiento temporal de crudo en el buque fondeado en la terminal marítima de Esmeraldas tiene asociado un coste diario de \$ 0,02 millones y por lo tanto de \$ 7,2 millones/año.



## 5.7 CULMINACIÓN DE 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 preparados para ello, se ha desbordado la capacidad de gestión 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 %.

La culminación de esta obra, frente a la opción de que un gestor de residuos retire de la REE la sosa gastada, radica en que el coste asociado a la gestión de dicho residuo se estima en \$ 4.000/tonelada siendo la producción de la REE de 2,2 toneladas diarias. Por lo tanto, el ahorro derivado de evitar que sea un gestor de residuos quien retire el volumen de sosa gastada que se genera en la REE se estima en \$ 3,2 millones/año.

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

La REE presenta emisiones gaseosas a la atmósfera con concentraciones desproporcionadas de SO<sub>2</sub>. Concretamente la media hasta la fecha durante el año 2018 es de 42.000 mg/m<sup>3</sup> (sólo en la fuente S-HE2), cuando el límite permitido por la legislación de la Republica de Ecuador es 57 mg/m<sup>3</sup>. Según la dirección del viento se reportan problemas en el ambiente de las zonas habitadas.

Según la información proporcionada por técnicos de PETROECUADOR a miembros del consorcio ICC-Tecnatom, durante la visita realizada a la refinería en octubre de 2018, se estima que se queman en la antorcha, con la refinería a plena carga, en torno a 1.800 kg/h de gas ácido con elevado contenido en ácido sulfhídrico - H<sub>2</sub>S.

En la REE hay 2 plantas de recuperación de azufre, pero la de mayor capacidad (50 TPD) está fuera de servicio desde hace años, mientras que la otra no tiene capacidad suficiente para recuperar todo el azufre extraído por las diferentes unidades de proceso. Este problema se ha visto agravado como consecuencia de la reciente exigencia gubernamental en relación a la necesidad de reducir el contenido de azufre en los combustibles, exigencia que está completamente desalineada con la actual situación de la refinería.

Al objeto de valorar la alternativa de construir una “Nueva unidad de recuperación de azufre” frente a rehabilitar la ya existente se utiliza la información plasmada en informe de fiscalización de Worley Parsons, relativo a los estudios de simulación y/o cálculos realizados por la empresa Prosernat, en el que se indica que el coste de la rehabilitación supondría aproximadamente el 77 % del de la instalación de una planta nueva de la misma capacidad con el condicionante adicional de que la nueva planta a instalar podría ser de mayor capacidad y de alta eficiencia (99,9 %)

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, y 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, con una capacidad de 80 TPD y alta eficiencia, que rehabilitar la existente de 50 TPD.

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).

## 6 OTRAS SOLUCIONES A IMPLEMENTAR

### 6.1 A CORTO - MEDIO PLAZO

#### 6.1.1 EVALUACIÓN DE MODIFICACIÓN DE LA DIETA DE CRUDO

La Refinería Estatal de Esmeraldas procesa típicamente los dos siguientes crudos disponibles de la canasta nacional: Oriente y Napo. La mezcla de los crudos procesados tiene una gravedad °API entre 23,5 y 24, 5 y un contenido de azufre de +/- 1,38 % en peso. La evolución de carga de crudo desde el año 2010 se presenta en la FIGURA 1. La carga promedio día desde el año 2016 a junio de 2018 es de 103.566 Bbl/día; y existe una proyección para 2018 de 100.800 Bbl/día.



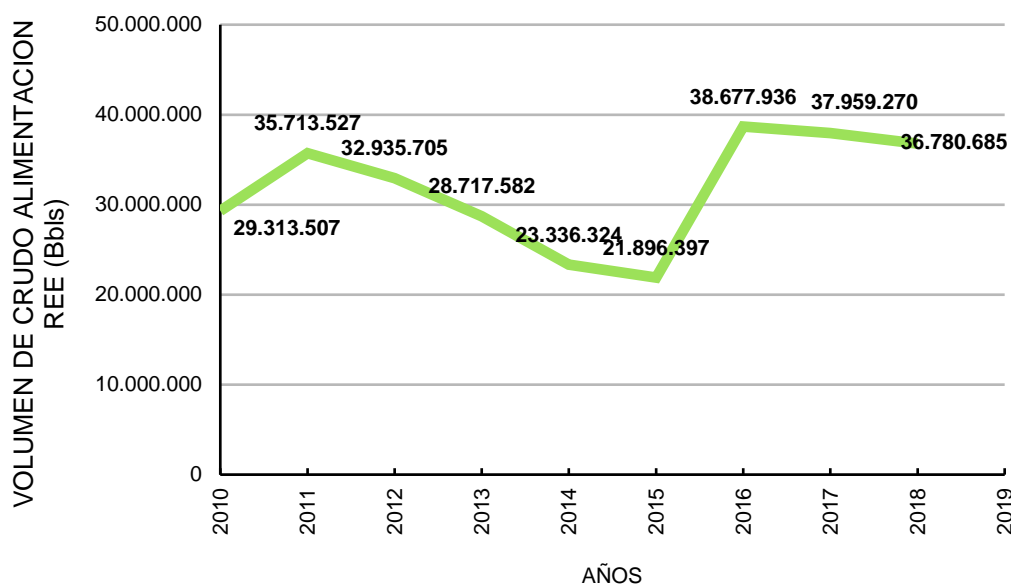


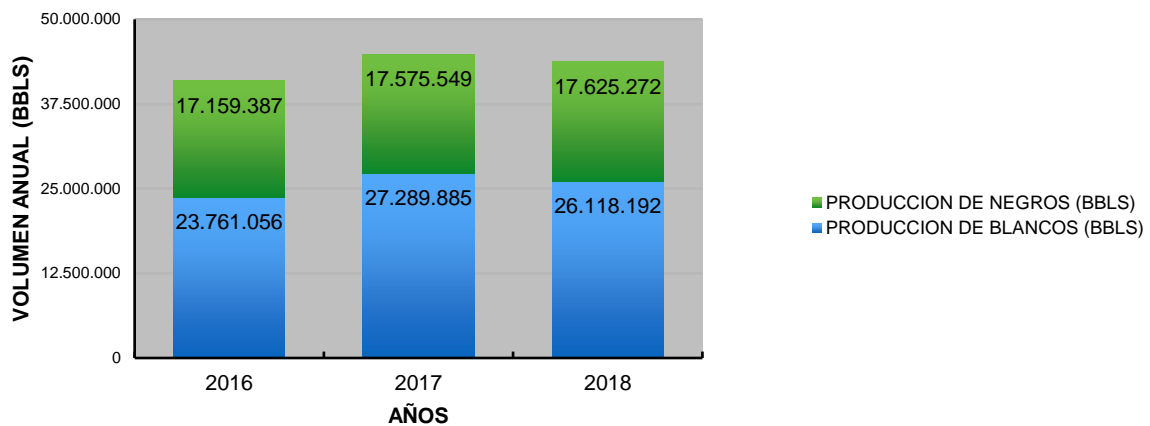
Figura 1: Evolución de la carga de crudo a REE

Este elevado contenido de azufre se distribuye a lo largo de los productos obtenidos en los diferentes procesos, lo que indica que la REE posee limitaciones para retirar todo el azufre que se precisa al objeto de que los combustibles que se obtengan al final de la cadena productiva cumplan la normatividad exigidas por el gobierno ecuatoriano.

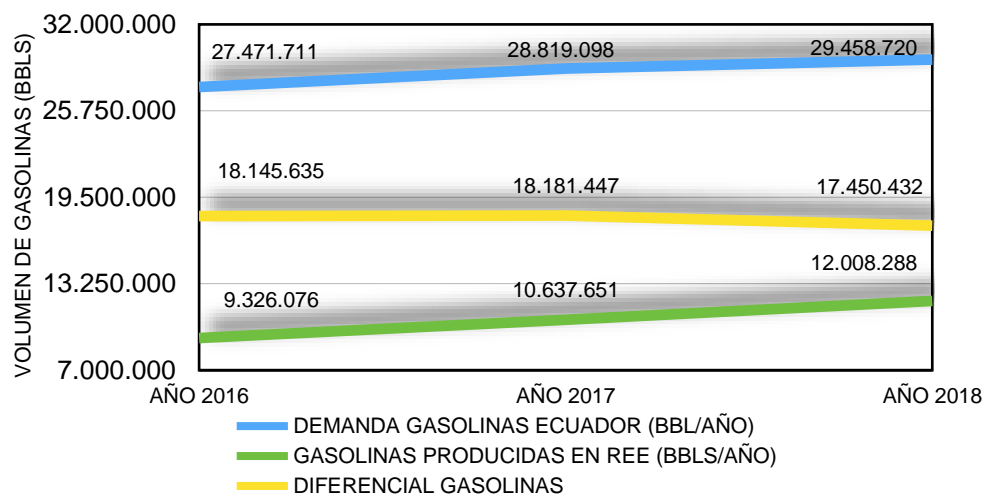
La REE tiene varias limitaciones de proceso para producir el volumen y la calidad total de combustibles que demanda la República del Ecuador, manifestado en aspectos tales como:

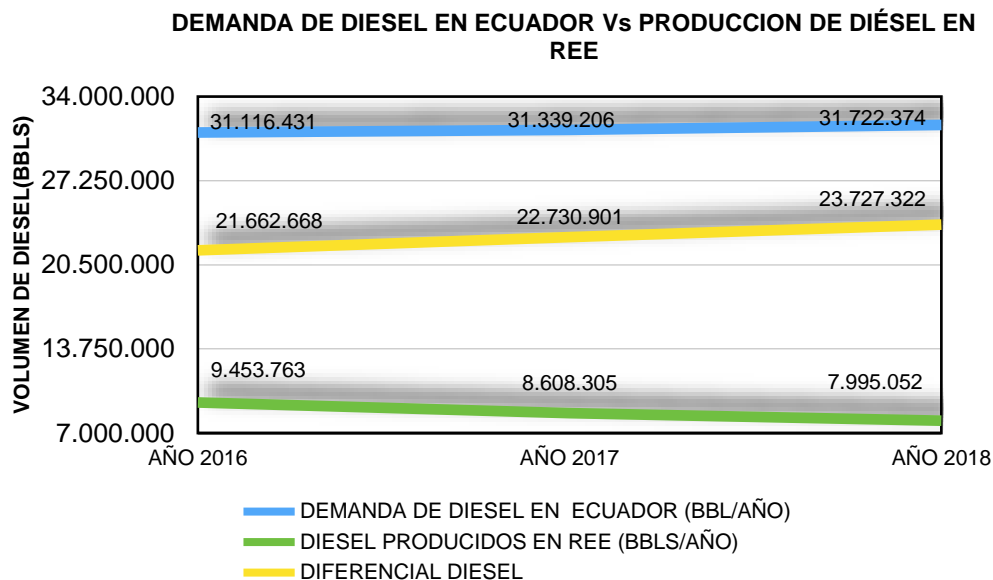
- El esquema de proceso de REE hace obligatorio la importación de gasolinas de alto octanaje y bajo contenido de azufre, y de Diésel de bajo contenido de azufre, para lograr mediante mezclas en refinería, alcanzar las especificaciones de combustibles para el consumo nacional.
- La transformación de crudo hacia productos blancos o valiosos y productos negros tiene un valor medio, en el periodo comprendido entre el año 2016 y 2018, tal como se presenta en la FIGURA 2. Si la producción de productos blancos se expresa, para el periodo indicado, en términos de rendimiento volumétrico se obtiene un valor medio de un 68%. Este dato confirma que REE es una refinería de mediana-baja conversión a productos valiosos.



**HISTORICO DE PRODUCTOS BLANCOS Y NEGROS DE REE ANUAL BASE VOLUMÉTRICA***Figura 2: Rendimientos a productos Blancos y Negros REE (BBLs)*

- La REE con su producción de gasolinas y diésel, es capaz de abastecer solo una parte del mercado ecuatoriano, tal como se presenta a continuación en las FIGURAS 3 y 4, siendo el promedio de abastecimiento de 37% para las gasolinas y 28% para el diésel, durante los últimos tres años

**DEMANDA DE GASOLINAS EN ECUADOR Vs PRODUCCION DE GASOLINAS EN REE***Figura 3: Producción de Gasolinas vs Consumo Interno Ecuador*



*Figura 4: Producción de Diésel Vs Consumo Interno Ecuador*

- Para suplir la necesidad de combustibles base de Ecuador (gasolinas y diésel) PETROECUADOR ha importado en promedio por día/año (para un periodo el periodo 2016-2018) 45.093 Bbl de nafta, y 50.190 Bbl de diésel, tal como se muestra en la TABLA 3, en la que adicionalmente se indica el precio del barril de Nafta y Diesel.

*Tabla 3: Importaciones promedio día de Ecuador de Diesel y Naftas para un promedio de tres meses*

PRODUCTO IMPORTADO	Bbl Promedio Día 2016 -2018	Precio Importación USD/Bbl
DIESEL 2	11.294	
DIESEL PREMIUM	38.893	
NAFTA OCTANO 93	38.278	
NAFTA RON 87	6.815	
TOTAL NAFTA IMPORTADA	45.093	110,0
TOTAL DIESEL IMPORTADO	50.190	138,0

- Producto de estas limitaciones dadas por el esquema de proceso propio de REE, se produce una gran cantidad de combustóleo (Fuel Oil) tanto como fuente principal de combustión en hornos y calderas, como para exportación. El combustóleo producido tiene un valor típico de

contenido de azufre de 2,3% en peso, con el alto impacto mediambiental cuando se usa como combustible en la refinería; y la penalización en precio por contenido de azufre para exportación.

- El esquema de proceso de REE, donde la fuente única de hidrógeno para los procesos de Hidrodesulfurización e Hidrotratamiento, (plantas HDS y HDT), proviene del hidrógeno liberado en la unidad de reformado de nafta con regeneración continua de catalizador o CCR, presenta una limitación en la cantidad de hidrógeno producido para futuros procesos que requieran el uso de dicha materia prima para reducir los contenidos de azufre en combustibles. La REE no dispone de una planta de generación de hidrógeno típica, como lo es la de reformado de gas natural con vapor; ni tampoco de una unidad para la recuperación y purificación de hidrógeno de las corrientes que es enviado a la red de fuel gas de la refinería tal como una PSA.

Atendiendo a que los problemas anteriormente expuestos están muy relacionados con la actual dieta de crudos, se debiera evaluar la bondad económica y el impacto sobre la producción de combustibles si se logra que la dieta de crudo de REE tenga una gravedad de +/- 27 °API y un contenido de azufre no mayor a 0,8% en peso (se propone 0,5 %) dado que se considera que con una calidad de crudo como el propuesto se deberían acabar las limitaciones para cargar de forma permanente y a plena capacidad las unidades catalíticas, encargadas de entregar los combustibles en volumen y con reducción en la concentración de azufre. Esto además facilitará el manejo de corrientes de nafta de alto contenido de azufre que hoy en día causan limitaciones volumétricas.

Previamente a la modificación de la dieta de crudo, se debiera confirmar que se ha estudiado el contenido del informe emitido por KBC "Implementación de las soluciones del estudio de alternativas de crudo"<sup>1</sup>, y que las recomendaciones incluidas en dicho informe, tras ser valoradas, han sido implementadas o descartadas.

En tal sentido, se recomienda llevar a cabo en la REE una corrida (test run) de cinco días con una dieta mixta compuesta por un volumen de 60.000 BPD de crudo nigeriano Bonny Light + 50.000 BPD de crudo Oriente ecuatoriano. Con esa mezcla se obtiene una gravedad de 28,5 °API y un contenido de 0,81% azufre. Esta operación implica la compra y manejo de 300.000 BLS de Bonny Light, y en consecuencia la venta potencial de un volumen equivalente (300.000 BLS) de crudo Oriente, así como la comercialización de los combustibles (derivados) obtenidos durante la corrida de 5 días.

En caso de realizar la prueba de modificación de dieta de crudo, ésta debiera ser complementada con la realización de una simulación del proceso mediante un simulador.

---

<sup>1</sup> Dado que dicho informe no obra en poder del consorcio ICC – Tecnatom, no se tiene evidencia documental de que dicho documento exista

### 6.1.2 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO DE TRANSFORMAR LA REE EN UNA REFINERÍA DE CONVERSIÓN PROFUNDA

Atendiendo a que la REE lleva muchos años sin actualizaciones tecnológicas profundas en sus unidades de proceso y debe importar materia prima para poder entregar producto terminado mediante mezclas; se propone que se adelante un estudio de factibilidad técnica y económica que evalúe la conveniencia de transformar la refinería actual en una refinería de conversión profunda (93% de transformación a productos blancos) que permita cargar crudos más pesados con aumento de carga, de manera que la REE pueda cubrir al menos el 75% de la demanda de combustibles de Ecuador. Dicho estudio debe considerar al menos los siguientes aspectos

- Análisis de cargas de crudos nacionales e internacionales como posibles nuevas cargas.
- Estudio de los procesos actuales y cuáles procesos son los más convenientes para afrontar las especificaciones futuras de combustibles.
- La calidad de productos proyectados por el gobierno ecuatoriano; y los volúmenes óptimos a producir.
- Evaluar la posibilidad de integración técnica de la REE con las otras dos refinerías ecuatorianas -Shushufindi y La Libertad, buscando sinergias y/o ventajas de desarrollo conjunto de algunas actividades de las tres refinerías.
- Que el estudio incluya las ventajas de integrar los alcances con la posible nueva refinería "Eloy Alfaro" de manera que se alcance el desarrollo óptimo de la cadena de refinación en Ecuador.
- La estructura financiera más conveniente para financiar las inversiones que indique el estudio de factibilidad.
- El tipo de contratista y modelo de contratación recomendados para un proyecto de esta magnitud.
- Factores de riesgos del proyecto con énfasis en la situación geopolítica del país y la región.
- Escala recomendada del proyecto que entregue los mejores resultados económicos para PETROECUADOR.

### 6.1.3 RECOMENDACIONES ADICIONALES

- Poner en uso todas las herramientas de programación y gestión adquiridas como una inversión importante durante el desarrollo de la rehabilitación de manera que REE; de manera que la refinería avance en el indicador de "Madurez en el Nivel de Simulación" desde La Madurez Nivel Cero actual definido como: "Las refinerías que aún no tienen la cultura del uso de simuladores de proceso para soportar sus operaciones" hasta el Nivel Cuatro de Maduración definido como: El pináculo de la madurez tecnológica; aquellas refinerías que usan a lo largo y ancho de su negocio modelos de simulación de proceso.

Los ingenieros de proceso en estas refinerías entregan información valiosa para la planeación; y a las divisiones estratégicas para las mejoras operativas, las evaluaciones de proyectos de capital estratégico y otras.

- Trabajar sistemáticamente en los indicadores de margen y captura de margen de refinación utilizando las herramientas adquiridas durante el desarrollo de la rehabilitación.
- Trabajar de forma sistemática en las siguientes áreas o aplicaciones, que son críticas para que REE pueda crecer su madurez tecnológica para lograr la mejor eficiencia operativa de su clase, soportada en la definición de los indicadores claves de desempeño KPI's.
  - Mantenimiento y monitoreo de los intercambiadores de calor.
  - Solución de problemas de operaciones de torres de destilación.
  - Análisis integrado de refinería, generación de hidrógeno y planta de gas.
  - Actualización permanente del modelo de planificación y programación.
  - Análisis de procesos en toda la refinería.
- Adelantar un estudio de revisión del sistema de alivio de emergencias en las teas (Flare) donde son enviadas las cargas de la Unidad Catalítica 1 y sus unidades aledañas (Merox, Gascon, Aminas, etc.) para determinar si las capacidades disponibles de alivio actuales son suficientes para soportar las nuevas cargas provenientes de FCC, aumentadas en 11,1%; y si los márgenes de seguridad del sistema de teas no se ha disminuido por debajo de los márgenes recomendables por la necesidad de nuevas cargas de alivio.
- Adelantar un estudio de Fire&Gas para la Unidad Catalítica 1 o FCC que fue ampliada para cargar 20.000 BPD, de manera que se evalúe si su sistema de detección de fugas y red contra incendio sigue siendo suficientes en capacidad para soportar las nuevas cargas de hidrocarburos aumentadas en 11,1% en caso de fugas e incendio.
- Adelantar la estrategia operacional para el manejo de la nueva reglamentación que ha fijado un nuevo límite para el combustible que utilizarán los buques de 0.5% (correspondiente a 5000 ppm de azufre) a partir del 1 de enero de 2020. Es importante recalcar que la REE ha exportado, durante el período comprendido entre enero-septiembre de 2018, 11,4 millones de barriles de dicho combustible con 2,3% en peso, y ha obtenido un ingreso de \$ 670 millones.

## 6.2 A LARGO PLAZO

- Estructuración del “Plan de gerenciamiento y manejo de hidrógeno”. El factor de mayor criticidad que afrontan los refinadores en la actualidad, es el panorama cambiante del procesamiento de crudo para la producción de combustibles, bajo un ambiente cada vez más exigente en la regulación ambiental y por lo tanto su efecto sobre las especificaciones de los

combustibles, con una decreciente demanda de combustibles y la aparición de crudos más pesados y de mayor contenido de azufre.

La optimización de la red de hidrógeno está a la vanguardia de las opciones de las refinerías mundiales para abordar las tendencias de necesidades combustibles limpios, satisfacer las crecientes demandas de combustible de transporte y continuar obteniendo ganancias de sus crudos. Un elemento clave del análisis de la red de hidrógeno de un refinador consiste en desbloquear el valor del hidrógeno en sus flujos de combustible y extender su flexibilidad y opciones de procesamiento a través de la nueva capacidad de hidrógeno en el sitio o los sistemas de tuberías de hidrógeno para múltiples clientes. En general, la optimización innovadora de la red de hidrógeno será un factor crítico que influirá en la futura flexibilidad y rentabilidad operativa de los refinadores en un mundo cambiante de suministros de materia prima bruta y combustibles Diésel y de Gasolina Ultra Bajo en Azufre (ULS). Una refinería de alta conversión, como las construidas mundialmente desde el año 2010, tiene una demanda de  $H_2$  del orden de 20-25  $Nm^3/Bbl$  de crudo procesado, para tener combustibles con especificaciones de contenido de azufre de entre 15 a 30 ppm de azufre.

## 7 ÍNDICE DE TABLAS, CUADROS, FIGURAS Y GRÁFICOS

### 7.1 ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: INTERROGANTES CLAVE DEL PROGRAMA DE REHABILITACIÓN DE REE .....	5
TABLA 2: ALTERNATIVAS DE MEJORAMIENTO PROPUESTAS Y ASPECTOS CLAVE DE SU IMPLEMENTACIÓN .....	7
TABLA 3: IMPORTACIONES PROMEDIO DÍA DE ECUADOR DE DIESEL Y NAFTAS PARA UN PROMEDIO DE TRES MESES .....	26

### 7.2 ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: EVOLUCIÓN DE LA CARGA DE CRUDO A REE .....	24
FIGURA 2: RENDIMIENTOS A PRODUCTOS BLANCOS Y NEGROS REE (BBLs).....	25
FIGURA 3: PRODUCCIÓN DE GASOLINAS VS CONSUMO INTERNO ECUADOR ....	25
FIGURA 4: PRODUCCIÓN DE DIÉSEL VS CONSUMO INTERNO ECUADOR .....	26