



**TERMINOS DE REFERENCIA DEL PROCESO DE SELECCIÓN DE EMPRESAS
SUPERVISORAS PERSONAS JURIDICAS N° 02-2015-Osinergmin**

GERENCIA DE FISCALIZACION DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS

MARZO 2015

Lima - Perú

TÉRMINOS DE REFERENCIA DE EMPRESAS SUPERVISORAS

CONTRATACIÓN DE EMPRESA SUPERVISORA PARA LA CERTIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO NORMATIVO DEL PROYECTO RLP-21 “ADECUACIÓN A NUEVAS ESPECIFICACIONES DE COMBUSTIBLE – PRIMERA FASE” DE LA REFINERIA RELAPASAA

ÍNDICE

1. OBJETIVO	3
2. ANTECEDENTES.....	3
3. JUSTIFICACIÓN	4
4. DEFINICIONES Y SIGLAS	4
5. ALCANCES	6
6. ACTIVIDADES A REALIZAR POR LA EMPRESA SUPERVISORA	6
7. CONDICIONES DEL SERVICIO	7
8. ENTREGABLES	9
9. REQUERIMIENTOS MÍNIMOS REFERIDOS A LA EMPRESA	10
10. PERFIL MÍNIMO DEL PERSONAL PROPUESTO POR LA EMPRESA	10
11. CRITERIOS DE EVALUACIÓN TÉCNICA.....	12
12. PLAZO DE EJECUCIÓN DEL SERVICIO	12
13. FORMA DE PAGO	12
14. PENALIDADES	13
15. CONSIDERACIONES.....	13
16. LUGAR DE EJECUCIÓN DEL SERVICIO	13
17. APÉNDICE.....	13

TÉRMINOS DE REFERENCIA DE EMPRESAS SUPERVISORAS ACREDITADAS DE NIVEL “B”

CONTRATACIÓN DE EMPRESA SUPERVISORA PARA LA CERTIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO NORMATIVO DEL PROYECTO RLP-21 “ADECUACIÓN A NUEVAS ESPECIFICACIONES DE COMBUSTIBLE – PRIMERA FASE” DE LA REFINERÍA RELAPASAA

1. OBJETIVO

Certificar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas (en adelante cumplimiento normativo) de las Etapas del proyecto “RLP-21 Adecuación a nuevas especificaciones de combustible – Primera Fase”, para el cumplimiento de la función supervisora y fiscalizadora de Osinergmin.

2. ANTECEDENTES

De conformidad con la Ley de Creación de Osinergmin, Ley N° 26734, la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, Ley N° 27332 y demás normas complementarias, Osinergmin posee facultades para supervisar y fiscalizar a las entidades del sector energía velando, entre otros, por el cumplimiento de las obligaciones legales, contractuales y/o técnicas por parte de las entidades supervisadas.

El Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 051-93-EM, modificado por Decreto Supremo N° 035-2003-EM, establece las normas y disposiciones para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de Refinerías y Plantas de Procesamiento de Hidrocarburos.

El Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 052-93-EM, modificado por Decreto Supremo N° 036-2003-EM, establece las normas y disposiciones para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de tanques de almacenamiento en cualquiera de las diferentes etapas de la industria de los hidrocarburos.

El Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 043-2007-EM, establece las normas y disposiciones para preservar la integridad y salud de las personas que intervienen en las Actividades de Hidrocarburos; proteger a terceras personas de los eventuales riesgos provenientes de las Actividades de Hidrocarburos; proteger las instalaciones y equipos, así como preservar el medio ambiente.

La Resolución de Consejo Directivo N°245-2013-OS/CD el cual modifica el Reglamento del Registro de Hidrocarburos aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N°191-2011-OS/CD, establece un régimen especial aplicable a Refinerías, Plantas de Procesamiento y Plantas de Producción de GLP.

Mediante Resolución de Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos Osinergmin N° 14082-2014-OS-GFHL/UPPD, del 27 de Octubre del 2014, Osinergmin otorgó dictamen favorable para la instalación del Proyecto “RLP-21 Adecuación a nuevas especificaciones de combustible – Primera Fase” ubicada en el distrito de Ventanilla, Km 25 de la carretera a Ventanilla, Callao.

Osinergmin debe supervisar las actividades en la Refinería La Pampilla operada de la empresa Refinería la Pampilla S.A.A. (en adelante RELAPASAA). Actualmente, **RELAPASAA** ya inició la etapa de construcción del proyecto “RLP-21 Adecuación a nuevas especificaciones de combustible-Primera Fase”.

3. JUSTIFICACIÓN

La Ley N° 26734 “Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería- Osinergmin” establece como funciones: supervisar y fiscalizar que las actividades de los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería se desarrollen de acuerdo a los dispositivos legales y normas técnicas vigentes.

El Reglamento de Supervisión y Fiscalización de las Actividades Energéticas y Mineras de Osinergmin, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 171-2013-OS/CD establece en el artículo 3° que Osinergmin podrá contratar Empresas Supervisoras para el ejercicio de las acciones de supervisión y fiscalización, al amparo de lo dispuesto en la Ley de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin –Ley N° 27699.

Osinergmin ha previsto dentro del Plan Operativo para el año 2015, supervisar el cumplimiento normativo del Proyecto “RLP-21 Adecuación a nuevas especificaciones de combustible – Primera Fase”, para su certificación a través de la contratación de una Empresa Supervisora Acreditada de Nivel B. Este requerimiento está de acuerdo con las iniciativas estratégicas: “Supervisar y regular los compromisos de inversión en nueva infraestructura” y “Propiciar que las actividades de las empresas, sean seguras para las personas y el ambiente”.

En ese sentido, es importante asegurar que la realización del Proyecto “RLP-21 Adecuación a nuevas especificaciones de combustible – Primera Fase” cumpla con el marco normativo vigente, por lo que es necesario contar con una Empresa Supervisora acreditada que cuente con experiencia y profesionales calificados para realizar la certificación del cumplimiento de las normas legales aplicables a este tipo de proyectos.

BASE LEGAL

- Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras aprobado con Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 171-2013-OS/CD y sus modificatorias, en adelante **El Reglamento**.
- Reglamento del procedimiento administrativo sancionador de Osinergmin, aprobado por Resolución del Consejo Directivo de Osinergmin N° 272-2012-OS/CD.
- Reglamento de Seguridad y Salud Ocupacional en Minería aprobado por Decreto Supremo N° 055-2010-EM.
- Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y sus modificatorias.
- Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin
- Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.
- Supletoriamente, el Decreto Legislativo N° 1017, Ley de Contrataciones del Estado y su Reglamento.

Las referidas normas incluyen sus respectivas modificaciones, de ser el caso.

4. DEFINICIONES Y SIGLAS

- 4.1. **RLP-21 Adecuación a nuevas especificaciones de combustible – Primera Fase:** (En adelante RLP 21 – Primera Fase). Comprende el Bloque 1 - Destilados Medios, compuesto por las siguientes Unidades y Servicios: Hidrotratamiento de Destilados Medios, Aminas II y Recuperación de azufre, Unidad de Servicios Auxiliares, Offsites, Interconexiones, Infraestructuras; y Planta de Hidrógeno.¹
- 4.2. **Cumplimiento Normativo:** Es el cumplimiento de las norma legales aplicables al proyecto RLP-21 Primera Fase, entre los cuales, tienen especial importancia las siguientes:

¹ Información proporcionada por la RELAPASAA

- ✓ Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 051-93-EM y sus modificatorias.
 - ✓ Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 052-93-EM y sus modificatorias.
 - ✓ Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM y sus modificatorias.
- 4.3. **Certificado de Cumplimiento Normativo:** Documento generado y emitido por la Empresa Supervisora seleccionada a través del presente proceso, mediante el cual declara el Cumplimiento Normativo de una o varias etapas del Proyecto RLP 21–Primera Fase. El certificado es emitido en virtud a un Informe Técnico.
- 4.4. **Empresas Supervisoras.-** Personas naturales o jurídicas, debidamente calificadas y clasificadas como tales por el Osinergmin, que realizan por encargo actividades de supervisión y fiscalización en los sectores energético o minero. Se extiende sus alcances a los profesionales presentados por las personas jurídicas para desarrollar las funciones de supervisión y fiscalización, así como a sus representantes.
- 4.5. **Empresa Supervisada:** Para efectos de estos Términos de Referencia se refiere a la empresa RELAPASAA.
- 4.6. **Etapas del Proyecto:** Para el proyecto RLP-21 Primera Fase, se han considerado las siguientes etapas: Diseño, Construcción, Precomisionamiento, Comisionamiento y Puesta en Marcha².
- 4.7. **Informe Técnico:** Documento elaborado por la Empresa Supervisora donde se detallan los medios probatorios que sustentan el Cumplimiento Normativo de una o varias etapas del proyecto mediante labores de supervisión realizadas por la Empresa Supervisora.
- 4.8. **Informe de Avance:** Documento elaborado por la Empresa Supervisora donde se indican las actividades ejecutadas por su personal durante un periodo y de ser el caso debe incluir el Registro de Observaciones, la evaluación de los descargos y la subsanación de las observaciones. El formato a ser usado será acordado por la Empresa Supervisora con Osinergmin. Los informes deberán estar debidamente documentados.
- 4.9. **Observación:** No conformidad detectada durante la verificación del Cumplimiento Normativo, que RELAPASAA debe subsanar. La Observación será comunicada por medio de Carta de Visita.
- 4.10. **Diseño:** Es la concepción original de un proyecto, que consiste en establecer los criterios y especificaciones técnicas para el desarrollo de un proceso industrial. En esta etapa, se describen los procesos y se levantan los planos de ejecución de las obras.
- 4.11. **Construcción:** Etapa del proyecto que consiste en el armado y montaje de una instalación, en base a un diseño establecido.
- 4.12. **Registro de Observaciones:** Documento emitido durante la supervisión de campo por la Empresa Supervisora donde se registra las Observaciones detectadas.
- 4.13. **Refinería:** Instalación industrial, en la cual el Petróleo, gasolinas naturales u otras fuentes de Hidrocarburos son convertidos en Combustibles Líquidos. Puede incluir la elaboración de productos diferentes a los combustibles como Lubricantes, Asfaltos y Breas, Solventes, etc.

² Las definiciones de las etapas se encuentran establecidas en la Resolución de Consejo Directivo N° 245-2013-OS/CD.

- 4.14. **Función de Supervisión:** Comprende la facultad de verificar el cumplimiento de las obligaciones legales, contractuales o técnicas por parte de las entidades o actividades supervisadas, así como la facultad de verificar el cumplimiento de cualquier mandato o resolución emitida por el Osinergmin, o de cualquier otra obligación que se encuentre a cargo de la entidad o actividad supervisadas. Incluye la función de supervisión específica. Puede ejercerse a través de acciones programadas o de manera inopinada.
- 4.15. **Área Usuaria:** aquella designada por la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos de Osinergmin, para la administración del contrato suscrito con la Empresa Supervisora seleccionada a través del presente proceso.

5. ALCANCES

- a) Certificar el Cumplimiento Normativo de las etapas del proyecto RLP-21 Primera Fase.
- b) La Empresa Supervisora debe proponer como mínimo el número de profesionales que se detalla a continuación:

Perfil	Cantidad	Nombre del Perfil	Profesión
1-01	01	Profesional 1 - Gerente Técnico	Ingeniero
1-02	01	Profesional 1 - Experto en Procesos de Refinación	
1-03	01	Profesional 1 - Experto en Inspección Mecánica	
1-04	01	Profesional 1 - Experto en Instrumentación	
1-05	01	Profesional 1 - Experto en Sistemas Eléctricos	
1-06	01	Profesional 1 - Experto en Obras Civiles	
1-07	01	Profesional 1 - Ingeniero en Seguridad	

Total: 07 profesionales

- c) Los profesionales propuestos por la Empresa Supervisora deben cumplir con el perfil requerido indicado en el numeral N° 10 del presente documento.

6. ACTIVIDADES A REALIZAR POR LA EMPRESA SUPERVISORA

- 6.1. Las partes en un plazo máximo de 20 días calendario de suscrito el contrato, firmarán el acta de inicio de servicio, fecha a partir de la cual se iniciará la ejecución del servicio.
- 6.2. La Empresa Supervisora durante los primeros 30 días calendario de iniciado el servicio debe realizar lo siguiente:
- Elaborar procedimientos, guías, registros de verificación u otros formatos que se consideren necesarios para la supervisión.
 - Elaborar el Plan de Trabajo de las actividades a desarrollar durante la vigencia del contrato, el cual debe considerar los plazos e hitos indicados por RELAPASAA y que se muestran en el apéndice N°7. El Plan de Trabajo debe presentarse a Osinergmin y sustentarse con la participación de todo su equipo de profesionales en la fecha y lugar que Osinergmin determine.
 - La Empresa Supervisora realizará una evaluación del estado situacional del proyecto RLP 21 – Primera Fase, la cual será informada al Área Usuaria.
 - Para las Etapas del Proyecto que presenten un avance a la fecha de inicio del servicio, la Empresa Supervisora debe considerar los documentos emitidos por RELAPASAA y/o sus contratistas para la elaboración de los Informes Técnicos y de Avance.
- 6.3. En la ejecución del servicio, debe aplicarse las buenas prácticas recopiladas en la Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos (Guía del PMBOK), desarrollada por el Project

Management Institute (PMI).

- 6.4. Verificar el Cumplimiento Normativo aplicable al proyecto RLP 21 - Primera Fase, indicado en el numeral 4.2
- 6.5. Cada 30 días calendario, desde el inicio del servicio, debe presentar Informes de Avance. En caso la fecha de presentación coincida con un día no laborable, el Informe de Avance deberá ser presentado el primer día hábil siguiente.
- 6.6. La Empresa Supervisora debe asistir con su Gerente Técnico a las reuniones que Osinergmin convoque, en el lugar que determine, durante la ejecución del servicio. Osinergmin podrá solicitar que se explique mediante una presentación en Power Point u otro formato, los avances realizados u otra información que considere necesaria. Excepcionalmente, de requerirse la presencia de otros profesionales de la Empresa Supervisora, estos podrán participar mediante videoconferencia.
- 6.7. En caso la Empresa Supervisora tome conocimiento de algún accidente y/o incidente en las instalaciones de RELAPASAA debe comunicarlo inmediatamente a Osinergmin mediante correo electrónico. Osinergmin proporcionará una cuenta de correo electrónico para tal fin.
- 6.8. La Empresa Supervisora atenderá las consultas técnicas que plantee Osinergmin. Para tal efecto, Osinergmin fijará oportunamente el plazo de atención.
- 6.9. Las actividades que realice la Empresa Supervisora no deben afectar ni interferir con las actividades de RELAPASAA o sus contratistas.
- 6.10. Cuando la Empresa Supervisora formule una Observación debe:
 - Incorporarla al Registro de Observaciones.
 - Comunicar a RELAPASAA la Observación por medio de una Carta de Visita detallando la base legal que la sustente. Copia de este documento debe remitirse a Osinergmin vía correo electrónico, en un plazo máximo de 24 horas de haber sido suscrita.
 - Evaluar los descargos presentados por RELAPASAA así como la subsanación de las observaciones. Dicha evaluación se anexará al Informe de Avance del periodo.
- 6.11. Si luego de culminar con la verificación del Cumplimiento Normativo de una o varias etapas, RELAPASAA no incurre en Observaciones, la Empresa Supervisora emitirá un Informe Técnico de procedencia de la emisión del Certificado de Cumplimiento Normativo, el cual será entregado a Osinergmin.
- 6.12. En caso se encontrasen Observaciones pendientes de subsanar por parte de RELAPASAA, la Empresa Supervisora no emitirá el Informe Técnico ni Certificado hasta que las Observaciones sean subsanadas.
- 6.13. La Empresa Supervisora se obliga, dentro del año posterior a la emisión de la última Certificación de Cumplimiento Normativo, a absolver las consultas sobre el servicio realizado, sin costo alguno para Osinergmin.

7. CONDICIONES DEL SERVICIO

- 7.1. La Empresa Supervisora debe conocer el Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 051-93-EM; el Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 052-93-EM; el Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 043-2007-EM; y el Reglamento de

Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 171-2013-OS/CD; así como las modificatorias de las normas citadas precedentemente. Para ello debe presentar una Declaración Jurada que indique este conocimiento.

- 7.2. Osinergmin coordinará con RELAPASAA para que se permita a la Empresa Supervisora su ingreso a las instalaciones del Proyecto RLP 21 – Primera Fase para el desarrollo de sus actividades, así como para el acceso a la información. Una vez establecida esta coordinación, la Empresa Supervisora deberá hacer todas las coordinaciones directamente con RELAPASAA.
- 7.3. Dada la necesidad de coordinación continua entre Osinergmin y la Empresa Supervisora, se requiere que dicha empresa cuente con una oficina ubicada en Lima Metropolitana. La oficina de la Empresa Supervisora deberá contar con un ambiente independiente para los documentos asociados al Proyecto RLP 21 – Primera Fase, para ello deberá llevar una adecuada gestión de los documentos en custodia y contar con mueblería para dicho fin.
- 7.4. La Empresa Supervisora debe contar con lo siguiente:
 - Conexión a internet banda ancha de 500 kbps o superior.
 - Una (01) Impresora y un (01) Escáner o una (01) Impresora multifuncional.
 - Instrumentos, software y equipos necesarios para el desarrollo de los trabajos solicitados.
 - Cámara digital intrínsecamente segura.
 - Un ambiente de reuniones amoblado para un mínimo de 15 personas con aire acondicionado y equipos multimedia para videoconferencias, disponible a requerimiento de Osinergmin.
- 7.5. El Gerente Técnico y cada Profesional deben contar con:
 - Teléfono celular de alcance nacional, de la red telefónica que Osinergmin disponga, con características para recibir y enviar correos electrónicos en tiempo real.
 - Computadora portátil con las siguientes características, como mínimo: Procesador de 64 bits con velocidad 1.8 GHZ o superior, Núcleos/Procesos 4/4, Memoria Cache 4GB, 4GB de memoria RAM o superior, Disco Duro 500GB o superior, Tarjeta de red 10/100, WiFi IEEE 802.11 b/g/n y Bluetooth 4.0, tamaño de pantalla de 14”, Grabador / reproductor de DVD, Webcam, Micrófono y Parlantes siempre operativos, Sistema operativo Windows 7 Professional (64-Bits) original licenciado o superior, Antivirus en todo momento actualizado y con licencias, Microsoft Office 2010 licenciado, Internet Explorer Versión 9.
- 7.6. La Empresa Supervisora proporcionará todos los equipos, materiales, vestimenta adecuada y otros instrumentos que resulten necesario para el desarrollo de su trabajo. Estos deberán estar en buenas condiciones de servicio y serán mantenidos en óptimas condiciones. En cualquier caso, la Empresa Supervisora es responsable de cubrir los daños que se puedan ocasionar a los equipos u otros instrumentos que requieran para el desarrollo normal de las actividades de supervisión, debiendo repararlos o sustituirlos, de forma tal que no se afecte la programación, realización y resultados de las tareas encomendadas.
- 7.7. Cada Profesional de la Empresa Supervisora deberá contar con seguro de asistencia médica, seguro de accidentes personales y Seguro Complementario de Trabajo de Riesgo.
- 7.8. Las Condiciones del Servicio pueden ser verificadas por Osinergmin, durante la ejecución del contrato de manera inopinada.
- 7.9. Todos los costos que implique el desarrollo del servicio serán asumidos por la Empresa Supervisora.
- 7.10. El personal mínimo establecido en numeral 5.b debe estar permanentemente disponible para realizar las actividades de supervisión del Proyecto RLP 21- Primera Fase.

Sin perjuicio de las condiciones indicadas en el presente numeral, la Empresa Supervisora deberá cumplir con las obligaciones establecidas en el artículo 27° del Reglamento de Supervisión y Fiscalización de las actividades energéticas y mineras (Resolución de Consejo Directivo N° 171-2013-OS/CD y modificatorias).

8. ENTREGABLES

La Empresa Supervisora deberá cumplir con los siguientes entregables y plazos (*):

N°	ENTREGABLE	PLAZO MAXIMO	DESCRIPCION DE PAGO
1	Informe de avance N° 01	30 días de iniciado el servicio	2.66% del Monto Adjudicado
2	Informe de avance N° 02	60 días de iniciado el servicio	2.66% del Monto Adjudicado
3	Informe de avance N° 03	90 días de iniciado el servicio	2.66% del Monto Adjudicado
4	Informe de avance N° 04	120 días de iniciado el servicio	2.66% del Monto Adjudicado
5	Informe de avance N° 05	150 días de iniciado el servicio	2.66% del Monto Adjudicado
6	Informe de avance N° 06	180 días de iniciado el servicio	2.66% del Monto Adjudicado
7	Informe de avance N° 07	210 días de iniciado el servicio	2.66% del Monto Adjudicado
8	Informe de avance N° 08	240 días de iniciado el servicio	2.66% del Monto Adjudicado
9	Informe de avance N° 09	270 días de iniciado el servicio	2.66% del Monto Adjudicado
10	Informe de avance N° 10	300 días de iniciado el servicio	2.66% del Monto Adjudicado
11	Informe de avance N° 11	330 días de iniciado el servicio	2.66% del Monto Adjudicado
12	Informe de avance N° 12	360 días de iniciado el servicio	2.66% del Monto Adjudicado
13	Informe de avance N° 13	390 días de iniciado el servicio	2.66% del Monto Adjudicado
14	Informe de avance N° 14	420 días de iniciado el servicio	2.66% del Monto Adjudicado
15	Informe de avance N° 15	450 días de iniciado el servicio	2.76% del Monto Adjudicado
16	Certificado de Cumplimiento Normativo del Diseño y el Informe Técnico que lo sustenta.	150 días del inicio del servicio	10 % del monto adjudicado
17	Informe Técnico de Cumplimiento Normativo de la Construcción y Precomisionamiento	30 días calendario posteriores a finalización del Precomisionamiento (**)	10 % del monto adjudicado
18	Certificado de Cumplimiento Normativo de construcción, Precomisionamiento, Comisionamiento y Puesta en Marcha, y el Informe Técnico de Cumplimiento Normativo del Comisionamiento y Puesta en Marcha.	30 días calendario posteriores a la Puesta en Marcha.(**)	40 % del monto adjudicado

(*) De acuerdo al cronograma de actividades indicado en el Apéndice N°7, el cual podrá sufrir modificaciones según avance del proyecto.

(**) El Área Usuaria determinará la fecha de finalización del Precomisionado y Puesta en Marcha a efectos de computar el plazo establecido para la presentación de los entregables.

Toda la documentación descrita en el presente numeral deberá ser entregada a Osinergmin por Mesa de Partes.

9. REQUERIMIENTOS MÍNIMOS REFERIDOS A LA EMPRESA

Experiencia en la actividad

Experiencia mínima de 03 años en proyectos bajo contratos EPC (Engineering, Procurement, Construction) o PMC (Project Management Control) o similares en el sector Hidrocarburos cuyo alcance incluya el Diseño y/o Construcción, Comisionamiento, Puesta en Marcha de refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de hidrocarburos y/o plantas petroquímicas.

La Empresa Supervisora debe acreditar que es una entidad de inspección tipo A, de acuerdo a la norma NTP-ISO 17020 "Criterios Generales para el funcionamiento de los diversos Tipos de Organismos que realizan Inspección" o norma internacional similar.

10. PERFIL MÍNIMO DEL PERSONAL PROPUESTO POR LA EMPRESA

10.1. Perfil 1-01 - Profesional 1 –Gerente Técnico (Cantidad: 01)

Formación Profesional

Profesional titulado en Ingeniería.

Experiencia en la actividad

Experiencia mínima de diez (10) años en el sector energía o minería.

Experiencia en la especialidad

Experiencia mínima de 05 años desempeñándose como Gerente o Jefe en Proyectos bajo contratos EPC (Engineering, Procurement, Construction) o PMC (Project Management Control) o similares en el sector Hidrocarburos cuyo alcance incluya el Diseño y/o Construcción, Comisionamiento, Puesta en Marcha de refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de hidrocarburos y/o plantas petroquímicas.

10.2. Perfil 1-02 - Profesional 1 – Experto en Procesos de Refinación (Cantidad: 01)

Formación Profesional

Profesional titulado en Ingeniería.

Experiencia en la actividad

Experiencia mínima de diez (10) años en el sector energía o minería.

Experiencia en la especialidad

Mínimo 07 años de experiencia, en actividades de Diseño y/o Construcción y/o Precomisionamiento, Comisionamiento y/o Puesta en Marcha de refinerías de petróleo y/o plantas de procesamiento de hidrocarburos y/o plantas petroquímicas.

10.3. Perfil 1-03 - Profesional 1 – Experto en Inspección Mecánica (Cantidad: 01)

Formación Profesional

Profesional titulado en Ingeniería.

Experiencia en la actividad

Experiencia mínima de diez (10) años en el sector energía o minería.

Experiencia en la especialidad

Mínimo 07 años de experiencia, en actividades de diseño mecánico y/o, construcción, inspección, Precomisionamiento y Comisionamiento de equipos, tanques y tuberías de procesos, en cualquiera de las siguientes instalaciones: Refinerías de petróleo y/o plantas de procesamiento de hidrocarburos y/o plantas petroquímicas, de los cuales, por lo

menos 02 años de experiencia en diseño mecánico de este tipo de instalaciones.

10.4. Perfil 1-04 - Profesional 1 – Experto en Instrumentación (Cantidad: 01)

Formación Profesional

Profesional titulado en Ingeniería.

Experiencia en la actividad

Experiencia mínima de diez (10) años en el sector energía o minería.

Experiencia en la especialidad

Mínimo 07 años de experiencia, en las actividades de Diseño, inspección, Comisionamiento y Puesta en Marcha de sistemas de instrumentación, en Plantas Industriales, de los cuales, por lo menos 02 años de experiencia en el diseño de sistemas instrumentados en cualquiera de las siguientes instalaciones: Refinerías de petróleo y/o plantas de procesamiento de hidrocarburos y/o plantas petroquímicas.

10.5. Perfil 1-05 - Profesional 1 – Experto en Sistemas Eléctricos (Cantidad: 01)

Formación Profesional

Profesional titulado en Ingeniería.

Experiencia en la actividad

Experiencia mínima de diez (10) años en el sector energía o minería.

Experiencia en la especialidad

Mínimo 07 años de experiencia, en las actividades de diseño, mantenimiento, inspección, Comisionamiento y puesta en marcha de sistemas eléctricos en refinerías de petróleo y/o plantas de procesamiento de hidrocarburos y/o plantas petroquímicas.

10.6. Perfil 1-06 - Profesional 1 – Experto en Obra Civil (Cantidad: 01)

Formación Profesional

Profesional titulado en Ingeniería.

Experiencia en la actividad

Experiencia mínima de diez (10) años en el sector energía o minería.

Experiencia en la especialidad

Mínimo 07 años de experiencia, en las actividades de estudio de mecánica de suelos, cimentación, análisis y diseño estructural, en plantas industriales, de los cuales, por lo menos 02 años de experiencia en Refinerías de petróleo y/o plantas de procesamiento de hidrocarburos y/o plantas petroquímicas

10.7. Perfil 1-07 - Profesional 1 – Ingeniero en Seguridad (Cantidad: 01)

Formación Profesional

Profesional titulado en Ingeniería.

Experiencia en la actividad

Experiencia mínima de diez (10) años en el sector energía o minería.

Experiencia en la especialidad

Mínimo 07 años de experiencia, en actividades de prevención de riesgos y/o seguridad industrial en Refinerías de petróleo y/o plantas de procesamiento de hidrocarburos y/o plantas petroquímicas.

Para todo el personal: La formación se acredita con copia simple de los títulos, certificados o diplomas correspondientes.

Para todo el personal: Se acreditará la experiencia en la especialidad con el formato indicado en el anexo N° 4 con carácter de declaración jurada que detalle las funciones realizadas, adjuntando copias simples de constancias, certificados, contratos u órdenes de servicios con su conformidad o con comprobantes de pago debidamente detallados y cancelados

Los documentos en idioma extranjero, deben ser acompañados de traducción al idioma español.

11. CRITERIOS DE EVALUACIÓN TÉCNICA

Puntaje máximo: 100 puntos

Factor de Evaluación	Criterio de Evaluación para Supervisión	Rango de Evaluación	Puntaje Asignado
Experiencia de la Empresa			30
Experiencia en la Actividad	Experiencia mínima de 03 años en proyectos bajo contratos EPC (Engineering, Procurement, Construction) o PMC (Project Management Control) o similares en el sector Hidrocarburos cuyo alcance incluya el Diseño y/o Construcción, Comisionamiento, Puesta en Marcha de refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de hidrocarburos y/o plantas petroquímicas. Se acreditará con copias simples de constancias, certificados, contratos u órdenes de servicios con su conformidad o con comprobantes de pago debidamente cancelados.	200% o más de la experiencia mínima	30
		De 150% a menos de 200% de la experiencia mínima	20
		De 100% a menos de 150% de la experiencia mínima	10
Experiencia del Gerente Técnico presentado por la Empresa			70
Experiencia en la Especialidad	Experiencia mínima de 05 años desempeñándose como Gerente o Jefe en Proyectos bajo contratos EPC (Engineering, Procurement, Construction) o PMC (Project Management Control) o similares en el sector Hidrocarburos cuyo alcance incluya el Diseño y/o Construcción, Comisionamiento, Puesta en Marcha de refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de hidrocarburos y/o plantas petroquímicas. Acreditación: Mediante la presentación de copia simple de contratos de trabajo, constancias, certificados o cualquier otra documentación que demuestre la experiencia del postor.	200% o más de la experiencia mínima	70
		De 150% a menos de 200% de la experiencia mínima	60
		De 100% a menos de 150% de la experiencia mínima	50

12. PLAZO DE EJECUCIÓN DEL SERVICIO

El plazo de ejecución del servicio será hasta 30 días después de la Puesta en Marcha o con la entrega del último de los entregables a satisfacción de Osinergmin.

13. FORMA DE PAGO

Los pagos por este servicio se realizarán de manera parcial, de acuerdo a la presentación de los entregables y a los plazos indicados en el numeral 8, previa conformidad del Área Usuaria el cual se

describe a continuación:

- La Empresa Supervisora deberá presentar los entregables N°1 al N°15 cada 30 días calendario contados desde el inicio del servicio.
- En entregable N°16 debe presentarse en un plazo máximo de 150 días de iniciado el servicio.
- El entregable N°17 y N°18 tienen como plazo máximo de presentación un periodo adicional a la finalización de las etapas de Precomisionado y Puesta en Marcha respectivamente.

NOTA: El Área Usuaría determinará la fecha de finalización del Precomisionado y Puesta en Marcha a efectos de computar el plazo establecido para la presentación de los entregables.

14. PENALIDADES

Si la Empresa Supervisora incurre en retraso injustificado en la presentación de uno de los entregables, el Área Usuaría le aplicará una penalidad por cada día de atraso, hasta por un monto máximo total equivalente al diez por ciento (10%) del monto del contrato vigente.

En todos los casos, la penalidad se aplicará automáticamente y se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Penalidad Diaria} = \frac{0.10 \times \text{Monto}}{0.25 \times \text{Plazo en días}}$$

Cuando se llegue a cubrir el monto máximo de la penalidad, Osinergmin podrá resolver el contrato por incumplimiento.

15. CONSIDERACIONES

- a) Osinergmin se reserva el derecho de no aceptar a cualquier personal de la empresa, que a su juicio no se encuentre capacitado para realizar el servicio que brinda y/o exponga al peligro a las personas a su alrededor durante el cumplimiento de los servicios de supervisión.
La Empresa Supervisora debe reemplazarlo por un profesional que cumpla el perfil mínimo establecido y de igual o mayor experiencia en la especialidad, previa aprobación de Osinergmin.
- b) Luego de iniciado el servicio, la Empresa Supervisora podrá realizar el cambio de los profesionales por motivos debidamente justificados comunicando a Osinergmin. La Empresa Supervisora deberá acreditar que el profesional de reemplazo cumple con el perfil mínimo establecido y de igual o de mayor experiencia en la especialidad de la persona que reemplaza, previa aprobación de Osinergmin. Osinergmin se reserva el derecho a solicitar documentos adicionales para la aceptación del mismo.
- c) Durante la ejecución del servicio y dentro de los tres (03) meses siguientes de haber concluido el mismo, la Empresa Supervisora no podrá establecer ningún tipo de relación comercial o profesional con RELAPASAA.

16. LUGAR DE EJECUCIÓN DEL SERVICIO

El servicio, será realizado en las instalaciones de la Refinería La Pampilla, ubicada en el distrito de Ventanilla, provincia del Callao, departamento de Lima y en las oficinas de la Empresa Supervisora, sin perjuicio de lo señalado en el numeral 6.6.

17. APÉNDICE

Se adjunta la siguiente información:

Apéndice 1: Descripción de las nuevas Unidades de Proceso

Apéndice 2: Descripción de los Servicios Auxiliares y Off-Sites.

Apéndice 3: Descripción de la Planta de Hidrogeno

Apéndice 4: Capacidad de las nuevas Unidades de Procesos proyectadas

Apéndice 5: Cantidad de equipos por unidad

Apéndice 6: Modelo de Certificado de Cumplimiento Normativo

Apéndice 7: Cronograma del Proyecto.

APENDICE N°1

DESCRIPCIÓN DE LAS NUEVAS UNIDADES DE PROCESO

La operación de las nuevas instalaciones involucra el funcionamiento continuo y controlado de los diferentes equipos y servicios industriales instalados.

BLOQUES DE DESTILADOS MEDIOS

Unidad de Hidrotratamiento de destilados medios (Unidad 26)

El bloque de Destilados Medios tiene por objeto la reducción de contaminantes, incluyendo azufre orgánico, nitrógeno y compuestos metálicos. La reducción de dichos contaminantes se realiza mediante un proceso catalítico en lecho fijo, en condiciones apropiadas de presión y temperatura.

La alimentación a la nueva unidad U-26 provendrá de:

- Diesel de UDP I
- Diesel de UDP II
- Kero UDP I
- Kero UDP II
- LVGO-I
- LVGO-II
- LCO de FCC
- Nafta de Visbreaker
- Gasóleo de Visbreaker

La nueva unidad contará con las siguientes secciones:

- Sección de alimentación
- Sección de reacción
- Sección de separación
- Sección de tratamiento con aminas

La alimentación ingresa a un filtro para remover los sólidos que pueda contener, a continuación se mezcla con gas H₂, la mezcla intercambia calor con otras corrientes del proceso antes de entrar al horno (26 H - 001), la corriente de salida del horno ingresa al reactor de hidrotratamiento (26C-001) el cual contiene tres lechos de catalizador el cual está compuesto de cobalto y molibdeno los cuales presentan una alta actividad para la reducción de azufre; una corriente de hidrogeno es inyectada entre cada lecho del catalizador.

El efluente del reactor se hace pasar por condensadores y se envía a un separador (26D-002).

La fase gaseosa de dicho separador, se depura en un scrubber (26C-002) que emplea amina para reducir su

contenido de H₂S y reusarlo en el proceso como gas de reciclo. Se añade hidrógeno de reposición e ingresa al depósito de KO (26D-004) del compresor de reciclo. Dicho H₂ se recircula por medio del Compresor de aporte y reciclo (26G -001AB) y se emplea en la etapa de reacción como reactivo y medio de enfriamiento entre los lechos de catalizador

El agua separada se envía a la unidad de tratamiento de aguas ácidas U51.

La fase líquida de hidrocarburos se envía a un agotador (26C-003) para la obtención de fracciones de diesel y nafta. El objetivo de operación de este equipo es ajustar el punto inicial de ebullición del diesel a especificación, separándolo de los compuestos más ligeros con ayuda de vapor de alta presión, inyectado por el fondo del agotador.

Por el fondo del agotador sale el diesel cuya temperatura se ajusta por intercambio de calor (26E-08, 26E-01, 26E-010 y 26E-011) y se reduce el contenido de agua en un coalescedor (26K-002) para ser enviado a pool de tanques.

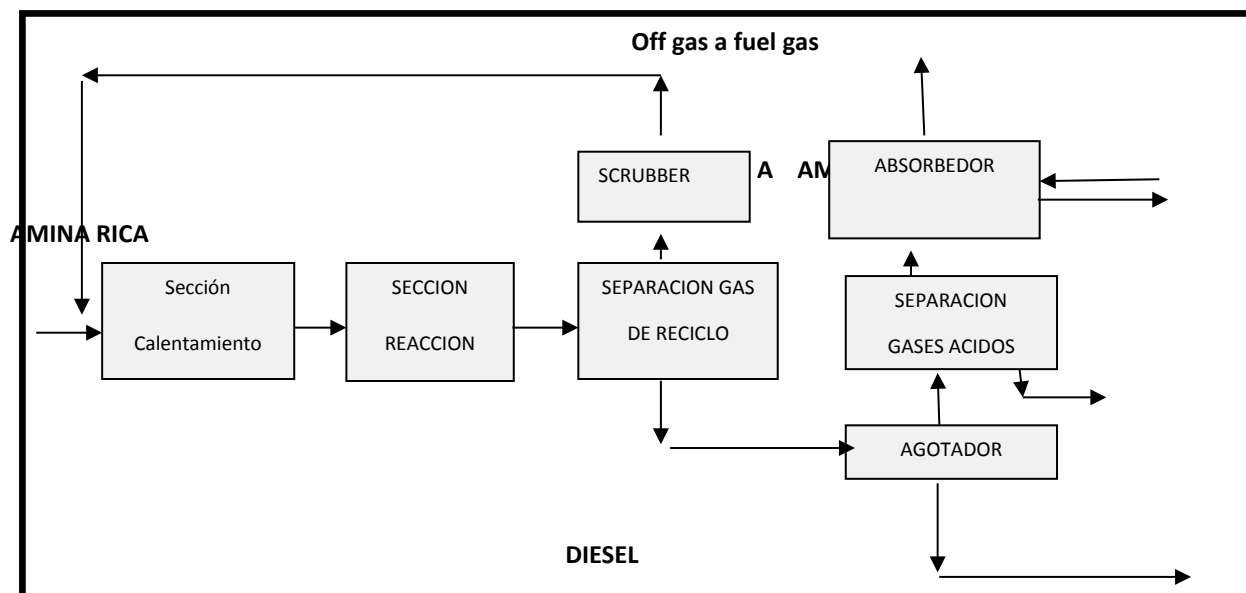
La corriente de cabeza del agotador se enfría en un condensador parcial (26E-009) y se dirige a un separador (26D-006), donde se obtiene una corriente de reflujo, nafta no estabilizada, agua ácida y off-gas.

La corriente de nafta no estabilizada se envía a la UDP-II para su estabilización. Como destino alternativo se ha previsto una conexión a tanques de crudo.

El agua separada se envía a la unidad de tratamiento de aguas ácidas (U-51).

La corriente de Off-gas de esta unidad se envía a un absorbedor de aminas (26C-004), donde se reduce el contenido de H₂S, obteniéndose un gas dulce que se envía a la red general de fuel gas.

Diagrama de Bloques Hidrotratamiento de Diesel (U-26)



NUEVAS UNIDADES DE AMINAS.

Aminas II: Absorbedor 53C-207 – Regenerador 53C-208

Aminas III: Absorbedor 59C-001 – Regenerador 53C-101

Absorbedor 26C-4

El objetivo principal de las Unidades de Aminas es tratar el gas ácido generado en las unidades nuevas y existentes de hidrotratamiento de gases ácidos, y recuperar la amina para su reuso posterior. Tiene dos secciones: Absorción y Regeneración

a) ABSORCIÓN DE AMINAS.

El objetivo principal de los procesos de absorción es remover de las corrientes gaseosas ácidas, los componentes de H₂S y CO₂, utilizando la amina MDEA, para la obtención de un gas dulce para uso en la red de gas combustible de refinería.

La amina rica, con los componentes ácidos se enviará a los regeneradores.

Los sistemas de absorción de gases de la refinería serán:

Absorbedor existente 48C-1 en Unidad de Aminas I (U-48), que procesará el gas de Recuperación de gases (absorbedor de esponja 23C-2), obteniéndose gas dulce que se enviará a la red de fuel gas.

Nuevo absorbedor de Aminas II (53C-207) en Unidad U-53, que procesará el gas de cola procedente de Claus. El gas dulce se usará en el incinerador de Planta Claus.

Absorbedor existente (23-C7) en Recuperación de Gases de la Unidad U-23, que procesará el GLP de la debutanizadora 23C-4. El GLP libre de azufre se enviará a almacenaje.

Nuevo absorbedor de Unidad Hidrotratadora de Diesel U-26: 26C-004 (absorbedor de baja presión) que procesarán los gases ácidos resultantes del hidrotratamiento de las cargas de destilados medios de UDP I/II, UDV I/II, FCC, VB y gasolina de VB. Adicionalmente absorberán los gases ácidos de la Unidad U-20 (Hidrotratamiento e Hidrogenación selectiva de nafta).

Nuevo absorbedor de Aminas III (59C-01) de la Unidad U-59, que procesará los gases del Recuperación de gases (absorbedor de esponja 23C-2) y de Visbreaking (24-D8), obteniendo gas dulce que se enviará a red de fuel gas.

b) REGENERACIÓN DE AMINAS.

El objetivo principal del proceso de regeneración de Aminas es el de restablecer las propiedades originales de la amina empleada, MDEA, utilizada en los absorbedores para remover el sulfuro de hidrogeno (H₂S) y dióxido de carbono (CO₂) de las corrientes acidas de procesos. Mediante el calentamiento de la amina se la separa de los gases ácidos y retorna a las unidades de absorción.

El gas ácido de las regeneradoras se enviará a la Planta de recuperación de Azufre.

Los sistemas de regeneración de aminas de la refinería serán:

Regenerador de aminas I existente 48C-2 de la Unidad de Aminas I (U-48) que regenera la amina rica del Absorbedor 48 C-1.

Regenerador de aminas III, que procesa las aminas ricas de las absorbedoras 59C-01, 23C-7 y 26C-4.

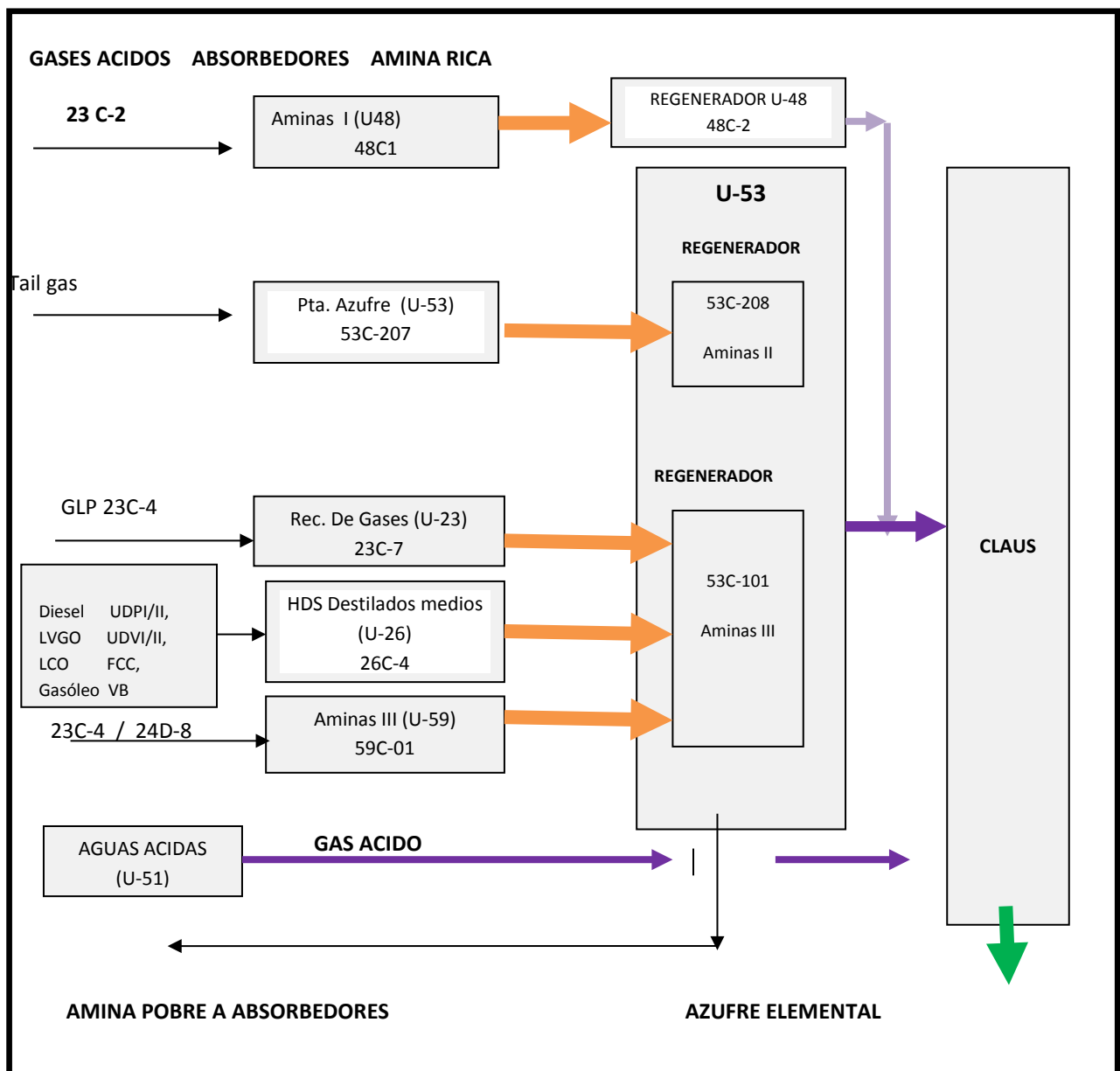
Regenerador de Aminas II, que procesa la amina rica procedente del absorbedor de Aminas II 53C-207.

La nueva unidad de aminas II incluirá las siguientes secciones:

- Sección de alimentación de amina rica y separación de hidrocarburos
- Sección de regeneración de amina
- Sección de enfriamiento de amina pobre
- Sección de filtración de amina pobre
- Sección de almacenamiento de amina
- Sección de drenajes

El gas ácido producido, principalmente H_2S se enviará a la nueva unidad de recuperación de azufre U-53 (proceso Claus), donde el H_2S se convertirá en azufre elemental, la amina pobre una vez extraído el H_2S , retornará a las unidades respectivas para seguir siendo usada.

DIAGRAMA DE BLOQUES PLANTAS DE AMINAS



SECCIÓN DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE (U-53).

Los objetivos principales de la nueva unidad de recuperación de azufre son la conversión de gases azufrados en azufre elemental en grado comercial para evitar emisión de estos gases a la atmósfera.

Las corrientes de gas ácido para la recuperación de azufre en la U-53 provendrán de las unidades existentes:

- U-48, unidad existente de regeneración de aminas.
- U-21, unidad existente de aguas ácidas.
- U-53, sección aminas.

La nueva unidad de Recuperación de Azufre U-53, incluirá las siguientes secciones:

- Dos trenes idénticos A/B para la sección Claus,
- Sección para el tratamiento del gas de cola unidad de tratamiento TGTU
- Sección de incineración
- Sección de solidificación y almacenamiento de azufre.

La unidad producirá azufre sólido con 99.9% de pureza, el porcentaje de recuperación de azufre de ambos trenes será del 96%, el azufre se producirá en forma de pastillas.

Cada tren operará al 40% de su capacidad de diseño, es deseable la operación de un solo tren. La sección común (sección de incineración y solidificación) a los trenes operará al 20% de su capacidad de diseño.

La máxima cantidad de SO₂ contenido en el gas efluente proveniente del incinerador será de 5 ppm vol, la máxima emisión a la atmósfera de SO₂ y NO_x será de 150 y 450 mg/Nm³ (Base seca a 3% O₂). Otros efluentes gaseosos como CO, CO₂, SO₃ y otras partículas serán reportados.

Las reacciones se producen en dos etapas, una etapa térmica y otra catalítica.

Etapas térmica

Se pretende oxidar el ácido sulfhídrico de los gases que entran convirtiéndolo en SO₂ y, posteriormente, en azufre. Se utilizan dos trenes tipo Claus, compuesto entre otros por quemadores de gas ácido 53 ME-01, 53 ME-203, reactores térmicos 53C-201, 53C-203). El amoníaco (NH₃) presente en el gas de aguas ácidas se convierte en nitrógeno y agua.

Etapas catalíticas

Una segunda etapa de recuperación se logra mediante la utilización de dos trenes de reactores catalíticos cada uno de ellos compuesto por dos reactores en serie (53C-202 A/B, 53C-204 A/B) que completan la reacción y permiten elevar la conversión a niveles superiores al 96% sobre la carga original.

Tratamiento de gas de cola

Con este tratamiento se permite lograr el objetivo final de recuperación total de azufre de un 99.95%, empleándose, entre otros equipos, un reactor (53C-205), una torre de enfriamiento tipo quench (53C-206). Después del tratamiento el gas es enviado al absorbedor de gas de cola (53C-207)

Etapas de incineración

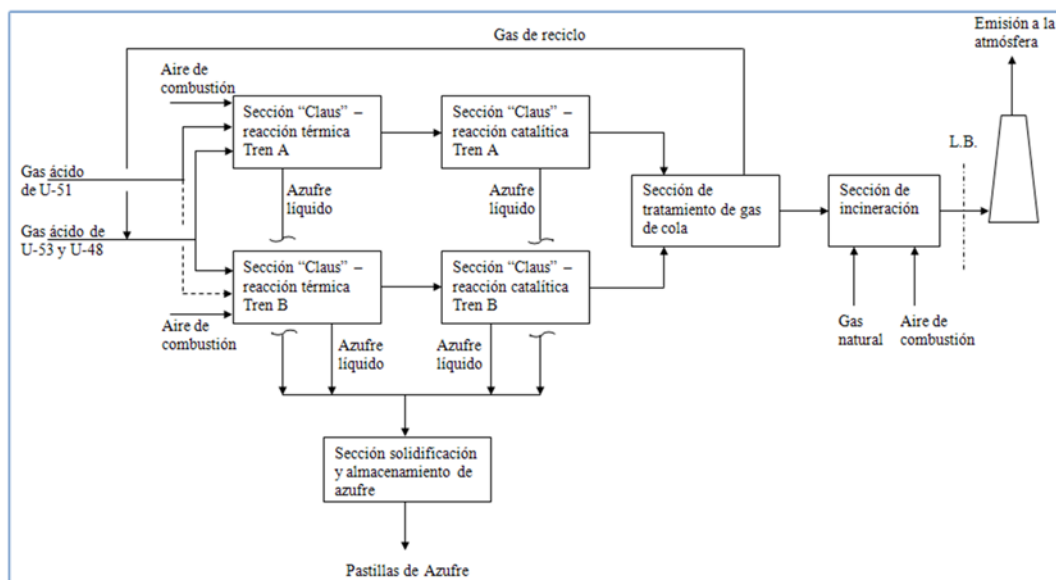
El gas de cola tratado se envía un incinerador donde el H_2S y los otros compuestos de S residuales se oxidan a SO_2 . Se utiliza gas natural como combustible y aire. Los gases calientes del incinerador pasan por una caldera para recuperar calor antes de emitirse a la atmósfera por la chimenea de venteo (fuera de límite de batería).

Etapa de solidificación y almacenamiento de azufre

El azufre líquido colectado en cada enfriador de la sección "Claus" se envía a una pileta enterrada, después de pasar por un sello de azufre líquido para prevenir que los gases de proceso escapen.

El azufre líquido se bombea hacía la sección de solidificación (53M-207 A/B) donde se forman pastillas de azufre que se envían por cintas transportadoras (53 M- 209) hacía silos desde donde se puede hacer carga (53T -202 A/B) hacia camiones.

DIAGRAMA DE BLOQUES RECUPERACIÓN DE AZUFRE (U-53)



APENDICE N°2

DESCRIPCION DE LOS SERVICIOS AUXILIARES Y OFF-SITES

Para poder instalar y poner en funcionamiento las nuevas unidades es preciso realizar una serie de actividades en los servicios auxiliares e interconexiones. El alcance incluido en este expediente cubre las necesidades de Servicios Auxiliares, interconexiones de tuberías y sistemas entre las unidades existentes y nuevas, tanto de las unidades del Bloque Diesel como de las unidades del Bloque Gasolinas, hasta los Límites de baterías de este Bloque, el cual está fuera del alcance de este expediente.

SERVICIOS AUXILIARES (U-63)

Unidad (U-63): Incluye las secciones de aire de instrumentos/planta, vapor, condensado, nitrógeno y fuel gas/gas natural.

Aire de planta e instrumento: El proyecto incluye la instalación de nuevos compresores de aire de 1558 Nm³/h de capacidad, con una presión de descarga de 9,4 kg/cm².

La sección de aire comprimido incluirá los siguientes equipos principales:

- Dos compresores de aire, titular y reserva (63G – 400 A/B), accionados por turbina y motor eléctrico, respectivamente
- Depósito pulmón de aire de planta (63D - 400)
- Depósito pulmón de aire de instrumentos (63D - 401)
- Torres de Secado de aire de instrumentos (63K – 400 – C- 401 A/B)

El aire comprimido alimentará a las redes de aire de planta y de instrumentos. Parte del aire de planta se envía directamente al colector de aire de planta nuevo, mientras que otra parte se envía a los secadores de aire y la corriente de salida de los mismos pasa al depósito pulmón de aire de instrumentos cuya finalidad es separar gotas y mantener dos (2) minutos de autonomía en caso de relevo de compresores.

Vapor y Condensado:

Nuevo sistema de generación vapor y recuperación de condensado que consta de los siguientes equipos principales:

- Desgasificador (63D- 202) con capacidad de 125 m³/h
- Bomba de agua de calderas de alta presión (63P- 200 A/B)
- Caldera de vapor acuotubular (63B – 200), de capacidad máxima continua de 70 t/h a 42,2 kg/cm² y 371°C.
- Depósito de condensado (63D-300).
- Aerocondensador de vapor de baja (63E – 300 A/B/C/D)
- Bombas centrífugas de condensado (63P – 300 A/B)

Nitrógeno:

Incluye un nuevo sistema (63K – 500) de almacenamiento (210 m³ estimados de capacidad) y distribución consistente en tanque(s) criogénico y vaporizadores ambientales para dar suministro a las nuevas unidades del proyecto RLP21, a excepción de la Unidad 29 que recibirá nitrógeno desde el almacenamiento criogénico existente. Los consumos de nitrógeno previstos para el RLP-21, son los siguientes:

- Caudal normal: 230 Nm³/h
- Caudal máximo : 629 Nm³/h

- Caudal pico a 8 horas : 2880 Nm³/h

Gas Natural y Fuel Gas:

Consta de un nuevo sistema mezcla y separación de gotas que consta de un depósito acumulador de fuel gas (63D – 100) que trabaja a unas condiciones de presión y temperatura de 2,5 Kg/cm²g y 38 °C respectivamente, cuyo objetivo es la mezcla y separación de gotas de las corrientes de fuel gas procedentes de las nuevas unidades (unidad 26) y de gas natural procedente de la ERM. La línea de salida del depósito se dirige al colector de Fuel Gas.

Unidad 46: Agua de Refrigeración:

El proyecto incluye la instalación de una nueva celda (46E – 31D) en la torre de refrigeración existente, que en la actualidad consta de tres celdas. La nueva celda será similar a las existentes: Tipo tiro inducido, flujo en contracorriente, relleno laminar, capacidad de 1000 m³/h, y diseñada para enfriar desde 40°C a 29°C. Se instalarán 2 bombas nuevas, una a motor eléctrico y la segunda a turbina de vapor.

Unidad 44: Agua Cruda:

Se construirán 2 pozos de agua subterránea para cubrir la demanda total de 83 m³/h los cuales abastecerán 12 horas cada uno para cubrir la demanda total diaria. Las tuberías de suministro de estos pozos se unirán con el resto de las líneas de pozos existentes y almacenarse en el tanque 44T-1 existente. Se instalarán también bombas de agua cruda (44P- 301 A/B y 44PT-301B) para el suministro a las distintas unidades para los distintos servicios: agua cruda, agua para ósmosis, etc.

El sistema consta, por tanto, de los siguientes equipos principales:

- Bomba de agua bruta a tren de ósmosis
- Bomba de agua bruta a planta hidrógeno

Unidad 45: Agua Tratada:

Se procederá a ampliar las instalaciones existentes, instalando una nueva cadena de ósmosis y desmineralización, la cual se añade en paralelo a la cadena existente. El caudal de agua bruta requerida para tratar en el nuevo tren de ósmosis es de 30,7 m³/h. El agua de rechazo de ósmosis se aprovecha para riego.

Del tanque existente, el agua osmotizada es impulsada a la Planta de Intercambio Iónico y a la torre de refrigeración.

La nueva planta de Intercambio Iónico (de 60 t/h de capacidad) consta de un lecho catiónico, una bomba de agua descarbonatada, un lecho aniónico y una soplante que se instala en el descarbonatador existente. La operación y el control estarán integrados con la cadena existente.

El agua, ya una vez desmineralizada, se almacena en los tanques de agua desmineralizada y condensado existentes. De los tanques se envía mediante la nueva bomba (85,6 m³/h) el agua desmineralizada al nuevo desgasificador.

OFF-SITES

Nueva Antorcha (U- 28)

Se instalará una nueva antorcha (28 F- 3) para recoger las descargas de las nuevas unidades del proyecto. El colector tendrá un diámetro de 46" y la antorcha una altura de 115 m (178 msnm aproximadamente).

Se ubicará a una distancia de 290 m al norte de la antorcha existente (28F-2), con lo que se asegurará que no haya impedimento en realizar el mantenimiento de la nueva antorcha, estando en servicio la antorcha

existente, y que se cumplan las distancias de seguridad a otras instalaciones según requerido por la normativa en vigor.

El sistema de antorcha incluye depósito KO (28D – 101) de 5 m de diámetro y 10 m de longitud y bombas (28P – 101 A/B) de 25 m³/h de capacidad, para desalojar el líquido acumulado en un tiempo máximo de 2 horas.

Nueva Balsa de recogida agua SCI (U-206)

Estará ubicada al suroeste de la refinería (oeste avenida B entre calles 2 y 3)

Su función será la recogida de agua usada en la lucha de cualquier posible evento de incendio. Su dimensión es de unos 5000 m³ y permitirá la recogida del agua usada en contra incendios durante al menos 4 horas. Su implantación permite la posible ampliación a futuro en caso de nuevas instalaciones en la Refinería.

La instalación de la balsa incluirá:

- ✓ Balsa con 5.000 m³ de capacidad
- ✓ Bomba y tuberías asociadas para envío de agua desde dicha balsa hasta la planta de tratamiento de agua.
- ✓ Modificación y ampliación de algunos tramos de la red SCI existente en zonas aledañas a unidades existentes de servicios o procesos afectadas por el proyecto RLP21

Nuevos tanques de Diesel

Se implantará en el cubeto existente de los tanques 31-T-307A/B/C (al sureste autovía a Ventanilla), acondicionando e impermeabilizando la superficie libre existente, construyendo las nuevas cimentaciones y dotando al cubeto de las pertinentes instalaciones complementarias de drenajes y SCI. Se incluirá en consecuencia:

- ✓ Nuevos tanques 301-T-D/E con sus cimentaciones
- ✓ Nuevas líneas de entrada y salida del/a tanques 31-T-307D/E a conectar con colectores existentes
- ✓ Nuevas bombas para circulación del diesel junto con sus cimentaciones
- ✓ Nuevos agitadores (2 por tanque)
- ✓ Red de drenaje enterrada en el cubeto con sus correspondientes arquetas
- ✓ Murete de separación entre nuevos tanques con los tanques existentes

Alcance de SCI asociado, respecto a requerimientos en cuanto a hidrantes y monitores, tanque espumógeno y cámaras de espuma, válvulas de diluvio y pulsadores de alarma para los nuevos tanques y bombas.

Unidad 56: Nueva estación ERM

Estación de Regulación y Medida de Gas Natural que se utilizará para dar servicio a la Planta de H2 a construir por otros.

INTERCONEXIONES

Se realizarán las interconexiones de tuberías y sistemas necesarios para interconectar las Unidades de Procesos y Servicios existentes con las nuevas Unidades de Procesos y Servicios.

Además, se efectuarán modificaciones menores en unidades existentes, necesarias para conducir los productos de éstas a las nuevas, donde se tratarán para conseguir la reducción de azufre y su

acondicionamiento para cumplir las nuevas especificaciones de combustibles tales como bombas, líneas y subestaciones.

INFRAESTRUCTURAS

Las infraestructuras necesarias para la construcción y operación de las nuevas unidades y los servicios auxiliares asociados a ellas.

- Preparación de terrenos
- Viales y urbanización
- Nuevas subestaciones eléctricas SE-22 y sala de rack SR-03 en el mismo edificio (Unidad 61)
- Nueva sala de racks SR-05
- Adecuación del equipamiento de control en la sala de racks SR-01 y del equipamiento eléctrico en la subestación eléctrica de procesos A.
- Adecuación del laboratorio

APENDICE N°3

DESCRIPCION DE LA PLANTA DE HIDROGENO

1. OBJETIVO

El Proyecto de Praxair (White Martins): Planta de Manufactura de Hidrógeno (H₂) y Dióxido de Carbono (CO₂) a ser desarrollado dentro de las instalaciones de Refinería La Pampilla SAA como parte del Proyecto RLP-21 "Nuevas Especificaciones de Combustibles" de Refinería La Pampilla S.A.A. (en adelante Refinería La Pampilla), tiene por objetivo suministrar el hidrógeno que será requerido por Refinería La Pampilla en los nuevos procesos de tratamiento de hidrocarburos, que le permitan a dicha empresa poder formular gasóleos y gasolinas de acuerdo con la reglamentación de calidad de combustibles en Perú.

2. ASPECTOS GENERALES

El proyecto contempla que todos los requerimientos de servicios (energía eléctrica, agua, gas natural, tratamiento de efluentes, etc.) serán provistos por Refinería La Pampilla, quien entregará a PRAXAIR, entre otros, gas natural, agua, energía eléctrica y recibirá de PRAXAIR Hidrógeno, vapor, efluentes.

El proyecto se divide en la Planta de Manufactura de Hidrógeno (H₂), Planta de Licuefacción de Dióxido de Carbono (CO₂), y diversos servicios denominados: Satélites de Planta de Hidrógeno (H₂) y Satélites de Planta de Dióxido de Carbono (CO₂). La modalidad del suministro de hidrógeno por parte de PRAXAIR a Refinería La Pampilla será la denominada "over the fence".

La Planta de hidrógeno tendrá una capacidad de 1,150 kilogramos por hora y la capacidad de la planta de Dióxido de Carbono será de 100 toneladas métricas por día.

3. DESCRIPCIÓN DE LAS UNIDADES DE PROCESO

La operación de las nuevas instalaciones involucra el funcionamiento continuo y controlado de los diferentes equipos y servicios industriales instalados.

3.1. Planta de Hidrógeno (H₂)

La Planta de Hidrógeno tiene por objeto manufacturar hidrógeno por medio del proceso de Reformado al Vapor (SMR) de gas natural y opcionalmente de nafta para producir hidrógeno y como subproducto exportar vapor de alta hacia Refinería La Pampilla.

La Planta consta de los siguientes procesos: Tratamiento de la Alimentación, Hidrodesulfurización, Pre Reformado, Reformado, Conversión Shift, Enfriamiento de Gas, Sistema de Purificación de Hidrógeno por Adsorción con Presión Oscilante (PSA: Pressure Swing Adsorption), Recuperación de Calor, Remoción de CO₂, Adsorción de CO₂, Regeneración de CO₂, Circulación Almacenamiento y Recolección de Amina.

La Figura No.1 muestra el Diagrama de Bloques de esta Planta.

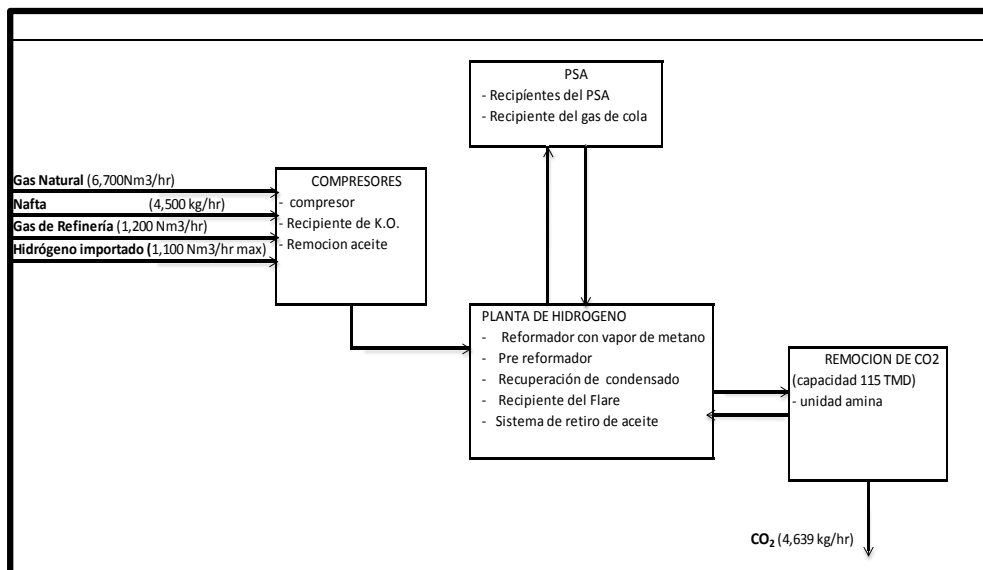


Figura No.1.- Diagrama de Bloques Planta Hidrógeno

3.2. Planta de Licuefacción de Dióxido de Carbono

Esta planta tiene como objetivo recuperar el Dióxido de Carbono (CO₂) producido por el Proceso de Reformado con Vapor de Hidrocarburos mediante un proceso de licuefacción que permita su posterior comercialización.

La planta consta de los siguientes procesos: Purificación de CO₂, Licuefacción de CO₂, Sistema de refrigeración con Amoniaco, Venteo de Gas Inflamable.

La Figura No.2 muestra el Diagrama de Bloques de esta Planta.

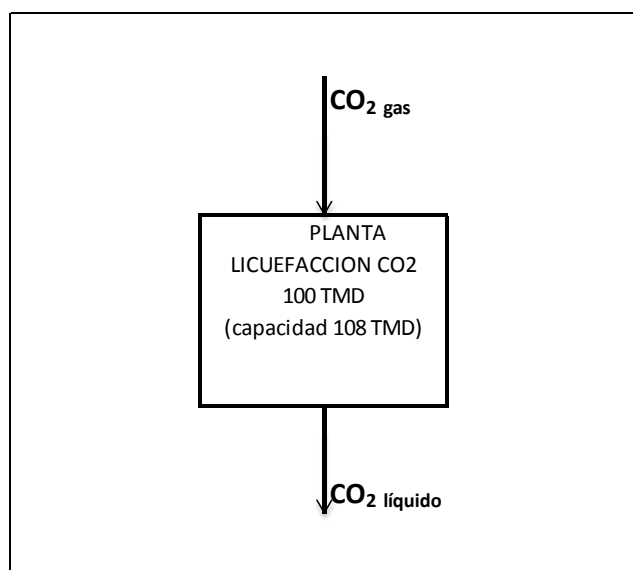


Fig.No.2.- Diagrama de Bloques Planta Licuefacción de CO2.

3.3. Unidades Satélites: De la Planta de hidrógeno y de la Planta de Dióxido de Carbono

Para poder instalar y poner en funcionamiento las plantas de Hidrógeno y de Dióxido de Carbono es preciso realizar una serie de actividades en los servicios auxiliares e interconexiones. El alcance incluido en este expediente cubre las necesidades de Servicios Auxiliares, interconexiones de tuberías y sistemas para las Plantas de H2 y CO2, así como las interconexiones con los servicios proveídos por Refinería La Pampilla.

Para una mejor presentación se ha dividido en dos grupos: Satélites Planta H2 y Satélites planta CO2.

SATÉLITES DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO (H2)

Comprende: Parámetros del Límite Baterías, Sistema de Tratamiento de Agua, Planta de Osmosis Inversa, Sistema de Agua de Enfriamiento, Aire de instrumentos y Nitrógeno, Disposición de Residuos, Sistema de Agua Contra Incendio.

SATÉLITES DE LA PLANTA DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO2)

Comprende: Sistema de Aire de Instrumentos (Instrument Air System), Sistema de Suministro de Oxígeno. (Oxygen Supply System), Tanque Tipo "Sparger" de Amoniaco, Silenciador de los Venteos del CATOX (Catox Vent Silencer), Analizadores de Proceso (Process/QA Analyzers), Almacenamiento de Líquidos y Zona de Llenado (Liquid Storage & Fill Zone), Venteo en la Zona de Llenado (Fill Zone Vent Stack).

APENDICE N° 4

CAPACIDAD DE LAS NUEVAS UNIDADES DE PROCESOS PROYECTADAS

Bloque / Unidad	Capacidad	Unidades
Bloque Diesel		
Hidrotratamiento de Destilados Medios (Unidad 26)	30	MBD
Aminas II y Recuperación de azufre (unidad 53)		
Sección de Aminas	68	t/h
Sección Recuperación de Azufre	47	t/d
Bloque Gasolinas (expediente independiente)		
Hidrotratamiento e Hidrogenación Selectiva de Nafta (Unidad 20)		
Sección Hidrotratamiento	12.5	MBD
Sección de Hidrogenación Selectiva de nafta de FCC	5.1	MBD
Reformado de Gasolina Pesada (Unidad 27)	4.9	MBD
Isomerización de Gasolina Ligera (Unidad 25)	2.6	MBD
Unidad Hidrógeno (por otros)		
Unidad de Producción de Hidrógeno (Unidad 58)	1150	kg/h

APENDICE N°5**CANTIDAD DE EQUIPOS POR UNIDAD****TABLA N°1** : Cantidad de equipos Bloque I y Planta de Hidrogeno

TIPO DE EQUIPO	UNIDAD			TOTAL
	PLANTA DE H2	U-26	U-53	
Bombas	41	28	37	106
Intercambiadores	27	13	26	66
Recipientes	48	25	28	101
Equipos del sistema de azufre solido	0	-	34	34
Filtros	19	10	17	46
Silenciadores	2	2	14	18
Analizadores	36	3	7	46
Columnas	4	3	4	11
Tanques	10	-	2	12
Reactores	5	1	5	11
Soplantes	1	3	6	10
Compresores	6	2	-	8
Quemadores	6	-	3	9
Aeroenfriadores	1	3	4	8
Varios	7	-	-	7
Sellos de azufre	0	-	6	6
Sample box	0	-	6	6
Ventiladores	9	-	-	9
Adsorbedores	7	-	-	7
Polipasto	0	2	3	5
Atemperador de vapor	3	-	3	6
Eductores	0	-	2	2
Unidad de análisis	2	-	-	2
Hornos	2	1	-	3
Sistema de lubricación	6	1	1	8
Unidad de conversión	4	-	-	4
Sistema de osmosis	1	-	-	1
Coalescedor	4	1	-	5
Paquete de aditivación	4	2	4	10
Chimenea de planta	1	-	1	2
Caldera	3	-	1	4
Caja colectora	1	-	-	1
Arrestallama	0	-	1	1

Vaporizador de oxígeno	1	-	1	2
Eyector	0	1	-	1
CO2 Pressure Building Skid	1	-	-	1
Torre de enfriamiento	1	-	-	1
Módulo de regulación de presión y Temperatura de O2	0	-	1	1
TOTAL GENERAL	263	101	217	581

U-53 : Aminas II - Planta de Azufre

U-26 : Hidrotratamiento de Destilados Medios

Planta H2: Planta de Hidrogeno

TABLA N°2³ : Cantidad de equipos Bloque III

TIPO DE EQUIPO	U-206	U-28	U-31	U-42	U-44	U-45	U-46	U-51	U-63	Total general
BOMBA	1	2	6	2	2	4	2	4	12	35
FILTRO						2	1		4	7
AGITADOR			4						4	8
RECIPIENTE									13	13
DESRECALENTADOR		1		1	1		1		8	12
CABEZAL DE VAPOR		1	1	1	1		1		6	11
TANQUE			2					1		3
SILENCIADOR									7	7
MEDIDOR ACUDAL AGUA DE POZO										0
ENFRIADOR									3	3
QUEMADOR									4	4
CALDERA									1	1
BOMBA						1	1		2	4
VENTILADOR						0			0	0
SOPLANTE		1		1	1		1		3	7
TURBINA							1		3	4
POSTENFRIADORES COMPRESORES DE AIRE									2	2
SECADOR DE AIRE DE INSTRUMENTOS									1	1
RECALENTADOR CALDERA									2	2
AEROCONDENSADOR DE VAPOR DE BAJA									2	2
LECHO CATIONICO									1	1
TORRE									1	1

³ A excepción de la unidad U-63, todas las unidades de la Tabla N°2 son unidades existentes a los que se realizaron adecuaciones necesarias para integrarlas a las unidades nuevas. EL número de equipos indicados representan los equipos que se adicionaran a estas unidades.

CELDA TORRE DE REFRIGERACIÓN						1				1
ECONOMIZADOR CALDERA									1	1
COMPRESOR									2	2
CALENTADOR AIRE DE REGENERACIÓN DEL SECADOR									4	4
BALSA RECOGIDA AGUAS ACEITOSAS Y CONTRA INCENDIOS									0	0
TRENES DE OSMOSIS	1									1
ANTORCHA						1				1
UNIDAD PAQUETE DOSIFICACIÓN ADITIVOS A CALDERA									1	1
SELLO HIDRÁULICO ANTORCHA		1								1
CENTRAL DE LUBRICACIÓN							1		4	5
KO GENERAL DE ANTORCHA		1								1
LECHO ANIÓNICO						1				1
Total general	2	8	13	5	5	10	10	5	91	149

U-206 : Nueva balsa recogida agua SCI

U-28 : Sistema De Antorcha

U-31 : Recepción Y Almacenamiento De Crudo Y Productos

U-42 : Generación Vapor

U-44 : Sistema de Agua Cruda

U-45 : Osmosis inversa

U-46 : Sistema De Agua De Enfriamiento

U-51 : Unidad de aguas acidas

U-63 : Servicios auxiliares

TABLA N°3: Cantidad de equipos de la unidad U-61 - Subestación Eléctrica

TIPO DE EQUIPO	UNIDAD
	U-61
Transformador de distribución	7
Conducto de barras de baja tensión	4
Centro de control de motores	4
Conducto de barras de media tensión	3
Transformador de potencia	2
Resistencia de puesta a tierra	2
Condensadores de media tensión	2
Condensadores de baja tensión	2
Subestación gis	1
Cuadro de media tensión	1
Cuadro de potencia de baja tensión	1
Cuadro de servicios auxiliares	1

Cuadro secundario de servicios auxiliares	2
Cuadro de servicios de emergencias	1
Grupo generador de emergencia	1
Cuadro secundario de servicios de emergencia	1
Sistema de alimentación ininterrumpida de corriente alterna	1
Sistema de corriente continua	1
Armario control y protecciones de gis	1
TOTAL GENERAL	38

APÉNDICE N° 6

MODELO DE CERTIFICADO DE CUMPLIMIENTO NORMATIVO

CERTIFICADO DE CUMPLIMIENTO NORMATIVO

(La Empresa Supervisora) certifica el cumplimiento normativo de las actividades de la(s) etapa(s) del Proyecto RLP 21-Primera Fase según los requerimientos establecidos en la normativa aplicable para Refinerías y Plantas de Procesamiento de Hidrocarburos.

Una descripción detallada de los alcances y actividades realizadas por nuestra empresa, se encuentra incluida en el Informe Técnico de Cumplimiento Normativo N° _____ el cual forma parte integral de este certificado

Aprobado y firmado el día _____

Representante Legal

Gerente Técnico