

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA REPOSICIÓN Y PUESTA
BAJO NORMA DEL CCM Y SHELTER ELÉCTRICO EN LAS ESTACIONES DE
RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO No. 2 Y 3 DEL CAMPO CASABE
- ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD**

**JOSE RICARDO ROJAS SARMIENTO
ESTEBAN OCTAVIO LASCANO MONTERROSA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECHANICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACION EN EVALUACION Y GERENCIA DE PROYECTOS
COHORTE 5 – BARRANCABERMEJA**

2016

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA REPOSICIÓN Y PUESTA
BAJO NORMA DEL CCM Y SHELTER ELÉCTRICO EN LAS ESTACIONES DE
RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO No. 2 Y 3 DEL CAMPO CASABE
- ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD**

**JOSE RICARDO ROJAS SARMIENTO
ESTEBAN OCTAVIO LASCANO MONTERROSA**

**Monografía como requisito para optar al título de
ESPECIALISTA EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS**

DIRECTOR: CARLOS EDUARDO DIAZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECHANICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACION EN EVALUACION Y GERENCIA DE PROYECTOS
COHORTE 5 – BARRANCABERMEJA**

2016

DEDICATORIA

A mi Padre, Su gracia es infinita y sobrepasa lo que merezco.

Esteban Lascano Monterrosa

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis padres Manuel y Aidé, su apoyo ha sido incondicional siempre.

A mi compañero de monografía Ricardo con quien formamos el mejor equipo para terminar con éxito este trabajo.

A toda mi familia, cada buen gesto de ellos ha hecho parte de los peldaños que me han impulsado a cultivar cada éxito.

A quien de manera encantadora ha descubierto lo mejor de mí y me ha ofrecido su sincero apoyo, su nombre no hace falta, la alusión es una sola.

Esteban Lascano Monterrosa

AGRADECIMIENTO

A Dios por ser nuestra ayuda, guía y consuelo en todo momento, y por darnos la fuerza y sabiduría para terminar nuestros estudios de la especialización.

A nuestros padres, como agradecimiento a su esfuerzo, amor y apoyo incondicional, durante nuestra formación tanto personal como profesional.

A mi esposa Lesly por su apoyo incondicional en las actividades de la especialización y en mis actividades diarias.

A nuestro director de monografía y docentes por brindarnos toda la guía y el conocimiento en el desarrollo de este trabajo.

Jose Ricardo Rojas Sarmiento

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO	20
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	20
1.2 ALCANCE DEL PROYECTO	20
1.3 OBJETIVOS.....	21
1.3.1 Objetivo General.	21
1.3.2 Objetivos Específicos.....	21
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	21
1.5 METODOLOGIA	22
2. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL	25
2.1 LOCALIZACION.....	25
2.2. CONFIGURACION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LAS ESTACIONES 2 Y 3 DEL CAMPO CASABE	26
2.2.1 Shelter O Cuarto Eléctrico.	28
2.2.2 Centro de Control de Motores – CCM. s.....	33
2.2.3 Sistema de Alimentación Ininterrumpida – UPS.	39
2.2.4 Tablero de Servicios Generales – 220 V.....	45
2.3 ESTADÍSTICA DE FALLAS	49
3. EVALUACIÓN TÉCNICA	52
3.1 REQUERIMIENTOS	52
3.1.1 Dimensionamiento CCM Estación 2.	53
3.1.2 Dimensionamiento UPS.....	54
3.1.3 Listado de Marcas Aceptadas por ECOPETROL GAB-P-022.	55

3.1.4 Características de los Equipos Eléctricos en el Mercado.	56
3.1.4.1 Shelter y CCM Referencia MNS ABB.	56
3.1.4.2 Shelter y CCM Referencia Blockset - Schneider Electric.	57
3.1.4.3 Shelter y CCM Referencia SIVACON 8PT Siemens.	58
3.2 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS	59
3.2.1 Línea Base.....	59
3.2.2 Alternativa 1: Reposición de SHELTER y CMM.....	60
4. EVALUACIÓN FINANCIERA	63
4.1 CONDICIONES GENERALES.....	63
4.1.1 Proyectos en Ecopetrol S.A	64
4.2 LÍNEA BASE	65
4.3 ALTERNATIVA 1: REPOSICIÓN DE SHELTER Y CCM	67
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	70
BIBLIOGRAFÍA.....	74
ANEXOS.....	77

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Diagnóstico de Cumplimiento de Normas Técnicas - Shelter	29
Tabla 2. Diagnóstico de Cumplimiento de Normas Técnicas - CCM	34
Tabla 3. Diagnóstico de Cumplimiento de Normas Técnicas – UPS	40
Tabla 4. Diagnóstico de Cumplimiento de Normas Técnicas – Tablero de Servicios Generales.....	46
Tabla 5. Estadística de Fallas 2014	50
Tabla 6. Inventario de Cargas Estación 2	52
Tabla 7. Dimensionamiento UPS	55
Tabla 8. Matriz de Evaluación Técnica Alternativa 1	61
Tabla 9. Descripción factor J	64
Tabla 10. Formato costo ciclo de vida del proyecto (Riesgo Base)	65
Tabla 11. Formato costo ciclo de vida del proyecto (Riesgo con Proyecto).....	67

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación Geográfica de Campo Casabe.....	25
Figura 2. Flujograma de energía eléctrica estación de recolección y tratamiento de crudo No. 2 y 3 de Campo Casabe.....	27
Figura 3. Frecuencia de Fallas según Tipo.....	50
Figura 4. Distribución de Celdas Estación 2	53
Figura 5. Dimensiones del Shelter bajo la Norma RETIE	54
Figura 6. Imágenes Shelter y CCM ABB.....	56
Figura 7. Shelter y CCM Referencia Blockset - Schneider Electric.....	57
Figura 8. Shelter y CCM Referencia SIVACON 8PT Siemens.....	58

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Costo de las fallas por Año.....	77
Anexo B. Costos de la Inversión – Alternativa 1	78

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA REPOSICIÓN Y PUESTA BAJO NORMA DEL CCM Y SHELTER ELÉCTRICO EN LAS ESTACIONES DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO No. 2 Y 3 DEL CAMPO CASABE - ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD*

AUTORES: JOSE RICARDO ROJAS SARMIENTO
ESTEBAN OCTAVIO LASCANO MONTERROSA**

PALABRAS CLAVE: Eléctrica, crudo, Casabe, ECOPETROL, factor J, diagnóstico, evaluación técnica, evaluación financiera.

DESCRIPCIÓN:

La infraestructura eléctrica constituye uno de los elementos más importantes para garantizar la continuidad operativa en el sector petrolero. En las estaciones de recolección y tratamiento de crudo No. 2 y 3 del Campo Casabe de ECOPETROL esta garantía se ha visto amenazada por las pérdidas de disponibilidad y confiabilidad de los equipos encargados del suministro de energía eléctrica como resultado de su obsolescencia. Esta situación es abordada en el presente estudio a través de una evaluación técnica y financiera que permita determinar la mejor opción disponible para la reposición y puesta bajo norma de las instalaciones eléctricas de las estaciones.

Inicialmente se realiza un diagnóstico de la situación actual que permite conocer las condiciones de los componentes del sistema eléctrico a la luz de la normatividad vigente exigida. Posteriormente se evalúan los requerimientos técnicos para la reposición de los equipos y se estudian las opciones que ofrece el mercado para ejecutarla teniendo en cuenta las demandas organizacionales. Una vez se establece la mejor alternativa tecnológica para ejecutar la reposición, se hace una comparación con el caso base, que consiste en mantener las condiciones operativas actuales asumiendo los riesgos presentes.

Para determinar la mejor decisión se realiza el análisis del beneficio esperado implementando el método de cálculo del factor J o de Justificación, a través del cual se logra determinar la viabilidad de la ejecución del proyecto.

* Monografía de Especialización

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos. Director: Carlos Eduardo Díaz Bohórquez, Ingeniero Industrial.

ABSTRACT

TÍTULO: TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION FOR REPLACEMENT AND STANDARDIZATION OF MCC AND ELECTRICAL SHELTER AT CRUDE'S COLLECTING AND TREATMENT STATION NUMBER 2 AND 3 FROM CASABE FIELD - PREFEASIBILITY STUDY *

AUTORES: JOSE RICARDO ROJAS SARMIENTO
ESTEBAN OCTAVIO LASCANO MONTERROSA **

PALABRAS CLAVE: Power, Oil, Casabe, ECOPETROL, factor J, Diagnostic, technical evaluation, financial evaluation.

DESCRIPCIÓN:

The electrical infrastructure is one the most important elements to ensure the operational continuity in the oil & gas sector. This guarantee has come under strain at crude's collecting and treatment station No. 2 and 3 from Casabe field at ECOPETROL, by the loss of availability and reliability of the equipment responsible for supplying electricity as a result of obsolescence. This situation is addressed in the present study through a technical and financial evaluation to determine the best option available for the replacement and standardization of power facilities from stations.

Initially a diagnosis of the current situation that allows knowing the conditions of the components of the electrical system in the light of the current regulations required is performed. Subsequently the technical requirements for equipment replacement are evaluated and the options offered by the market to execute the changes are studied considering the organizational demands. Once it established the best technological alternative to carry out the replacement, a comparison with the base case is realized, which is to maintain the current operating conditions assuming the risks.

To determine the best decision analysis of benefit expected is performed with the implementation the "J factor" or "Justification factor", through which is possible to determine the feasibility of the project implementation.

* Specialization Monograph

** Physicochemical Faculty of Engineering. School of Industrial and Business Studies. Specialization in Evaluation and Project Management. Director: Carlos Eduardo Bohorquez Diaz, Industrial Engineer..

INTRODUCCIÓN

Ecopetrol S.A. es la mayor compañía de Colombia en ingresos, utilidad, activos y patrimonio neto. Actualmente la compañía divide su operación en tres segmentos de negocio:

- Exploración y Producción.
- Refinación.
- Transporte.

Del segmento de exploración y producción hacen parte los campos de extracción y tratamiento de crudo, entre los cuales se encuentra Campo Casabe.

El Campo Casabe fue descubierto en el año de 1941. Aunque su pico lo alcanzó hace más de cincuenta años (1956) con una producción de 46.000 barriles promedio día (bpd), sus cifras estadísticas han mostrado una baja a lo largo de los años, alcanzando registros de producción inferior a los 5000 bpd.¹

En el año 2004 ECOPETROL S.A. y Schlumberger firmaron una alianza de recuperación del campo que ha permitido que en la actualidad Casabe presente una producción de 23000 bpd, generados gracias a la operación de las cinco estaciones de recolección y tratamiento de crudo que lo conforman; entre las cuales se encuentran las estaciones No. 2 y 3, cuyo sistema eléctrico se encuentra en un alto nivel de obsolescencia.²

¹ MAYORGA HUÉRFANO Diana Lorena. Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de Producción por efecto de la Inyección de Agua en Campo Casabe. Bucaramanga: s.n., Monografía de grado.) 2011.

² .Ibid

Es importante mencionar que en la actualidad la operación de instalaciones eléctricas industriales en el sector petróleo y gas debe tener como características principales: amplia seguridad y confiabilidad para garantizar un óptimo desempeño de los procesos de extracción, tratamiento, transporte y venta de crudo. Lo anterior, se relaciona directamente con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)³ que tiene como objeto evitar los riesgos y eventos inesperados para garantizar la seguridad de las personas, los equipos y el medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico.

Teniendo en cuenta lo anterior, el sistema de distribución eléctrico actual de las estaciones 2 y 3 del Campo Casabe no cumplen con los requisitos técnicos y de seguridad exigidos por la normatividad vigente, poniendo en riesgo no solo los activos de la organización sino también la continuidad del proceso, y generándose pérdidas asociadas a cortes no deseados por falla de componentes de dicho sistema.

Adicionalmente, a nivel nacional el RETIE es de obligatorio cumplimiento para las instalaciones eléctricas que se utilizan para la generación, transmisión, transformación, distribución o uso final de la energía eléctrica; sean públicas o privadas y estén dentro de los límites de tensión y frecuencia allí establecidos, es decir, tensión nominal mayor o igual a 24 V en corriente continua (c.c.) o más de 25 V en corriente alterna (c.a.) con frecuencia de servicio nominal inferior a 1000 Hz.

Teniendo en cuenta lo mencionado previamente, y que las múltiples fallas del sistema de distribución de energía de las estaciones No.2 y 3 del Campo Casabe puedan generar salidas no deseadas del proceso de tratamiento de crudo, se ha decidido realizar un estudio de prefactibilidad con el fin de determinar la viabilidad

³ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 90708. (30, agosto, 2013). Por la cual se expide el nuevo del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE. Bogotá D.C.: El Ministerio, 2013, 3 p.

técnica y financiera de reemplazar el CCM y shelter eléctrico de las estaciones de recolección y tratamiento de crudo mencionadas.

En este estudio se plantean dos alternativas a seguir frente a la situación actual del CCM y shelter eléctrico de las estaciones 2 y 3 del Campo Casabe; la primera de ellas o caso base es convivir con el riesgo y prepararse para una falla en el sistema eléctrico de las estaciones, mientras que la segunda alternativa implica el reemplazo del CCM y Shelter eléctrico de las estaciones 2 y 3 del Campo Casabe; para incrementar las condiciones de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad del suministro de energía eléctrica para ambas estaciones de recolección y tratamiento de crudo.

El presente trabajo inicia con el diagnóstico de la situación actual del sistema eléctrico de las estaciones donde se describen de manera general sus características y componentes; se realiza una revisión detallada del cumplimiento de las normas técnicas que regulan esta clase de sistemas de acuerdo a la legislación colombiana y a las especificaciones establecidas por Ecopetrol S.A; y se presenta una estadística de falla que pone en evidencia la necesidad de intervenir el sistema. Posteriormente se realiza una evaluación técnica de los requerimientos de las plantas en la que se estudian sus necesidades eléctricas y donde se establecen los posibles cursos de acción frente a su situación actual. Finalmente se realiza la evaluación financiera que permite definir la viabilidad de implementar la mejor alternativa técnica disponible.

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Teniendo en cuenta las condiciones actuales de operación del sistema eléctrico de las estaciones 2 y 3 del Campo Casabe se hace necesario realizar un estudio técnico y financiero que permita verificar la viabilidad de realizar la reposición y puesta bajo norma el CCM y shelter eléctrico de las mismas, que permita mejorar los índices de confiabilidad y garantizar la disponibilidad del suministro de energía eléctrica para los procesos de recolección y tratamiento de crudo.

1.2 ALCANCE DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene como alcance realizar a nivel de prefactibilidad la evaluación técnica de los componentes del sistema eléctrico actual de las estaciones de recolección y tratamiento de crudo No. 2 y 3 de campo Casabe, analizando tanto la normatividad vigente al interior de Ecopetrol S.A. como las regulaciones a nivel nacional e internacional que aplican para este tipo de sistemas, con base a lo cual se plantearán los requerimientos específicos para proceder con el reemplazo de los equipos. A partir de la información obtenida se utilizará la metodología de evaluación de proyectos de Ecopetrol S.A. (factor J) para comparar los escenarios de implementación o no del proyecto con lo cual se determinará la viabilidad financiera de su ejecución.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General. Realizar la evaluación técnica y financiera para la reposición y puesta bajo norma del centro de control de motores y shelter eléctrico en las estaciones de recolección y tratamiento de crudo No. 2 y 3 del campo Casabe de Ecopetrol.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Realizar un diagnóstico de las características de operación actuales de las estaciones No. 2 y 3 del campo Casabe.
- Definir las alternativas tecnológicas disponibles para el reemplazo del shelter eléctrico y el centro de control de motores teniendo en cuenta las condiciones técnicas de operación.
- Seleccionar la mejor alternativa tecnológica disponible a través del establecimiento de parámetros técnicos de evaluación.
- Evaluar financieramente la mejor alternativa de solución comparando los escenarios de implementación o no del proyecto.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Las metas 2011-2020 del plan estratégico de Ecopetrol incluyen como pilar fundamental alcanzar una producción de 870 mil barriles equivalentes día de crudo, que generen así un crecimiento rentable basado en sistemas de operación eficientes. Para lograrlo, se dispone de tres vicepresidencias a nivel nacional (Regional Orinoquia, Regional Centro y Regional Sur), cada una de los cuales les

corresponde aportar su potencial máximo para el cumplimiento de este propósito organizacional.⁴

Uno de los campos de producción de crudo involucrados en esta meta es el campo Casabe ubicado en la vicepresidencia regional central, que se encuentra ubicado en la zona rural del municipio de Yondó, departamento de Antioquia y cuenta con una producción de crudo que oscila entre 23.000 y 24.000 barriles equivalentes día, generados por la recolección y tratamiento de crudo efectuados en las cinco estaciones que lo conforman.

Mantener los niveles de producción actuales y soportar las proyecciones de incremento fijadas por el área de Yacimientos, implican mejorar las condiciones de confiabilidad y operatividad de los sistemas eléctricos asociados al tratamiento y posterior despacho del crudo.

En este contexto, cobra gran relevancia realizar un diagnóstico de la situación actual y evaluar las opciones de mejoramiento disponibles para el shelter eléctrico y el centro de control de motores de las Estaciones de Recolección y Tratamiento No. 2 y 3, puesto que se encuentran en estado de obsolescencia, presentan problemas de mantenibilidad relacionados con la consecución de repuestos, tienen limitaciones técnicas de operación y no cumplen con la normatividad vigente (RETIE) exigida por el Ministerio de Minas y Energía.

1.5 METODOLOGIA

El proyecto se desarrollará en cuatro etapas, para cada una de las cuales se desarrollarán las actividades descritas a continuación:

⁴ECOPETROL.. Nos estamos reinventando para competir en el mundo Estrategia al 2020. Mayo 26, 2015. [en línea] [citado 10 de marzo de 2016] Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/Estrategia-Inversionistas-ESP-26May15.pdf>

Etapa 1: Diagnóstico de la situación actual:

- a) Entrevista directa con los interesados de la planta, para descubrir las características de situación actual de cada estación de recolección y tratamiento de crudo, las condiciones técnicas presentes y los requerimientos reales de operación.
- b) Recolección de información del sistema eléctrico actual de las Estaciones 2 y 3 del Campo Casabe.
- c) Recolección de información de estadística de fallas del sistema eléctrico de las estaciones 2 y 3 del Campo Casabe.
- d) Análisis de información relacionada en los numerales a, b y c.

Etapa 2: Definición de Requerimientos y necesidades del proyecto:

- a) Generación de requerimientos técnicos y operativos que deberá tener el nuevo Shelter eléctrico y Centro de Control de Motores a implementar en las estaciones 2 y 3 del Campo Casabe.
- b) Consulta de normas y especificaciones técnicas de Ecopetrol en cuanto al montaje de los equipos shelter eléctrico y Centro de Control de motores y marcas aceptadas para su implementación.

Etapa 3: Evaluación Técnica del proyecto:

- a) Definir las alternativas tecnológicas disponibles en el mercado actual y que se ajusten a los requerimientos previamente definidos en el ítem e y a las normas y requerimientos de ECOPETROL definidos en el numeral b de la etapa 2.
- b) Teniendo en cuenta las alternativas de solución enumeradas en el ítem anterior de esta etapa; realizar la escogencia técnica y óptima de los equipos a implementar.

Etapa 4: Evaluación financiera del Proyecto:

- a) Recopilar información de costos asociados en la implementación de la solución escogida en el numeral anterior.

- b) Realizar el análisis financiero del proyecto planteado como solución a la situación actual del sistema eléctrico de las estaciones 2 y 3 del Campo Casabe.
- c) Realizar análisis financiero sin el proyecto y presentar la comparación del estudio realizado.

2. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

2.1 LOCALIZACION

El Campo Casabe está ubicado en el departamento de Antioquia en la frontera con Santander, inmerso en la cuenca del valle medio del Magdalena, a una distancia aproximada de siete kilómetros desde Barrancabermeja.⁵

La cuenca del Magdalena Medio está localizada en el valle interandino del Río Magdalena y comprende un área de 32.949,4 km² entre los departamentos de Santander, Boyacá, Antioquia, Bolívar y Cesar, y, en menor proporción, también se extiende por Caldas, Tolima y Cundinamarca.

Figura 1. Ubicación Geográfica de Campo Casabe



Fuente: IGAC

⁵ MAYORGA HUÉRFANO Diana Lorena- Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de Producción por efecto de la Inyección de Agua en Campo Casabe. Bucaramanga: s.n.,. Monografía de grado. 2011

La estación Casabe 2 dista de la primera en 900 m aproximadamente.

2.2. CONFIGURACION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LAS ESTACIONES 2 Y 3 DEL CAMPO CASABE

Las Estaciones de recolección y tratamiento de crudo 2 y 3 del Campo Casabe se alimentan desde una red de media tensión a 6,9 kV, a través de subestaciones convencionales de 500 kVA, cuya función es reducir el nivel de tensión a 480 Voltios para que sea distribuida en el centro de control de motores, desde donde se alimentan las principales cargas eléctricas de cada estación, entre las cuales se encuentran:

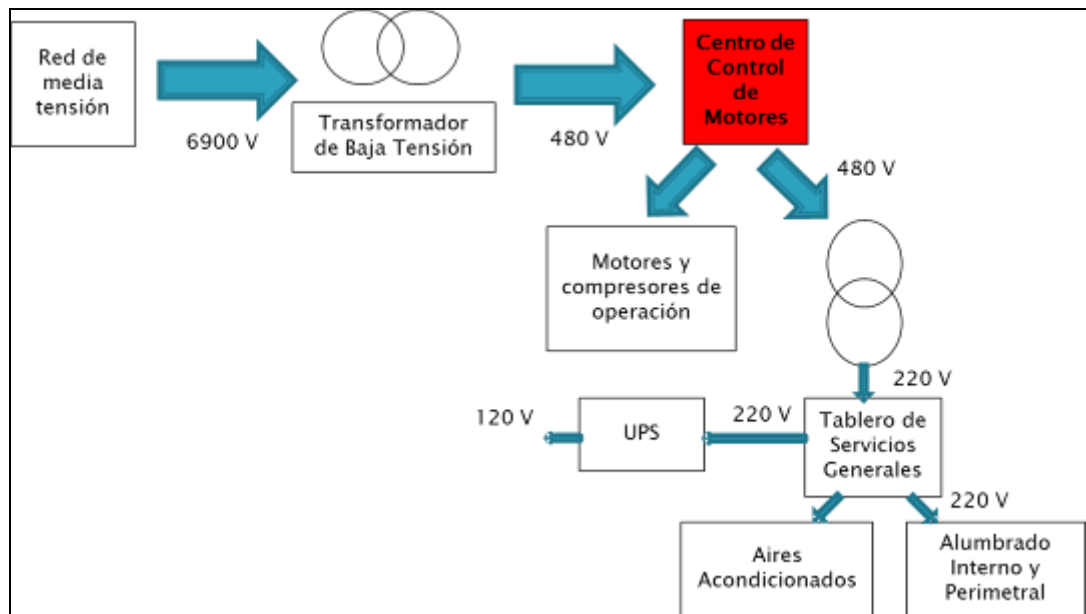
- Bombas centrifugas de transferencia de crudo.
- Bombas centrifugas de transferencia de lodos.
- Compresores de aire industrial.
- Aires Acondicionados Industriales.
- Transformador tratador electrostático.
- Sistema de alumbrado exterior de la ERTC.

La configuración del sistema, tal como se encuentra diseñado e instalado actualmente, se muestra en el flujograma de distribución de energía eléctrica que aparece en la Figura 2.

La entrada en funcionamiento de éste sistema eléctrico en las estaciones de recolección y tratamiento de crudo No. 2 y 3 de campo Casabe datan de hace aproximadamente 35 años, por lo cual las condiciones de confiabilidad no son suficientes, la consecución de repuestos es de gran dificultad y no cumple con la normatividad vigente. Este sistema nunca ha sido intervenido para someterlo a

una actualización tecnológica, producto de lo cual se encuentra sumido en un alto nivel de obsolescencia.

Figura 2. Flujograma de energía eléctrica estación de recolección y tratamiento de crudo No. 2 y 3 de Campo Casabe



Para realizar el diagnóstico de la situación actual de los equipos eléctricos que hacen parte del shelter o cuarto eléctrico de las estaciones No. 2 y 3 del Campo Casabe de la Vicepresidencia Regional Central de ECOPETROL S.A.se realizó un análisis de cumplimiento de normas internacionales y especificaciones técnicas de ECOPETROL, para obtener de esta forma un panorama general del estado de los equipos. En este análisis se consideran los componentes actuales del sistema de distribución de energía de las estaciones 2 y 3, cuyo grado de obsolescencia es idéntico por ser equipos de la misma antigüedad y de igual especificación técnica:

- Shelter o cuarto eléctrico
- Centro de control de motores (CCM)
- Sistema de potencia ininterrumpida (UPS)

- Tablero de servicios generales de 220 Voltios

2.2.1 Shelter O Cuarto Eléctrico. El shelter corresponde a la estructura metálica que aloja y aísla del exterior el equipamiento eléctrico de un sistema de distribución de energía, cuya implementación ha sido frecuente en Ecopetrol por su modularidad, su portabilidad frente a necesidades futuras de traslado a otras plantas y por el menor tiempo que toma su construcción en comparación con el levantamiento de un cuarto en mampostería.

Un shelter eléctrico apto para prestar sus servicios en las estaciones de recolección y tratamiento de crudo en Ecopetrol debe cumplir con las normas descritas a continuación, algunas de las cuales son aplicables al fabricante del equipo, a su proceso de construcción, a los materiales usados en su fabricación, o a su funcionamiento:

- GAB-P-022
- ISO 9001-2008
- ISO 14001-2004
- OSHAS 18001-2007
- PIP-ELSSG11
- NTC 2050
- RETIE
- IEC 68-3-3
- IEC 60529-1
- ASTM A-36
- ASTM ASHRAE STD 62.1-2007
- NFPA2001
- NFPA72

El resultado del diagnóstico del cumplimiento de las normas anteriores realizado a los shelters eléctricos de las estaciones 2 y 3 del campo Casabe se describe en la Tabla 1, a continuación:

Tabla 1. Diagnóstico de Cumplimiento de Normas Técnicas - Shelter

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	EXIGIDA	CUMPLE	NO CUMPLE
A. REQUERIMIENTOS DEL PROVEEDOR				
1	Fabricante	GAB-P-022 – Listado de Marcas Aceptadas Ecopetrol		X
B. CONSTRUCCIÓN				
1	Norma principal de fabricación estructural	PIP ELSSG11		X
2	Diseño y cálculos estructurales del Shelter eléctrico	ANSI/AISC 360-05 Método ASD.		X
3	Diseño sísmico (Aceleración horizontal m/s ² , escala RICHTER)	IEC 68-3-3		X
4	Grado de protección IP 65	IEC 60529-1		X
5	Acero estructural básico auto portante	PIP ELSSG11 ASTM A36		X
6	Base estructural HR soldadura continua	ASTM A36		X
7	Puntos de izamiento (según longitud y peso del equipamiento)	PIP ELSSG11		X
8	Paredes-Paneles estructurales con resistencia a vientos 120 Km/h	PIP ELSSG11		X
9	Paredes-Paneles aislados con ancho de 75mm Galvanizados G90 (aislamiento en lana mineral de roca 80Kg/m ²)	UL, ASTM C 592 Clase 2, ASTM 612 Clase 3, ASTM 547 Clase 2, ASTM 592 Clase 2, ASTM C 764 Tipo 2 Clase A, ASTM C 553 Tipo 1 B-6, ASTM R 84- ASTM E136, ASTM C 195, ASTM C764 Tipo 2 Clase A.		X

Tabla 1. (Continuación)

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	EXIGIDA	CUMPLE	NO CUMPLE
A. PUERTAS				
1	Cerraduras en tres puntos	PIP ELSSG11		X
2	Barreras anti pánico en interior	PIP ELSSG11		X
3	Mecanismo de cierre con amortiguación hidráulica	PIP ELSSG11		X
4	Ventana con vidrio de seguridad	PIP ELSSG11		X
5	Puertas para entrada de equipos independientes de puertas para entrada de personal	PIP ELSSG11		X
B. ESCALERAS Y PLATAFORMAS				
1	Escaleras o plataformas metálicas para garantizar el acceso seguro al interior del recinto	ASTM A	X	
C. TECHOS				
1	Techo aislado en panel, lámina galvanizada G90: interna- externa	Cal16-Cal 18, A 653, A 653M, A 792, A 792M, A 875, A875M		X
D. TRATAMIENTO SUPERFICIAL				
1	Sistema de lavado y pintura poliéster lisa	PIP ELSSG11		X
E. PUESTA A TIERRA				
1	Sistema de puesta a tierra de recinto, celdas y equipos de alimentación eléctrica	RETIE		X
F. AIRES ACONDICIONADOS				
1	Equipos industriales tipo paquete vertical con montaje exterior.	ASHRAE STD 62.1-2007		X
G. DETECCION / EXTINCION DE INCENDIOS				
1	Sistema automático de detección y extinción de incendios	NFPA2001 - NFPA 72		X
2	Extinción Manual Cilindros CO2	NFPA2001 - NFPA 72	X	

Las siguientes son las consideraciones técnicas que sirvieron como soporte para el análisis anterior:

1. AC Nelson Ltda. Que es el fabricante del equipo actual, no se encuentra

incluido en el listado de marcas aceptadas de Ecopetrol que en su versión vigente solo incluye a las firmas ABB, Siemens y Schneider Electric.

2. El shelter actual no cumple con la norma estructural PIP ELSSG11, en razón a que las estructuras de piso, pared y techo no se encuentran elaboradas mediante combinación de perfiles de acero estructural al carbono-manganeso de los tipos ASTM A-500 ASTM A -36 y ASTM A-572 unidos rígidamente mediante soldadura continua como lo contempla dicha norma.

3. En cuanto a la norma de diseños y cálculos estructurales, el shelter actual carece de los siguientes elementos exigidos en el diseño:

- Suelo de chapa en acero HR cal. 4mm o 6.35mm, soldado a la base y recubierto con pintura epoxi-poliéster.
- Base robusta auto soportante y con capacidad de soportar una carga de 1250 kg por metro cuadrado.
- Suministro de lámina piso dieléctrico y antideslizante espesor 3/8", con capacidad de aislamiento a ser definido según Voltaje de operación del sistema.
- Aislamiento térmico y acústico tipo Sándwich para paredes y techo Lana mineral Roca espesor 70mm material que no es combustible, no genera auto ignición y no genera llama.

4. Las puertas del shelter eléctrico actual no garantizan un grado de protección IP65 que debido a que el uso y cumplimiento de la vida útil han generado desniveles que afectan la hermeticidad requerida para la adecuada operación del sistema de aire acondicionado que mantiene los equipos eléctricos a temperatura confort de 23 °C. Adicionalmente, no cuentan con barreras anti-pánico y tienen

cerraduras convencionales totalmente averiadas.

5. El sistema de puesta a tierra del shelter actual no cumple la configuración exigida por el RETIE, en razón a que no se cuenta con el sistema de platinas de cobre al 99.9% de pureza, en medidas de 2"x 1/4", instaladas en el interior del shelter para recibir las conexiones de tierra de los equipos eléctricos instalados y la malla de puesta a tierra exterior.

6. El sistema de aire acondicionado de los shelters actuales corresponde a sistemas convencionales tipo mini Split referencia Inverter de 12.000 BTU; los cuales no son apropiados para este cuarto. Se requiere la instalación de aires acondicionado tipo industrial y ecológico que garantizan un sistema redundante automático con equipo de respaldo.

7. La pintura del shelter eléctrico actual es de aceite mineral y no como lo estipula lo exigido en la norma PIP ELSSG11; la cual debe ser del Tipo Bicapa (primera capa epóxico rico en zinc, segunda capa poliéster o uretano brillante con agente pasivante PRIMID ambas en textura lisa).

8. En cuanto al sistema de detección y extinción de incendios provocados por arco interno de los equipos eléctricos, el shelter actual no dispone de sistema autómatas de protección exigido por la NFPA 2001 para la operación de dichos sistemas. Actualmente, se cuenta con la disposición de dos extintores de dióxido de carbono en cada shelter eléctrico; esto hace que la efectividad de extinción de llamas sea muy baja en comparación con la utilización de los sistemas de extinción con agente limpio.

Finalmente, el análisis de cumplimiento de normas a los shelters eléctricos actuales de las estaciones 2 y 3 del Campo Casabe, da como resultado un total de 23 ítems que no cumplen con lo exigido y un total de 2 ítems que si cumplen con

la norma.

De las 22 características analizadas para los shelters eléctricos, solo 2 de ellas cumplen con las exigencias normativas, mientras que los 20 restantes no se adaptan a los estándares técnicos, hecho tal que requiere una pronta intervención que le devuelva al sistema la confiabilidad que asegura la continuidad del proceso y evita las pérdidas por paradas indeseables.

2.2.2 Centro de Control de Motores – CCM. El Centro de Control de Motores (CCM) es el equipo que realiza la distribución y el control de energía, y que brinda protección a las cargas que operan en las estaciones. Por su función es considerado el elemento principal del sistema, cuya composición incluye un interruptor totalizador, barrajes, breakers de protección y arrancadores eléctricos.

Un centro de control de motores (CCM) apto para prestar sus servicios en las estaciones de recolección y tratamiento de crudo en Ecopetrol, debe cumplir con las normas descritas a continuación, algunas de las cuales son aplicables al fabricante del equipo, a su proceso de construcción, a los materiales usados en su fabricación, o a su funcionamiento:

- GAB-P-022
- ISO 9001-2008
- ISO 14001-2004
- OSHAS 18001-2007
- ECP-VST-P-ELE-ET-004
- NTC 2050
- RETIE
- IEC 68-3-3
- IEC 60529-1

- IEC 61641
- IEC 61439-1
- RAL 7032
- IEC 60947-2
- ANSI C37.90
- NEC 310.13

A continuación, en la Tabla 2 se registra el resultado de la evaluación diagnóstica realizada a los centros de control de motores que operan actualmente en las estaciones 2 y 3 del campo Casabe.

Tabla 2. Diagnóstico de Cumplimiento de Normas Técnicas - CCM

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	EXIGIDA	CUMPLE	NO CUMPLE
A. REQUERIMIENTOS DEL PROVEEDOR				
1	Fabricante	GAB-P-022 – Listado de Marcas Aceptadas Ecopetrol		X
B. CONSTRUCCIÓN				
1	Fabricación Estructural	ECP-VST-P-ELE- ET-004 – Especificación Técnica de Centro de Control de Motores de Ecopetrol		X
2	Diseño y Cálculos Sistema Eléctrico	NTC2050 – RETIE		X
3	Diseño Sísmico (Aceleración horizontal m/s ² , escala RICHTER)	IEC 68-3-3		X
4	Grado de Protección IP 42	IEC 60529-1		X
5	Láminas de Acero Estructural	IEC 61641		X
6	Puntos de izamiento	ECP-VST-P-ELE- ET-004 – Especificación Técnica de Centro		X

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	EXIGIDA	CUMPLE	NO CUMPLE
		de Control de Motores de Ecopetrol		
7	Protección a personas e instalaciones en compartimentación tipo 3B	IEC 61439-1		X
8	Pintura electrostática para tableros CCM	RAL7032		X
9	Altura mínima del cubículo	ECP-VST-P-ELE-ET-004 – Especificación Técnica de Centro de Control de Motores de Ecopetrol		X
10	Previsión del modo de operación	ECP-VST-P-ELE-ET-004 – Especificación Técnica de Centro de Control de Motores de Ecopetrol	X	
11	Barrajes en cobre electrolítico endurecido	IEC 61439-1	X	
12	Breakers tipo caja moldeada	IEC 60947-2	X	
13	Contactores y unidades de protección	ANSI C37.90	X	
14	Cableado interno de potencia y control	NEC 310.13		X
15	Señales para monitoreo y mando remoto	ECP-VST-P-ELE-ET-004 – Especificación Técnica de Centro de Control de Motores de Ecopetrol		X

Tabla 2. (Continuación)

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	EXIGIDA	CUMPLE	NO CUMPLE
16	Disponibilidad puerto de comunicaciones	ECP-VST-P-ELE-ET-004 – Especificación Técnica de Centro de Control de Motores de Ecopetrol		X
17	Gavetas tipo extraíble	IEC 61439-1		X
18	Puertas de gaveta independientes con facilidad de apertura	IEC 61439-1		X
19	Manija de operación del interruptor	ECP-VST-P-ELE-ET-004 – Especificación Técnica de Centro de Control de Motores de Ecopetrol		X
20	Indicación con lámparas de señalización	RETIE – NTC2050		X
21	Rótulos y señalización de seguridad	RETIE		X
22	Sistema de puesta a tierra	RETIE	X	
c. REPUESTOS Y DOCUMENTACIÓN TÉCNICA				
1	Disponibilidad de repuestos	ECP-VST-P-ELE-ET-004 – Especificación Técnica de Centro de Control de Motores de Ecopetrol		X
2	Disponibilidad de documentación técnica	ECP-VST-P-ELE-ET-004 – Especificación Técnica de Centro de Control de Motores de Ecopetrol		X

Las siguientes son las consideraciones técnicas bajo las cuales se efectuó el

análisis anterior:

1. AC Nelson Ltda. Que es el fabricante del equipo actual, no se encuentra incluido en el listado de marcas aceptadas de Ecopetrol que en su versión vigente solo incluye a las firmas ABB, Siemens y Schneider Electric.

2. El centro de control de motores actual no cumple con la especificación técnica de ECOPETROL, en lo referente a la distribución del espacio de cada columna, puesto que se exige que esté dividida en dos compartimientos verticales, uno para alojar los diferentes arrancadores y otro para permitir la llegada y distribución de cables a los diferentes arrancadores. De igual forma, no se cumple con la envolvente de seguridad 3B para este tipo de tableros de distribución de energía, exigida por el comité de normas técnicas de ECOPETROL.

3. En cuanto a la norma de diseños y cálculos del sistema eléctrico se refiere, el centro de control de motores actual carece de los siguientes elementos exigidos:

- Modularidad y Posibilidad de adición de nuevas columnas sin necesidad de modificaciones estructurales.
- Las puertas con sus bisagras, gavetas y cerraduras deben soportar un arco interno y no dejar contaminar los demás compartimientos.
- La operación de gavetas del CCM debe permitir el cambio entre distintos modos: Conectado (energizado y en servicio), prueba (desconectado y diagnóstico) y desconectado (desenergizado y extraído). Lo anterior, se exige para tener seguridad en las maniobras de conexión y desconexión de gavetas del CCM, sin tener que desenergizar todo el equipo.
- El diseño de las gavetas debe garantizar que cada una esté aterrizada en todo momento durante su inserción o extracción.
- Las puertas y gavetas deben tener enclavamientos mecánicos y eléctricos, los cuales impiden abrirlas en caso contrario que el interruptor este en la posición

abierto.

- Las gavetas deben permitir la inspección visual de todos sus componentes internos, o de lo contrario se dificultará realizar termografías de diagnóstico de la operación del sistema eléctrico.

4. Las puertas de las gavetas y componentes del CCM actual no garantizan un grado de protección IP42; esto debido a que el uso e instalación de componentes de repuesto (Interruptores, contactores, etc.) han generado que la hermeticidad requerida del equipo se pierda.

5. La pintura del CCM actual está deteriorada y no como lo estipula lo exigido en la norma RAL7032; la cual debe ser pintura electrostática en polvo epoxi poliéster en una capa de 35 micrones al menos. Adicionalmente, no se cumple con el color el cual deberá ser gris normalizado.

6. El CCM actual por ser de tecnología convencional y antigua no dispone de señales para monitoreo y mando remoto de equipos eléctricos como lo estipula la norma. Esto es imprescindible actualmente en el control de los sistemas eléctricos de distribución de energía (Automatización y control de la energía eléctrica).

7. Los equipos del CCM actual no cuentan con puerto de comunicaciones por ser de tecnología convencional y antigua. Según la norma los equipos eléctricos deberán tener puertos de comunicación, los cuales deben ser interconectados conformando un lazo en serie de comunicación en protocolo Modbus RTU o DNP 3.0, cuyo extremo se puede conectar con un PLC o un sistema de control distribuido.

8. El accionamiento actual de los interruptores no poseen un mecanismo adecuado para su operación. Según se estipula en la norma, para la operación del interruptor se deberá instalar una manija con mando rotatorio o de accionamiento

vertical, el cual estará fijo en la puerta de la gaveta cuando esta se abra.

9. Las gavetas actuales del CCM no disponen de lámparas de señalización para indicación de operación de los equipos que alimentan las gavetas. Se resalta la importancia de tener visualización de señales de estado de los equipos eléctricos, las cuales deben ser Indicación de motor operando (Rojo), Indicación de motor en falla (Amarillo) e indicación de motor parado (Verde).

10. En el mercado no se encuentran los repuestos e información técnica necesaria en el soporte para la operación del equipo.

De las 25 características analizadas en los centros de control de motores (CCM), solo 5 se encuentran en situación de cumplimiento respecto a la normatividad actual, mientras que las 20 restantes son susceptibles de intervención y mejora. Por esto, es técnicamente viable reponer el equipo, buscando así mejorar las condiciones de confiabilidad y asegurar la normalización de la prestación de su servicio.

2.2.3 Sistema de Alimentación Ininterrumpida – UPS. Un sistema de alimentación ininterrumpida consiste en un dispositivo eléctrico que tiene como fin suministrar energía a equipos críticos en caso de interrupción de la red eléctrica normal.

Las UPS aplicables a este tipo de sistemas de distribución eléctrica deben ser de tipo industrial y haber sido construidas bajo los parámetros indicados en las siguientes normas:

- GAB-P-022
- ISO 9001-2008
- ISO 14001-2004

- OSHAS 18001-2007
- ECP-VST-P-ELE-ET-011
- IEEE C62.41 CAT A Y B
- NTC 2050
- RETIE
- NEMA 250-2003

El diagnóstico de los sistemas de alimentación ininterrumpida que actualmente funcionan en las estaciones 2 y 3 del campo Casabe es detallado en la Tabla 3.

Tabla 3. Diagnóstico de Cumplimiento de Normas Técnicas – UPS

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	EXIGIDA	CUMPLE	NO CUMPLE
A. REQUERIMIENTOS DEL PROVEEDOR				
1	Fabricante	GAB-P-022 – Listado de Marcas Aceptadas Ecopetrol		X
B. CONSTRUCCIÓN				
1	Fabricación Estructural: TRUE ON LINE doble conversión	IEEE C62.41 Categoría Ay B		X
2	Diseño y Cálculos eléctricos	NTC2050 – RETIE		X
3	Entrada: Trifásica / Salida: Monofásica	ECP-VST-P-ELE-ET-011– Especificación Técnica Para Sistemas de Potencia Ininterrumpidos (UPS) Grado Industrial	X	
4	Voltaje de entrada y salida: 208/120 Vca, 60Hz, trifásico (4 hilos más tierra) -15% ; +10%	ECP-VST-P-ELE-ET-011 – Especificación Técnica Para Sistemas de Potencia Ininterrumpidos (UPS) Grado Industrial	X	

Tabla 3. (Continuación)

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	EXIGIDA	CUMPLE	NO CUMPLE
5	Voltaje del Bypass: 208/120 Vca, 60 Hz, trifásico (4 hilos más tierra)	ECP-VST-P-ELE-ET-011 – Especificación Técnica Para Sistemas de Potencia Ininterrumpidos (UPS) Grado Industrial	X	
6	Grado de Protección NEMA 12(Industrial)	Nema 250-2003		X
7	Tecnología Rectificador: Tipo SCR/IGBT	ECP-VST-P-ELE-ET-011 – Especificación Técnica Para Sistemas de Potencia Ininterrumpidos (UPS) Grado Industrial		X
8	Tecnología Inversor: Transistores Bipolares IGBT y modulador PWM Alta Frecuencia	ECP-VST-P-ELE-ET-011 – Especificación Técnica Para Sistemas de Potencia Ininterrumpidos (UPS) Grado Industrial		X
9	Banco de baterías de 12 Voltios: Libre de mantenimiento Vida útil 10 años a temperatura de 25 °C	IEEE C62.41 Categoría Ay B		X
10	Pantalla de monitoreo y control y Led de señalización en la parte frontal de la UPS: Debe incluir menú dirigido, historial de alarmas e indicador de tiempo de respaldo.	IEEE C62.41 Categoría Ay B		X

Tabla 3. (Continuación)

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	EXIGIDA	CUMPLE	NO CUMPLE
11	Disponibilidad de Puertos de comunicación para monitoreo de la operación de la UPS	IEEE C62.41 Categoría Ay B		X
12	Instalación de Supresor de Voltajes transitorios con capacidad mínima de 100 kA	ECP-VST-P-ELE-ET-011 – Especificación Técnica Para Sistemas de Potencia Ininterrumpidos (UPS) Grado Industrial		X
13	Tiempo de Autonomía Baterías (60 minutos)	ECP-VST-P-ELE-ET-011 – Especificación Técnica Para Sistemas de Potencia Ininterrumpidos (UPS) Grado Industrial		X
14	Rótulos y señalización de seguridad	RETIE		X
15	Sistema de puesta a tierra	RETIE	X	
c. REPUESTOS Y DOCUMENTACIÓN TÉCNICA				
1	Disponibilidad de repuestos	ECP-VST-P-ELE-ET-011 – Especificación Técnica Para Sistemas de Potencia Ininterrumpidos (UPS) Grado Industrial		X

Tabla 3. (Continuación)

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	EXIGIDA	CUMPLE	NO CUMPLE
2	Disponibilidad de documentación técnica	ECP-VST-P-ELE-ET-011 – Especificación Técnica Para Sistemas de Potencia Ininterrumpidos (UPS) Grado Industrial		X

Los resultados arrojados en el análisis anterior están basados en las siguientes consideraciones técnicas:

1. Trip Lite, que es el fabricante del equipo actual, no se encuentra incluido en el listado de marcas aceptadas de Ecopetrol que en su versión vigente solo incluye a las firmas SCI-AMETEK, EMERSON- CHLORIDE POWER, SCHNEIDER-GUTOR.

2. La UPS actual no cumple con Diseño estructural exigido por la norma, en vista que la tecnología del equipo actual es para uso doméstico y no dispone de la tecnología True On-Line de doble conversión y controles con tecnología microprocesador DSP, la cual la ofrecen equipos para uso industrial.

3. En cuanto al diseño de este sistema, la UPS actual no puede expandirse en capacidad y aumento de confiabilidad, característica fundamental de operación de los equipos en mención.

4. La UPS actual, no cumple con lo exigido en el Grado de protección NEMA 12, en vista que es un equipo para uso doméstico, el cual no tiene aplicación para ambientes agresivos como el que se requiere en el sector petróleo y gas.

5. En cuanto a la tecnología del rectificador/inversor de la UPS actual es a base de IGBT`s para uso en UPS doméstico. Se requiere la aplicación de IGBT`s para uso en sistemas de UPS industriales.

6. No cuenta con pantalla de monitoreo y control como lo exige la norma para las UPS del tipo industrial a ser implementadas para este tipo de sistema eléctrico.

7. No dispone de puerto de comunicaciones por ser de tecnología convencional y doméstica. Según la norma, los equipos eléctricos deberán tener puertos de comunicación, los cuales deben ser interconectados conformando un lazo en serie de comunicación en protocolo Modbus RTU o DNP 3.0, cuyo extremo se puede conectar con un PLC o un sistema de control distribuido.

8. Ausencia de supresor de picos o transitorios a la salida de alimentación de cargas críticas; lo cual es imprescindible en la calidad y confiabilidad del sistema de alimentación eléctrico ininterrumpido.

9. En la actualidad no se tiene disponibilidad de repuestos e información técnica de la UPS actual; esto debido a que en el mercado actual no se encuentran los repuestos e información técnica necesaria en el soporte para la operación del equipo.

Finalmente se resalta que de las 18 características analizadas para las UPS actuales, solo el 22% cumple con las exigencias normativas, mientras que el 78% restante se encuentran en situación de incumplimiento. Por esta razón es técnicamente importante realizar la actualización tecnológica de estos equipos, sin la cual se corre el riesgo de que el sistema se vea afectado por fallas inesperadas.

2.2.4 Tablero de Servicios Generales – 220 V. El tablero de servicios generales es el equipo encargado de realizar la distribución de energía eléctrica en el nivel de 220 V, el cual controla y protege las cargas de alumbrado, aires acondicionados y demás cargas en el mismo nivel de voltaje.

La normatividad aplicable a la fabricación o funcionamiento de estos equipos se describe a continuación:

- GAB-P-022
- ISO 9001-2008
- ISO 14001-2004
- OSHAS 18001-2007
- ECP-VST-P-ELE-ET-009
- IEC-60439-1
- NEC 2014
- IEC-60529-1
- IEC-61439-1
- RAL 7032
- NTC 2050
- RETIE
- ANSI C37.20
- IEC-60947-2

En la tabla 4, detalla el análisis del cumplimiento de las normas mencionadas para los tableros de servicios generales que hacen parte del sistema eléctrico actual de las estaciones 2 y 3 de campo Casabe.

Tabla 4. Diagnóstico de Cumplimiento de Normas Técnicas – Tablero de Servicios Generales

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	EXIGIDA	CUMPLE	NO CUMPLE
A. REQUERIMIENTOS DEL PROVEEDOR				
1	Fabricante	GAB-P-022 – Listado de Marcas Aceptadas Ecopetrol		X
B. CONSTRUCCIÓN				
1	Fabricación Estructural: Auto soportado	IEC-60439-1		X
2	Conformación típica de tableros de servicios generales	NEC2014		X
3	Diseño y Cálculos	NTC2050 - RETIE		X
4	Grado de protección IP-42	IEC-60529-1		X
5	Sistema trifásico a 5 hilos	ECP-VST-P-ELE- ET-009 – Especificación Técnica Tableros de Servicios Generales		X
6	Estructura y base metálica	ECP-VST-P-ELE- ET-009 – Especificación Técnica Tableros de Servicios Generales		X
7	Puertas de gaveta independientes con facilidad de apertura	IEC 61439-1		X
8	Pintura electrostática para tableros de servicios generales	RAL-7032		X
9	Rótulos y señalización de seguridad	RETIE		X
10	Sistema de puesta a tierra	RETIE	X	
11	Barrajes en cobre electrolítico endurecido	ANSI-C37.20	X	
12	Interruptores en caja moldeada	IEC-60947-2		X

Tabla 4. (Continuación)

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	EXIGIDA	CUMPLE	NO CUMPLE
13	Contactores de iluminación	ECP-VST-P-ELE-ET-009 – Especificación Técnica Tableros de Servicios Generales		X
14	Cableado interno	NTC2050		X
15	Espacios libres en el interior del tablero	NEC2014		X
c. REPUESTOS Y DOCUMENTACIÓN TÉCNICA				
1	Disponibilidad de repuestos	ECP-VST-P-ELE-ET-009 – Especificación Técnica Tableros de Servicios Generales		X
2	Disponibilidad de documentación técnica	ECP-VST-P-ELE-ET-009 – Especificación Técnica Tableros de Servicios Generales		X

A continuación se describen las consideraciones técnicas que soportan el diagnóstico realizado:

1. Luminex, que es el fabricante del equipo actual, no se encuentra incluido en el listado de marcas aceptadas de Ecopetrol que en su versión vigente solo incluye a las firmas ABB, Siemens, Schneider Electric, Grupo Industrial Metalmecánico, y Coservicios.

2. El tablero de servicios generales a 220 V, en cuanto a fabricación estructural no cumple con la exigencia de ser auto soportado según lo estipula la norma, sino que por el contrario, es un tablero de uso general convencional y doméstico.

3. En cuanto al diseño se refiere, el tablero actual está diseñado para realizar la distribución de energía a sistemas eléctricos domésticos y no para sistemas eléctricos industriales. Adicionalmente, el tablero actual no cumple con lo exigido en el RETIE para sistemas eléctricos industriales, el cual contempla las distancias de seguridad entre equipos, ubicación de elementos al interior del tablero, etc.
4. El tablero de servicios generales a 220 Voltios actual, no cumple con lo exigido en el Grado de protección IP42, por lo cual no tiene aplicación para ambientes agresivos como el que se requiere en el sector oil and gas.
5. El tablero no cumple con la configuración exigida por la norma, la cual es sistema eléctrico trifásico a 5 hilos, por lo que carece de barraje de neutro y condiciones generales exigidos por el RETIE.
6. El equipo no cuenta con la estructura y base metálica adecuada exigida por la norma; ya que a pesar de ser un tablero de empotrar en pared, está funcionando con otra configuración.
7. La pintura del Tablero de servicios generales a 220 Voltios actual, está deteriorada y no como lo estipula lo exigido en la norma RAL7032; la cual debe ser pintura electrostática en polvo epoxi poliéster en una capa de 35 micrones al menos. Adicionalmente, no se cumple con el color el cual deberá ser gris normalizado.
8. No cumple con lo exigido en el RETIE en cuanto a señalización e identificación de equipos del sistema eléctrico. Señalización de conductores, rotulo de identificación de equipos, etc.
9. En cuanto a los interruptores que utiliza el tablero de servicios auxiliares a 220 Voltios actual, no cumplen con lo exigido en la norma en cuanto que estos

interruptores son del tipo enchufables y deben ser del tipo de sobreponer y con conexiones solidas a los terminales.

10. En la actualidad no se tiene disponibilidad de repuestos e información técnica del tablero de servicios auxiliares actual; esto debido a que en el mercado actual no se encuentran los repuestos e información técnica necesaria en el soporte para la operación del equipo.

En conclusión, se evidencia que el tablero de servicios auxiliares a 220 V se encuentra en situación de incumplimiento normativo, puesto que, de las 18 características técnicas analizadas, tan solo 2 cumplen con los requerimientos exigidos, mientras que los 16 restantes no alcanzan a satisfacer los estándares mínimos, urgiendo así realizar el reemplazo de los equipos para que se reduzca el riesgo por fallas inesperadas.

2.3 ESTADÍSTICA DE FALLAS

Dentro de la operación de las Estaciones de recolección y tratamiento de crudo 2 y 3 del Campo casabe se presentan fallas de diversa índole; sin embargo, en esta evaluación se consideran las fallas eléctricas asociadas al sistema en estudio. A continuación, en la tabla 5, se muestran organizadas por tipo las fallas presentadas a lo largo del año 2014 en el sistema eléctrico de la estación 2 y 3 del Campo Casabe.

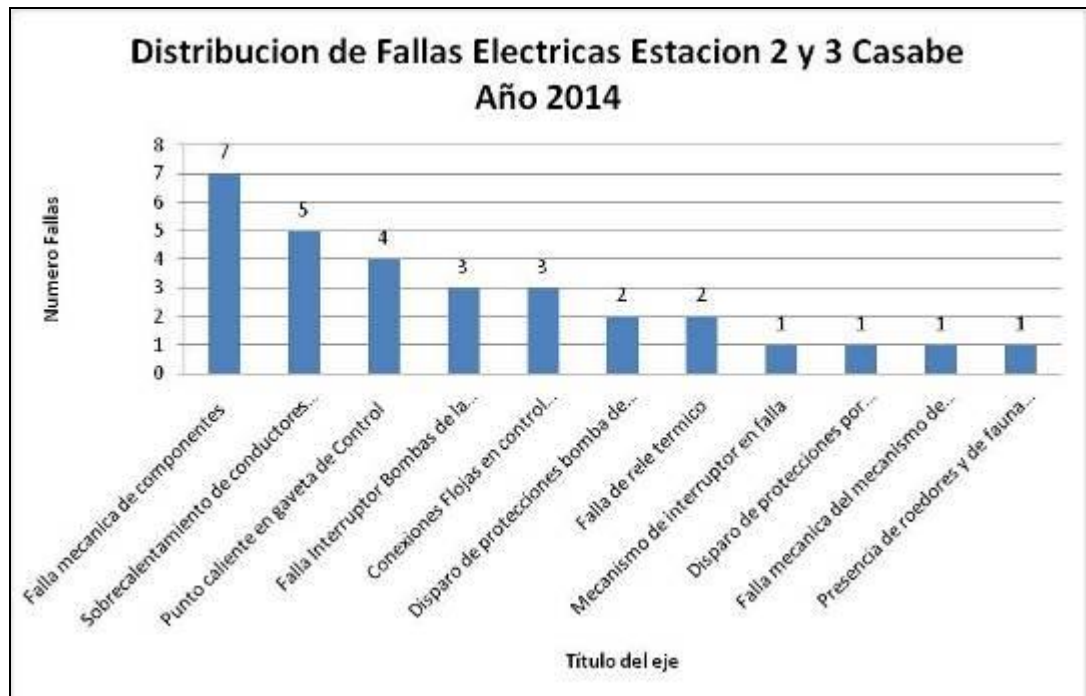
Tabla 5. Estadística de Fallas 2014

ITEM	DESCRIPCION FALLA	NUMERO DE FALLAS AL AÑO 2014	DURACION FALLA (H)	PORCENTAJE DE PARTICIPACION (%)
1	Falla mecanica de componentes	7	16	23
2	Sobrecalentamiento de conductores de conexión de controles a mordazas de alimentacion	5	15	17
3	Punto caliente en gaveta de Control	4	5	13
4	Falla Interruptor Bombas de la Estacion	3	7,5	10
7	Conexiones Flojas en control electrico de las bombas (CCM)	3	9	10
5	Disparo de protecciones bomba de transferencia de crudo	2	15	7
8	Falla de rele termico	2	18	7
6	Mecanismo de interruptor en falla	1	3	3
9	Disparo de protecciones por ausencia de DPS(Descargadores de sobretension)	1	2,5	3
10	Falla mecanica del mecanismo de insercion del control electrico	1	6	3
11	Presencia de roedores y de fauna dentro del CCM	1	4	3
TOTAL FALLAS AÑO 2014		30	101	100

Fuente: Minutas de Operación Estación 2 y 3 del Campo Casabe

Adicionalmente, se puede evidenciar en histograma de la Figura 3, la frecuencia de las fallas, organizada en orden de mayor a menor, según la cantidad de eventos ocurridos en el año anterior.

Figura 3. Frecuencia de Fallas según Tipo



Fuente: Minutas de Operación Estación 2 y 3 Campo Casabe

De la estadística de fallas, se analiza que las fallas eléctricas con mayor incidencia o que tienen alta tasa de falla en las estaciones 2 y 3 del Campo Casabe corresponden a Fallas mecánica de componentes, sobrecalentamiento de conductores en CCM y puntos calientes presentados en la operación de dichos sistemas. Las anteriores fallas corresponden a averías del sistema eléctrico de los CCM debidas a degradamiento u obsolescencia de los equipos en operación por lo que se hace necesaria la reposición de equipos y de esta forma eliminar la tasa de fallas presentada.

Adicionalmente, se resalta que el modelo del CCM y shelter actual data del año 1980 y para el cual la consecución de los repuestos o realizar un arreglo mayor a los equipos existentes se hace una labor dispendiosa y costosa a la hora de conseguir los repuestos adecuados, por lo cual esta alternativa no es considerada en el estudio actual.

3. EVALUACIÓN TÉCNICA

3.1 REQUERIMIENTOS

Para dimensionar el CCM y Shelter eléctrico de la Estación 2 y 3 que se requiere, en primera instancia hay que dimensionar las cargas eléctricas de cada Estación y una vez se consolide esta información se dimensionan los equipos que realizarán la distribución de energía para el sistema en mención.

El inventario de cargas existentes de la Estación 2 del Campo Casabe son las siguientes:

Tabla 6. Inventario de Cargas Estación 2

ITEM	DESCRIPCION	TAG	VOLTAJE (V)	POTENCIA (HP)	POTENCIA INSTALADA (kW)	FACTOR DE UTILIZACION	FACTOR DE POTENCIA	CARGA OPERATIVA (KW)	TOTAL CARGA (KVA)
1	BOMBA TRANSFERENCIA DE CRUDO 1	P - 101A	480	100	74,6	70%	0,85	52,22	61,44
2	BOMBA TRANSFERENCIA DE CRUDO 2	P - 101B	480	100	74,6	70%	0,85	52,22	61,44
3	BOMBA TRANSFERENCIA AGUA DE DESECHO	P 103 A	480	15	12	70%	0,85	8,40	9,88
4	TOMA 440 V	A. P.I TOMA	480	30	22,38	30%	0,85	6,71	7,90
5	BOMBA TRANSFERENCIA AGUA PRODUCIDA	P. 104 A	480	7	5,22	100%	0,85	5,22	6,14
6	BOMBA TRANSFERENCIA AGUA PRODUCIDA	P. 104 B	480	5	3,73	100%	0,85	3,73	4,39
7	BOMBA AGUA CONTRA INCENDIO	P. 105	480	100	74,6	100%	0,85	74,6	87,76
8	BOMBA DESARENADOR SEPARADOR PRODUCCION	P. 106	480	5	3,73	100%	0,85	3,73	4,39
9	BOMBA DESARENADOR SEPARADOR ELECTROSTATICO	P. 107	480	5	3,73	100%	0,85	3,73	4,39
10	BOMBA SUMIDERO NATAS LADO INTERMEDIO	P. 108	480	5	3,73	100%	0,85	3,73	4,39
11	BOMBA SEGREGACION AGUAS ACEITOSAS	P. 109	480		3,6	65%	0,85	2,34	2,75
12	CONJUNTO AIRE DE INSTRUMENTOS		480	7,5	5,6	70%	0,85	3,92	4,61
13	TRANSFORMADOR 480/ 208 - 120 VAC	TR - 45 KVA	480	-	38,25	70%	0,85	26,775	31,50
14	TRANSFORMADOR TRATADOR ELECTROSTATICO CONJUNTO INYECCION QUIMICOS	TR - 30 KVA QUIMICOS	480	-	38,25	80%	0,85	30,6	36,00
15	UPS	UPS-001			5	60%	0,85	3	3,53
16	ALIMENTADOR REFLECTORES		220		8	50%	0,85	4	4,71
17	AIRE ACONDICIONADO 1 CARGA 220 VAC	AC - 1	220	-	1,85	100%	0,85	1,85	2,18
18	AIRE ACONDICIONADO 2 CARGA 220 VAC	AC - 2	220	-	1,85	100%	0,85	1,85	2,18
	TOTAL CARGA OPERATIVA				381			289	340
	15% DE RESERVA				57			43	51
	TOTAL CARGA DE LA ESTACION 2				438			332	390

Fuente: Minutas de Servicio Campo Casabe

Las cargas de la Estación 3 del Campo Casabe son idénticas a las de la Estación 2.

3.1.1 Dimensionamiento CCM Estación 2. Teniendo en cuenta que el total de circuitos de 480 Voltios es de 13, se tiene la siguiente distribución de celdas de baja tensión del CCM que se requiere para la Estación 2 del Campo Casabe, en vista de planta (Figura 4).

Figura 4. Distribución de Celdas Estación 2

5	6	7	8
1	2	3	4

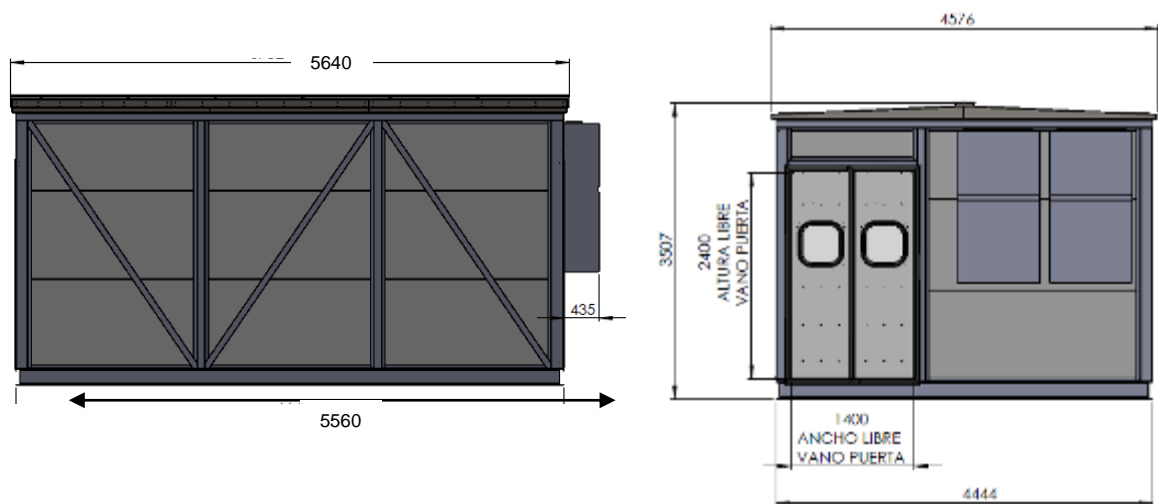
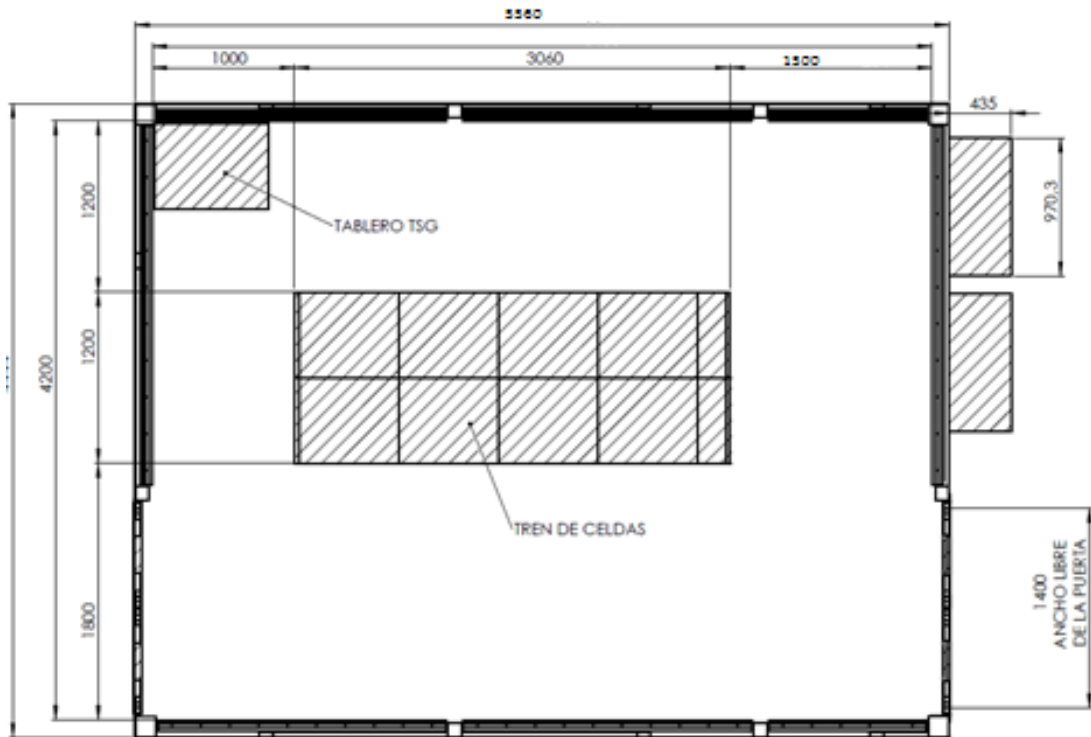
1 Interruptor Principal CCM
 2 Bomba Transferencia Crudo A
 3 Bomba Transferencia Crudo B
 4 Bomba Sistema Contra incendio
 5 Bomba de Transferencia Agua Desecho/Toma API/Conjunto Aire Instos.
 6 Bomba Agua Producida A/Bomba Agua Producida B/Bomba desarenador Separador Prod.
 7 Bomba desarenador Tratador Electrost./Reserva Equipada 20HP/Bomba Sumidero Natas
 8 Bomba segregacion Aguas Aceitosas/Transformador Tratador Electrostatico/Reserva 5HP

Fuente: Diagramas disponibles en la Estación 2

Teniendo en cuenta la configuración de celdas del CCM requerido, el largo del CCM es de 3,06 Mts y un ancho de 1,20 metros en configuración de celdas “*back to back*” como se muestra en el anterior esquema.

Una vez dimensionado el CCM requerido, se tienen en cuenta las distancias de seguridad y de maniobras para equipos eléctricos según RETIE, para dimensionar el shelter requerido, como se puede apreciar en la figura 5.

Figura 5. Dimensiones del Shelter bajo la Norma RETIE



3.1.2 Dimensionamiento UPS. Mediante la UPS se alimentan las cargas críticas de las Estaciones 2 y 3. Se realiza la suma de la carga de los equipos críticos y se deja una capacidad de reserva para cargas futuras, teniendo en cuenta que las estaciones están en proceso de crecimiento.

Tabla 7. Dimensionamiento UPS

ITEM	DESCRIPCION	POTENCIA (W)
1	Estación de Operación (Computador)	400
2	Estación de Ingeniería (Computador)	400
3	Computador de Flujo o Lact	30
4	Radio de Comunicaciones	30
5	Switch de Comunicación de Control	100
6	Switch de Comunicación para Impresora	100
	TOTAL	1.060
	RESERVA 50%	530
	TOTAL	1.590

Por tanto, la UPS que se requiere para el sistema de alimentación de cargas críticas es de 5 Kva, tipo Industrial esto teniendo en cuenta que el factor de potencia y la eficiencia de algunas UPS es bajo, la potencia efectiva sería menor que 4 kW.

3.1.3 Listado de Marcas Aceptadas por ECOPETROL GAB-P-022. Las marcas aceptadas por ECOPETROL S.A. para los sistemas de distribución de energía en plantas y estaciones de recolección y tratamiento de crudo son las siguientes:

- SHELTER Y CCM:
 1. ABB
 2. SCHNEIDER ELECTRIC
 3. SIEMENS
 4. GENERAL ELECTRIC
- TABLEROS DE 220 VOLTIOS:
 1. ABB
 2. SCHNEIDER ELECTRIC
 3. SIEMENS

4. GENERAL ELECTRIC
5. GRUPO INDUSTRIAL METALMECÁNICO
6. COSERVICIOS

- UPS:

1. SCI/AMETEK
2. EMERSON/CHLORIDE POWER
3. SCHNEIDER / GUTORSIEMENS

3.1.4 Características de los Equipos Eléctricos en el Mercado. A continuación, se detalla de manera general las características de los equipos eléctricos Shelter y CCM que se encuentran en el mercado nacional, a saber:

3.1.4.1 Shelter y CCM Referencia MNS ABB.

Figura 6. Imágenes Shelter y CCM ABB



Fuente: Catálogo del proveedor

Las ventajas del shelter y CCM ABB, son las siguientes:

- Cumple la Norma IEC 60439-1
- Facilidad de ampliación del cuadro.
- Diseño Compacto.

- Sistema de barras exento de tareas de mantenimiento.
- Facilidad de ampliación del cuadro.
- La plataforma MNS ofrece un sistema de control de motores "inteligente" (IMCS).
- Disposición del embarrado principal en la parte posterior, garantizando con ello:
 - Máxima seguridad del personal.
 - Eficaz resistencia ante las más elevadas solicitudes de cortocircuito.
 - Óptima disipación del calor.⁶

3.1.4.2 Shelter y CCM Referencia Blockset - Schneider Electric.

Figura 7. Shelter y CCM Referencia Blockset - Schneider Electric



Fuente: Catálogo del proveedor

Las ventajas del shelter y CCM Schneider electric, son las siguientes:

- Continuidad de Servicio
- Seguridad en el mantenimiento y operación
- Facilidad de evolución
- Imposibilidad de efectuar falsas maniobras

⁶ ABB. Salas eléctricas. tipo contenedor, modelo ST7. [en línea] [citado 10 de marzo de 2016] Disponible en: https://library.e.abb.com/public/1d4bb188_de69b2c6c_1257824004adfb9/ST7_brochure_3405PL080-W1-es.pdf

- Seguridad de personal de mantenimiento y operadores
- Resistencia a fuego y altas temperaturas.
- Sistemas basados en los Relés electrónicos de protección inteligentes.⁷

3.1.4.3 Shelter y CCM Referencia SIVACON 8PT Siemens.

Figura 8. Shelter y CCM Referencia SIVACON 8PT Siemens



Fuente: Catálogo del proveedor

Las ventajas del shelter y CCM Siemens, son las siguientes:

- Seguridad integrada: seguridad y calidad probadas por pruebas tipo, ensayo de arco interior y ensayo sísmico.
- Mayor flexibilidad gracias a la tecnología modular del sistema.
- Alta flexibilidad y rentabilidad gracias a la gran cantidad de combinaciones posibles.
- Mayor rentabilidad: soluciones transparentes para la distribución de baja tensión gracias a la conexión de embarrados de serie.
- Alto nivel de disponibilidad: capacidad de comunicaciones gracias a PROFIBUS DP.

⁷ SCHNEIDER ELECTRIC. Blokset presentation – 01 junio de 2010 [en línea] [citado 12 de marzo de 2016] Disponible en: <http://www.schneider-electric.com.co/documents/eventos/memorias-jornadas-tecnicas-ecostruxure/Pedro-Cediel/Blokset.pdf>

- Alta flexibilidad mediante una presencia internacional gracias a socios tecnológicos SIVACON locales.
- Seguridad para seres humanos y plantas por diseño y pruebas de acuerdo con la norma IEC 61439-2.⁸

3.2 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS

Teniendo en cuenta las condiciones actuales del Shelter y CCM de las Estaciones 2 y 3 del Campo Casabe, su nivel de criticidad en las operaciones diarias de la compañía, la conveniencia económica de intervenir el sistema que se encuentra en funcionamiento y los riesgos presentes para la seguridad de las personas y las instalaciones, se pueden tomar dos cursos de acción diferentes, el primero implica dejar que el sistema continúe operando en las mismas condiciones en que se encuentra y el segundo requiere realizar la reposición de los equipos ya descritos. A continuación, se expone en detalle las implicaciones de las dos alternativas en mención, que serán sometidos a los criterios de evaluación necesarios para seleccionar la opción que represente mejores beneficios para la organización:

3.2.1 Línea Base. Consiste en no realizar ninguna opción de mejora y convivir con el riesgo realizando mantenimiento y revisiones periódicas de los sistemas y asumiendo el riesgo sobre, las personas, los procesos y las instalaciones, afectando la continuidad del suministro de energía eléctrica a las estaciones de recolección y tratamiento de crudo 2 y 3 del Campo Casabe.

Lo anterior implica contar con reserva suficiente de repuestos y equipos eléctricos que se puedan acondicionar al Shelter y CCM existente a fin de solucionar la condición de fallas que se puedan presentar en la operación del sistema eléctrico de las Estaciones 2 y 3 del Campo Casabe.

⁸ SIEMENS AG. Energía Integrada Totalmente (TIP) – Proveemos la energía al punto necesario. en línea] [citado 15 de marzo de 2016] Disponible en: https://w3.siemens.com/powerdistribution/global/EN/mv/power-supply-solutions/e-house/Documents/brochure-ehouse_es.pdf

3.2.2 Alternativa 1: Reposición de SHELTER y CMM. La alternativa No.1 sería el reemplazo de los equipos Shelter y CCM de las Estaciones 2 y 3 de acuerdo con las especificaciones técnicas vigentes para los campos de producción de crudo de la Vicepresidencia de producción de ECOPETROL, con un tiempo de operación confiable de 20 años.

Mediante esta alternativa se mejoraría no solo la tecnología sino la confiabilidad del sistema de distribución de energía eléctrica de las estaciones, reduciendo de forma significativa las pérdidas por fallas atribuibles al sistema eléctrico actual.

Durante la reposición del Shelter y CCM de las estaciones 2 y 3 del Campo Casabe, la operación del proceso de recolección y tratamiento de crudo no se verá afectada, gracias a la utilización de generadores eléctricos en sitio que se encargarán de alimentar las cargas críticas con las cuales se garantizará la operación de las bombas esenciales para darle continuidad al proceso de cada estación. Adicionalmente, la instalación y conexión de los equipos para cada una de las estaciones tardará unos dieciocho (18) días calendario, contando con una programación de recursos y constructibilidad óptimas.

Según la guía **GAB-P-022 Listado de Marcas Aceptadas de ECOPETROL S.A.** tenemos en el mercado a nivel Colombia tres marcas representativas de equipos eléctricos que podríamos implementar para el sistema en estudio a saber: ABB, SCHNEIDER ELECTRIC Y SIEMENS.

Para detallar la condición óptima de la Alternativa 1 del presente estudio, se hace necesaria la escogencia de la tecnología o marca a implementar utilizando una matriz de evaluación técnica, en la cual se califican los aspectos más representativos y relevantes para la implementación de la tecnología a utilizar. A continuación, se detalla la matriz de evaluación técnica que define la opción tecnológica a elegir, para cuya elaboración se contó con la asistencia técnica del

personal de Ingeniería eléctrica de ECOPEPETROL, quienes bajo su experticia y formación contribuyeron no solo en la definición de los aspectos a evaluar, sino también en la puntuación de las ofertas disponibles.

Tabla 8. Matriz de Evaluación Técnica Alternativa 1

ÍTEM	ASPECTOS A EVALUAR	CRITERIOS DE PUNTUACIÓN	PUNTAJE MÁXIMO	PUNTAJES		
				ABB	SCHNEIDER	SIEMENS
1	Adaptabilidad y modularidad de componentes del sistema	100 puntos si cumple totalmente con este aspecto	100	100	100	100
		50 puntos si cumple parcialmente con este aspecto				
		0 puntos si no cumple con este aspecto				
2	Posibilidad de expansión de los equipos y sistemas eléctricos	100 puntos si cumple totalmente con este aspecto	100	100	100	100
		0 puntos si no cumple con este aspecto				
3	Cumplimiento de normas RETIE y normatividad de especificaciones técnicas de ECP	100 puntos si cumple totalmente con este aspecto	100	100	100	100
		0 puntos si no cumple con este aspecto				
4	Tres posiciones de gaveta (conectado, prueba, extraído)	100 puntos si cumple totalmente con este aspecto	100	100	100	100
		0 puntos si no cumple con este aspecto				
5	Integración de productos tecnológicos y automatización industrial	100 puntos si cumple totalmente con este aspecto	100	100	100	100
		0 puntos si no cumple con este aspecto				
6	Realización de pruebas FAT exigidas por ECP	100 puntos si cumple totalmente con este aspecto	100	100	100	100
		0 puntos si no cumple con este aspecto				
7	Equipos certificados y homologados internacionalmente y en Colombia	100 puntos si cumple totalmente con este aspecto	100	100	100	100
		0 puntos si no cumple con este aspecto				
8	Representación de la marca a nivel nacional	100 puntos si cumple totalmente con este aspecto	100	100	100	100
		0 puntos si no cumple con este aspecto				
9	Servicio de postventa a nivel regional en Colombia	100 puntos si cumple totalmente con este aspecto	100	0	100	50
		50 puntos si cumple parcialmente con este aspecto				

Tabla 8. (Continuación)

ÍTEM	ASPECTOS A EVALUAR	CRITERIOS DE PUNTUACIÓN	PUNTAJE MÁXIMO	PUNTAJES		
				ABB	SCHNEIDER	SIEMENS
		0 puntos si no cumple con este aspecto				
10	Disponibilidad de soporte técnico en el área de operación	100 puntos si cumple totalmente con este aspecto	100	0	100	0
		0 puntos si no cumple con este aspecto				
11	Construcción de equipos a nivel nacional	100 puntos si cumple totalmente con este aspecto	100	0	100	0
		0 puntos si no cumple con este aspecto				
12	Disponibilidad de repuestos a nivel nacional	100 puntos si cumple totalmente con este aspecto	100	50	100	50
		50 puntos si cumple parcialmente con este aspecto				
		0 puntos si no cumple con este aspecto				
13	Certificación de calidad de los productos y tecnologías ofrecidas	100 puntos si cumple totalmente con este aspecto	100	100	100	100
		0 puntos si no cumple con este aspecto				
14	Estandarización de equipos y sistemas de CCM y shelter eléctrico en el campo de operación	100 puntos si cumple totalmente con este aspecto	100	50	100	0
		50 puntos si cumple parcialmente con este aspecto				
		0 puntos si no cumple con este aspecto				
Puntos Totales			1400	1000	1400	1000

Para la realización de la matriz se tuvieron en cuenta los aspectos más relevantes a la hora de escoger e implementar los sistemas de distribución de energía funcionales para la aplicación en estaciones de recolección y tratamiento de crudo. Entre dichos aspectos se encuentran no solamente la confiabilidad que brindan los equipos eléctricos, sino el soporte y servicio postventa que puedan ofrecer. Adicionalmente, la facilidad del mantenimiento y cumplimiento de normas y especificaciones técnicas que brindan seguridad en la operación de dichos sistemas.

Finalmente, la calificación de la matriz de evaluación la tecnología o marca escogida es la de Schneider Electric y sobre la cual se evaluarán los costos y detalles para su implementación.

4. EVALUACIÓN FINANCIERA

4.1 CONDICIONES GENERALES

El proyecto se analizará teniendo en cuenta los rubros de los costos de los nuevos equipos a instalar (incluyendo el montaje, el arranque y la certificación de cumplimiento de la reglamentación vigente), el mantenimiento, y los costos asociados a la operación; los cuales determinarán los gastos y ahorros realizados como resultado de la inversión. Se realizará una cuantificación de los flujos de caja de cada una de las alternativas durante la vida útil del activo considerando dos escenarios definidos como: Línea base - “sin proyecto” y Alternativa 1 –“Con proyecto”, utilizando el costo presente equivalente y la relación beneficio- costo como indicadores de rentabilidad de la inversión.

Las condiciones de evaluación generales a tener en cuenta para realizar el análisis financiero del presente estudio, son las siguientes:

- El tiempo de evaluación del proyecto es de 20 años.; teniendo en cuenta la vida útil de los nuevos equipos a instalar con el proyecto de reposición contemplados en el proyecto.
- Las pérdidas por disponibilidad y confiabilidad (lucro cesante, etc.), incluyen los barriles de crudo que se dejan de producir. debido a las fallas que se presentan en el shelter y CCM actuales a causa de obsolescencia de los equipos y difícil consecución de repuestos.
- El porcentaje de máxima probabilidad de ocurrencia, está basados en las estadísticas de fallas reportadas en las estaciones 2 y 3 del campo Casabe, así que están muy cerca de la realidad.
- Se contempla una tasa de descuento del 11.1% definida como política

empresarial de ECOPETROL para la evaluación de proyectos de inversión de activos.

- y se asume una tasa de cambio de \$3.250 por dólar en el año 2016.
- Se contempla el precio del barril del crudo a U\$35 para el año 2016, dadas las condiciones económicas del entorno.
- Los valores están dados en miles de millones de pesos.

4.1.1 Proyectos en Ecopetrol S.A. Los proyectos deben tener presente el marco estratégico de ECOPETROL S.A. y estar alineados con los objetivos y estrategias demostrando un beneficio. Este proyecto se enmarca en los requeridos para operar (RO); los cuales se definen como indispensables para sostener la viabilidad de la operación actual en condiciones de seguridad y confiabilidad óptimas, el cumplimiento de las leyes, las normas HSE y aspectos ambientales de obligatorio cumplimiento.

Para todos los proyectos clasificados como RO debe determinarse el factor J o de justificación a partir del análisis del beneficio esperado. Se tiene la siguiente fórmula y calificación para el factor J:

Factor J = Reducción del Riesgo = (Costo del Riesgo Base -Costo Riesgo Con Proyecto) / Inversión total

Tabla 9. Descripción factor J

Factor J>1	Se ahorra más dinero que el que se invierte, se justifica la alternativa.
Factor J≤1	No debe implementarse la alternativa, se ahorra menos dinero del que se invierte.

Fuente: Información del Área de Proyectos de ECOPETROL S.A. (DPY)

4.2 LÍNEA BASE

Tabla 10. Formato costo ciclo de vida del proyecto (Riesgo Base)

Riesgo Base	11,1%																				
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Miles de Millones de Pesos																					
FACTOR	1	0,90	0,81	0,73	0,66	0,59	0,53	0,48	0,43	0,39	0,35	0,31	0,28	0,25	0,23	0,21	0,19	0,17	0,15	0,14	0,12
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad (lucro cesante, etc)	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979	\$1.979
Maxima probabilidad de ocurrencia	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
Perdidas Brutas (por equipo y falla)	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286	\$1.286
Costos de mantenimiento Electrico Preventivo	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0	\$6,0
Costos de operación (Energia)	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8	\$45,8
Kit de Repuestos																					
FLUJO DE CAJA	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338	\$1.338
Valor Presente FC	\$1.338	\$1.204	\$1.084	\$976	\$878	\$790	\$711	\$640	\$576	\$519	\$467	\$420	\$378	\$341	\$307	\$276	\$248	\$224	\$201	\$181	\$163

11,1%

CPE Total Riesgo Base **\$11.923**

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 9 se analiza la situación financiera actual de las estaciones 2 y 3 del campo Casabe sin la implementación del proyecto.

- La cuantificación de la cantidad de horas sin producción en el año por fallas en los equipos eléctricos, da como resultado un valor en pesos constantes de (\$1.978'706.875) Mil novecientos setenta y ocho millones setecientos seis mil ochocientos setenta y cinco pesos,(Ver anexo A).
- La máxima probabilidad de ocurrencia de las pérdidas por fallas típicas, se estima en un 65% debido al nivel de obsolescencia de los equipos actuales-
- Con todo, el caso no considera pérdidas por consumo de servicios (vapor, agua, aire, etc.), dado que el origen de la falla es el suministro eléctrico.
- De igual forma, no se tienen en cuenta las multas, primas o seguros, puesto que no se considera un apagón general de las Estaciones 2 y 3 de Recolección y tratamiento de crudo del Campo Casabe.
- Se contempla que el mantenimiento eléctrico preventivo que se le hace al Centro de Control de Motores y Shelters actuales (sin proyecto), tiene una rutina de dos (2) en el año y tiene un valor anual de \$6.000.000
- En cuanto a los costos de operación del sistema eléctrico actual de las Estaciones 2 y 3 del Campo Casabe es el costo de la energía siendo la lectura anual de consumo 234.628 kilovatios-hora (kWh).
- El Costo Presente Equivalente (CPE) del flujo de caja, de la línea base sin proyecto en pesos constantes es de (\$11.923'000.000) once mil novecientos veintitrés millones de pesos.

4.3 ALTERNATIVA 1: REPOSICIÓN DE SHELTER Y CCM

Tabla 11. Formato costo ciclo de vida del proyecto (Riesgo con Proyecto)

Riesgo con Proyecto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Miles de Millones de Pesos	16%																					
FACTOR	1	0,90	0,81	0,73	0,66	0,59	0,53	0,48	0,43	0,39	0,35	0,31	0,28	0,25	0,23	0,21	0,19	0,17	0,15	0,14	0,12	
Ingeniería y Diseño	\$139																					
Suministro de Equipos	\$2.274																					
Montaje (Global para la actividad)	\$464																					
Comisionamiento y puesta en marcha	\$197																					
Certificación RETIE de las Instalaciones	\$42																					
Alquiler Generadores	\$12																					
Inversión Total (Global para el proyecto)	\$3.128	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Costos de mantenimiento Eléctrico Preventivo	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7	\$0,7
Costos de operación (Energía)	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6	\$40,6
Kit de Repuestos	\$7,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
Pérdidas por disponibilidad y confiabilidad (lucro cesante, etc.)	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
FLUJO DE CAJA	\$3.176	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3	\$41,3
Valor Presente FC	\$3.176	\$37,2	\$33,5	\$30,1	\$27,1	\$24,4	\$22,0	\$19,8	\$17,8	\$16,0	\$14,4	\$13,0	\$11,7	\$10,5	\$9,5	\$8,5	\$7,7	\$6,9	\$6,2	\$5,6	\$5,0	\$5,0

CPE Riesgo con Proyecto	\$3.503
--------------------------------	----------------

11,1%

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 11 se realiza el análisis financiero de la Alternativa 2 - reposición de los equipos eléctricos de las estaciones 2 y 3 del campo Casabe, en donde los valores están dados en miles de millones de pesos, se asume la tasa que toma ECOPETROL es del 11.1% E.A. La evaluación se realiza para un periodo de 20 años que corresponden al tiempo de vida útil estimado para los equipos que se proyectan instalar.

La inversión total del proyecto considera la adquisición de los equipos nuevos de la marca seleccionada, Schneider Electric de Colombia S.A. y los costos asociados a su diseño, montaje, arranque y certificación reglamentaria. Su valor final más IVA es de (\$3.128'000.000) Tres mil ciento veintiocho millones de pesos. Adicionalmente, en la constructibilidad del proyecto se debe considerar el costo del alquiler de dos (2) generadores eléctricos que tendrán la función de suplir las necesidades energéticas de las estaciones durante los 6 días que durará la instalación y puesta en marcha de los nuevos equipos, por un valor de (\$12'000.000) doce millones de pesos.

Se considera que los costos operacionales por fallas anuales del nuevo sistema eléctrico a instalar, se reducen a cero al tener un sistema confiable y robusto que garantiza la operación estable de las plantas de producción y tratamiento de crudo.

El mantenimiento preventivo a los equipos nuevos se hace una vez al año, lo que reduce su costo a (\$700.000) Setecientos mil pesos.

Adicionalmente, los costos de energía se reducen por la implementación de los nuevos equipos, a causa de ello, pasarán de consumir 234.628 kilovatios por hora durante el año a un consumo moderado de 208.156, lo que equivale a reducir el costo energético desde (\$45'752.429) cuarenta y cinco millones setecientos cincuenta y dos mil cuatrocientos veintinueve pesos a (\$40'.590.482) cuarenta millones quinientos noventa mil cuatrocientos ochenta y dos pesos.

Se contempla que, para las nuevas tecnologías a implementar en ECOPETROL S.A., se debe tener un kit de repuestos para los nuevos equipos, que faciliten la continuidad en la operación, ante cualquier falla. Con lo anterior se asegura la continuidad operativa en el proceso y se minimizan los traumatismos en la operación. Este suministro se hace una vez, durante la puesta en marcha y tiene un valor estimado de (\$7'000.000) siete millones de pesos.

El Costo Presente Equivalente (CPE) del flujo de caja, de la alternativa 1, del Riesgo con Proyecto, en pesos constantes es de (\$3.503'000.000) tres mil quinientos tres millones de pesos.

Viabilidad del Proyecto

En la tabla No.12 se calcula el Factor de justificación (Factor J) o Relación Beneficio-costos para la metodología de factibilidad de proyectos de ECOPETROL S.A., cuyo resultado para este proyecto es de 2.69, por lo cual se deduce la viabilidad de su implementación y se pone en manifiesto el beneficio del mismo para la organización.

Tabla 12. Calculo del Factor J

CPE Riesgo Base	\$11.923
CPE Riesgo con Proyecto	\$3.503
Inversión Inicial	\$3.128
Calculo Factor J	\$2,69

Fuente: Elaboración propia.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El Campo Casabe es uno de los puntos de extracción de crudo más antiguos del país y ya están por cumplirse 60 años desde que alcanzó su máximo pico de producción que, como se mencionó en páginas precedentes, pasó de 46.000 bpd a algo menos del 50% de esa cifra en la actualidad, con unos 22.000 bpd. Esa es una de las razones por las cuales hay quienes argumentan que el campo debería mantenerse en operación con las instalaciones que cuenta en la actualidad, realizando los mantenimientos y las reparaciones necesarias. No obstante, elementos como los shelters y CCM's, cuya reposición en las estaciones 2 y 3 de Campo Casabe fue el objeto central de este trabajo, ya han sobrepasado con creces su rango de vida útil, lo cual, además de encarecer los costos de mantenimiento y operación, pone en riesgo la seguridad y el bienestar del personal, así como el estado de los equipos, por el peligro que supone el manejo de hidrocarburos que depende de un adecuado suministro de energía eléctrica en todos los procesos que se llevan a cabo en las estaciones de recolección y tratamiento de crudo.

Dentro del diagnóstico de la situación actual de las estaciones, es posible reconocer la importancia de tener unas instalaciones eléctricas en perfecto estado y dotadas de la más avanzada tecnología, ya que prácticamente todos los procesos llevados a cabo en Casabe utilizan maquinaria y equipo que requiere de un suministro constante y controlado de energía. De ahí que cualquier falla que se dé a nivel de los CCM, implica la parada de la planta, con las consiguientes pérdidas, no solamente representadas en las reparaciones a que haya lugar, sino también en la baja de la cantidad de barriles que dejan de ser manipulados mientras se realizan las acciones correctivas.

Si se tiene en cuenta que son múltiples los marcos normativos que regulan a la industria petrolera, sorprende que, en Campo Casabe, específicamente en las estaciones 2 y 3, se puedan apreciar equipos que están funcionando desde hace más de 30 años. Esto además de peligroso, se convierte en un problema gerencial, ya que la obsolescencia de los equipos e instalaciones incrementa la necesidad de programar mantenimientos preventivos y acciones correctivas, con el consecuente gasto injustificado de recursos económicos, logísticos, técnicos y humanos, lo que en últimas encarece los costos de operación de la planta y reduce los niveles de eficiencia de la misma.

Entre los aspectos negativos de las condiciones actuales más notorios, preocupa que los shelters, cuya función es la de dar soporte y protección contra los elementos atmosféricos a los demás elementos del sistema, solamente cumplieran con 2 de los requerimientos técnicos aplicables a este tipo de estructuras. De igual manera, los CCM actuales solamente cumplen con 5 de 25 criterios y las UPS con 4 de 18. Solamente teniendo en cuenta estos parámetros, se justifica y se considera conveniente la reposición de los shelters y CCMs, además de hacerse indispensable, por no decir obligatorio, para ajustar la operación de las estaciones a la normatividad vigente.

Como resultado de lo anterior, al observar el histórico de fallas se encuentran con frecuencia aquellas que están relacionadas con el manejo de la energía eléctrica en las estaciones y el consiguiente entorpecimiento de los procesos de producción, llegando a un total de 30 fallas eléctricas en 2014 que representaron una parada de actividades de 101 horas. En muchos casos, las minutas de reparación indican que la demora en el restablecimiento de las actividades no depende de la gravedad del daño, sino de aspectos como la dificultad de adquirir las piezas de recambio, porque se trata de equipos que datan de 1980. A esto se suma la falta de compatibilidad de algunos componentes que simplemente se han dejado de producir porque obedecían a normas técnicas que han evolucionado o

se han suprimido.

Una vez demostrada la oportunidad y necesidad de reponer los equipos eléctricos y la estructura del shelter en las dos estaciones, se procedió a analizar las opciones disponibles dentro de las marcas que son aceptadas por Ecopetrol para este tipo de materiales y equipos. Por medio de una matriz se compararon las tres marcas que ofrecían soluciones acordes a las necesidades evidenciadas en el diagnóstico; dichas marcas fueron ABB, Schneider y Siemens.

Al comparar las tres marcas mencionadas con respecto a 14 criterios de selección, los cuales se describen en la tabla 8, se determinó que la marca que cumplía con todos los criterios y requerimientos planteados es SCHNEIDER ELECTRIC DE COLOMBIA S.A, por lo cual fue seleccionada para realizar el proceso de reposición.

El siguiente paso fue solicitar el presupuesto de inversión a la firma (Anexo B), para con base en dichos costos realizar la evaluación de la viabilidad financiera del proceso de renovación y actualización.

El primer elemento a tener en cuenta fue el de la inversión total, ya que la reposición de los shelters y CCM`s supera los 3.000 millones de pesos y, por tanto, resultaba de trascendental importancia comprobar si dicha inversión estaba justificada. En este sentido, había unos indicios preliminares que permitían prever la conveniencia y oportunidad de renovar los equipos en cuestión, toda vez que los costos actuales de operación y los costos proyectados de los equipos a instalar diferían sustancialmente en favor de estos últimos.

El método de análisis a emplear se eligió de manera conveniente considerando la metodología regularmente implementada por ECOPETROL S.A, que consiste en hallar el factor de justificación (Factor J) del proyecto, que una vez realizados los

cálculos del costo presente equivalente para las dos alternativas (no cambiar los equipos obsoletos o reemplazarlos por unos que cumplen todos los requerimientos técnicos) dio como resultado 2.69, lo que indica que se ahorra más dinero de lo que se invierte en todo el ciclo de evaluación del proyecto a implementar, lo que hace viable invertir en la reposición del shelter eléctrico de las Estaciones 2 y 3 del Campo Casabe.

El rubro que determina en mayor proporción la viabilidad del proyecto, es la disminución de las pérdidas de producción debido a fallas en el sistema eléctrico actual de los Shelters eléctricos de las estaciones 2 y 3 del Campo Casabe. Teniendo en cuenta lo anterior, el proyecto se hace atractivo para ECOPETROL S.A., dado que su unidad de negocio se basa en la producción de barriles de crudo.

En base a los criterios expuestos en párrafos anteriores es posible concluir que resulta conveniente la ejecución del proyecto, ya que con la reposición del shelter eléctrico y puesta bajo norma de las estaciones 2 y 3 de campo Casabe, no solo se obtiene una mayor confiabilidad y operatividad del sistema con una inversión financieramente razonable, sino que se mejoran las condiciones de seguridad de la planta y se da cumplimiento a los estándares técnicos y de calidad descritos en la normatividad vigente.

BIBLIOGRAFÍA

ABB. Salas eléctricas. tipo contenedor, modelo ST7. [en línea] [citado 10 de marzo de 2016] Disponible en: https://library.e.abb.com/public/1ddbb188_de69b2c6c1257824004adfb9/ST7_brochure_3405PL080-W1-es.pdf

AVILA RAMIREZ Efraín, CASTRO PERALTA José. Experiencia Técnico - Económica del Cambio del Sistema de Levantamiento en crudo Pesado Campo Rubiales. Bucaramanga: s.n., 2012. Monografía de grado.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 90708. (30, Agosto, 2013). Por la cual se Expide el Nuevo del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – Retie. Bogotá D.C.: El Ministerio, 2013, 3 P.

ECOPETROL. Nos estamos reinventando para competir en el mundo Estrategia al 2020. Mayo 26, 2015. [en línea] [citado 10 de marzo de 2016] Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/Estrategia-Inversionistas-ESP-26May15.pdf>)

ESPINOSA SANDOVAL, Mariluz y SUAREZ AMAYA, Lady Maritza. Estudio Técnico y Financiero para la adquisición de variadores de frecuencia con aplicación en unidades de bombeo mecánico en la superintendencia de operaciones La Cira Infantas de Ecopetrol S.A. Bucaramanga : s.n., 2014. Monografía de grado.

FLOREZ CAICEDO Camilo, y SIERRA MORENO Cándido,. Evaluación del cambio de bombeo mecánico y bombeo electro sumergible en 6 pozos del Campo Cantagallo. Bucaramanga: s.n., 2008. Monografía de grado.

GILL. Paul, Electrical Power Equipment Maintenance and Testing Capitulo 7. s.l. : Taylor and Francis Group, 2008. Print ISBN: 978-1-57444-656-2.

HERNANDEZ Alexander, GIRALDO Jair. Análisis Técnico y Financiero de Alternativas para la Reposición de Enlace eléctrico entre las Unidades de Generación U-2400 y la subestación ET-004 en la GRB. Bucaramanga: s.n., 2010. Monografía de grado.

MARIN IBARRA Patricia.. Estudio de Factibilidad Técnica y Económica del Uso de nuevos sistemas de instalación y/o Reemplazo de Tuberías, sin excavación de zanjas para conducciones de Agua Potable. Bucaramanga: s.n., 2004. Monografía de grado.

MAYORGA HUÉRFANO Diana Lorena- Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de Producción por efecto de la Inyección de Agua en Campo Casabe. Bucaramanga: s.n.,. Monografía de grado. 2011

RETIE - General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE. [en línea] [citado 12 de marzo de 2016] Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/1179442/Anexo+General+del+RETIE+vigente+actualizado+a+2015-1.pdf/57874c58-e61e-4104-8b8c-b64dbabedb13>

RODRIGUEZ Armando, REINA Diego. Evaluación Técnica y Económica del Cambio de Sistema de levantamiento Artificial a 5 Pozos de Alto Potencial en Campo Velasquez. Bucaramanga: s.n., 2014. Monografía de grado.

SCHNEIDER ELECTRIC. Blokset presentation – 01 junio de 2010 [en línea] [citado 12 de marzo de 2016] Disponible en: <http://www.schneider-electric.com.co/documents/eventos/memorias-jornadas-tecnicas-ecoestruxure/Pedro-Cediel/Blokset.pdf>

SHOAIB. SWITCHFEAR Khan, and CCM Low Voltaje Capitulo 7. Industrial Power Systems. 2007, 7, págs. 155 - 180.

SIEMENS AG. Energía Integrada Totalmente (TIP) – Proveemos la energía al punto necesario. en línea] [citado 15 de marzo de 2016] Disponible en: https://w3.siemens.com/powerdistribution/global/EN/mv/power-supply-solutions/e-house/Documents/brochure-ehouse_es.pdf

ANEXOS

Anexo A. Costo de las fallas por Año.

ITEM	DESCRIPCIÓN FALLA	Número de Fallas	Tiempo promedio Falla Típica (H)	Mano de obra	Repuestos	Perdida barriles	Costo diferida	Costo por falla	COSTO TOTAL
1	Falla mecánica de componentes	7	4	\$1.120.000	\$8.000.000	750,00	\$85.312.500	\$94.432.500	\$661.027.500
2	Sobrecalentamiento de conductores de conexión de controles a mordazas de alimentación	5	2	\$560.000	\$1.500.000	375,00	\$42.656.250	\$44.716.250	\$223.581.250
3	Punto caliente en gaveta de control	4	2	\$560.000	\$400.000	375,00	\$42.656.250	\$43.616.250	\$174.465.000
4	Falla interruptor bombas de estación	3	3	\$840.000	\$3.500.000	562,50	\$63.984.375	\$68.324.375	\$204.973.125
7	Conexiones flojas en control electrico de las bombas (CCM)	3	2	\$560.000	\$400.000	375,00	\$42.656.250	\$43.616.250	\$130.848.750
5	Disparo de protecciones bomba de transferencia de crudo	2	2	\$560.000	\$0	375,00	\$42.656.250	\$43.216.250	\$86.432.500
8	Falla de rele térmico	2	3	\$840.000	\$1.500.000	562,50	\$63.984.375	\$66.324.375	\$132.648.750
6	Mecanismo de interruptor en falla	1	3	\$840.000	\$2.500.000	562,50	\$63.984.375	\$67.324.375	\$67.324.375
9	Disparo de protecciones por ausencia de DPS (Descargadores de sobretensión)	1	3	\$840.000	\$4.000.000	562,50	\$63.984.375	\$68.824.375	\$68.824.375
10	Falla mecanica del mecanismo de inserción del control eléctrico	1	4	\$1.120.000	\$6.500.000	750,00	\$85.312.500	\$92.932.500	\$92.932.500
11	Presencia de roedores y de fauna dentro del CCM	1	6	\$1.680.000	\$6.000.000	1.125,00	\$127.968.750	\$135.648.750	\$135.648.750
TOTAL DE COSTOS POR FALLAS AL AÑO									\$1.978.706.875

Anexo B. Costos de la Inversión – Alternativa 1

SCHNEIDER ELECTRIC DE COLOMBIA S.A.



COTIZACION PRESUPUESTAL

Pais	COLOMBIA	Ref. Sch:	PR-LP-2014-46
Cliente	ECOPETROL	Fecha:	
Att.			
Proyecto:	Shelter Estación 2 y 3	Realizado por:	

ITEM	DESCRIPCION	NOMBRE	FABRICADO POR	PRECIO UNITARIO	CANT.	PRECIO TOTAL
1	Ingenieria	Shelter	SCHNEIDER	120.100.000	1	120.100.000
2	Suministro de Equipos	Shelter	SCHNEIDER	980.000.000	2	1.960.000.000
3	Construcción	CCM	SCHNEIDER	200.000.000	2	400.000.000
4	Comisionamiento y puesta en marcha	Shelter	SCHNEIDER	85.000.000	2	170.000.000
5	Certificación RETIE de las instalaciones	Shelter	SCHNEIDER	18.000.000	2	36.000.000

TOTAL	\$	2.686.100.000
IVA (Actual 16%)	\$	429.776.000
TOTAL PRESUPUESTO	\$	3.115.876.000