

ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL USO DE COMBUSTIBLES  
ALTERNATIVOS EN LA GENERACIÓN ELECTRICA DE CAMPOS  
PETROLEROS EN DESARROLLO

MAIRA JOHANA PARRA POLANCO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2016

ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL USO DE COMBUSTIBLES  
ALTERNATIVOS EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE CAMPOS  
PETROLEROS EN DESARROLLO

MAIRA JOHANA PARRA POLANCO

Monografía para optar al título de  
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director  
TANIA VANESA TORRES ROCHA  
ABOGADA ESPECIALISTA EN DERECHO AMBIENTAL  
MAGISTER EN MINERÍA PETRÓLEO Y GAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2016

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor de este proyecto de grado expresa su sincero agradecimiento a:

Dios por cada día de vida, por permitirme culminar este periodo de estudio con éxito, aprendizaje y poder reflejarlo en este trabajo final de grado.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos UIS por apoyar estos espacios de academia y aportar al crecimiento profesional y de competencias dentro del sector de hidrocarburos.

A la promoción XI de la especialización en Gerencia de hidrocarburos, a todos los compañeros por compartir cada jornada académica con el mejor ánimo y disposición, por el compañerismo y dedicación del grupo y por el espacio presentado para compartir experiencias enriquecedoras personales y profesionales.

Yesid Gasca, por compartir su extensa experiencia en el sector de hidrocarburos especialmente en el desarrollo y viabilidad de proyectos de GAS.

Ángela Maduro por asesorarme en el desarrollo del proyecto de grado y por su gran aporte dentro de su experiencia en proyectos de energía eléctrica con combustibles fósiles principalmente con Gas natural

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	13
1. GENERALIDADES SOBRE EL ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL USO DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS .....	14
2. MARCO TEÓRICO .....	16
2.1 FORMACIÓN.....	16
2.1.1 Gas natural en Colombia .....	17
2.1.2 GLP En Colombia.....	18
2.2 CAMPOS PETROLEROS COLOMBIANOS .....	20
2.2.1 Usos alternativos del GLP: Generación eléctrica .....	20
2.3 PLAN DE MEJORA EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS .....	21
2.3.1 Bajos Consumos .....	21
2.4 NORMATIVIDAD .....	23
3. TIPOS DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS GN-GLP DISPONIBLES EN LOS CAMPOS PETROLEROS EN DESARROLLO EN COLOMBIA.....	25
3.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO.....	26
3.1.1 Reservas de Gas Natural en Colombia: .....	27
3.1.2 Exploración en Colombia.....	28
3.1.3 Pozos por Cuencas: .....	28
3.1.4 Producción de gas natural en Colombia: .....	29
3.1.5 Producción de gas natural en Colombia por campos: .....	30
4. IDENTIFICAR Y ANALIZAR LA NECESIDAD DE SUSTENTO ENERGÉTICO EN LOS CAMPOS PETROLEROS EN DESARROLLO.....	33
4.1 SECTOR ELÉCTRICO .....	33
4.2 CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN TERMOELECTRICA.....	34
4.2.1 Total, Nacional:.....	34

4.2.2	Demanda de energía eléctrica Campos Ecopetrol: .....	35
4.2.3	EL GLP una opción viable para generar energía eléctrica .....	36
4.2.4	Un nuevo esquema de negocio: .....	37
5.	PROPONER UN MODELO DE ANÁLISIS ECONÓMICO A UN CASO HIPOTÉTICO PARA IMPLEMENTAR SOLUCIONES ÓPTIMAS PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DE UNA FUENTE PRIMARIA GN-GLP DISPONIBLE. ....	39
5.1	OPCIÓN TABARÉ: .....	46
5.2	OPCIÓN LUNA (M).....	47
5.3	OPCIÓN PERSEO:.....	48
5.4	OPCIÓN GLADIADORA: .....	49
5.5	OPCIÓN CONTRAPUNTO.....	50
5.6	OPCIÓN DICTADOR.....	51
5.7	OPCIÓN ZEUS.....	52
6.	REALIZAR UN COMPARATIVO GENERAL DONDE SE ENFATICE LAS VENTAJAS COMPETITIVAS Y EL IMPACTO AMBIENTAL QUE SE ESTÁ OCACIONANDO O MITIGANDO CON LA ALTERNATIVA ESCOGIDA EN EL CASO HIPOTETICO .....	57
6.1	NIVEL TÉCNICO: .....	57
6.2	NIVEL AMBIENTAL: .....	58
7.	CONCLUSIONES.....	60
8.	RECOMENDACIONES.....	62
	BIBLIOGRAFÍA.....	63

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Formación del GN.....	16
Figura 2 Almacenamiento GLP.....	20
Figura 3 Mapa del Gas Colombia 2016 .....	32
Figura 4 Layout General .....	56

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Diseño Metodológico.....	24
Tabla 2 Reservas de gas natural en Colombia .....	27
Tabla 3 Pozos perforados A3 y A2 por cuenca 2015.....	29
Tabla 4 Consumo promedio de combustible 2015.....	35
Tabla 5 Topología: Descentralizado .....	40
Tabla 6 Sistema de almacenamientos y suministro del combustible Diésel .....	41
Tabla 7 Actividades en orden de criticidad del Campo AIRA .....	42
Tabla 8 Resumen de las alternativas presentadas .....	45
Tabla 9 Análisis Tabaré .....	46
Tabla 10 Análisis Luna.....	47
Tabla 11 CapEx .....	48
Tabla 12 Análisis Perseo .....	48
Tabla 13 Análisis Gladiadora .....	49
Tabla 14 Análisis Contrapunto.....	50
Tabla 15 Análisis Dictador .....	51
Tabla 16 Análisis Zeus.....	52
Tabla 17 Consolidado de las propuestas presentadas por cada una de las empresas .....	53
Tabla 18 Consolidado Generación respecto a Diésel.....	53
Tabla 19 Consolidado del Campo Aíra a 3 años .....	54

## LISTA DE GRÁFICOS

Grafico 1 Composición de la demanda de GN (MPC) .....	26
Grafico 2 Distribución de fuentes de GN por conexión al SNT en 2013 .....	26
Grafico 3 Factor R/P para Colombia .....	27
Grafico 4 Tipos de Pozos en Colombia.....	28
Grafico 5 Producción 2015 de Gas Natural en Colombia .....	30
Grafico 6 Producción 2015 de Gas Natural por campos (GBTUD) .....	31
Grafico 7 Evolución de la generación eléctrica por tipo de tecnología en el año 2015.....	33
Grafico 8 Consumo de combustible año 2015 .....	34
Grafico 9 Consumo energético de Ecopetrol .....	36
Grafico 10 Energía a partir de GLP.....	36

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL USO DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS EN GENERACIÓN ELÉCTRICA DE CAMPOS PETROLEROS EN DESARROLLO\*

**AUTOR:** MAIRA JOHANA PARRA POLANCO\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Grupos electrógenos, Generadores eléctricos, Disponibilidad energética, Eficiencia energética, Combustibles fósiles, Gas Natural, GLP (Gas Licuado Petrolero), Sistemas de respaldo (Back up), Confiabilidad Energética.

### DESCRIPCIÓN:

La mayoría de los campos petroleros en desarrollo en Colombia, están ubicados en zonas geográficas donde no llega la infraestructura eléctrica del país, lo que implica que la matriz energética en estos sitios remotos se sustente con base en combustibles líquidos de alto costo, esto impacta notablemente la rentabilidad de los campos, si se tiene en cuenta que todas las actividades asociadas a la producción demandan altos consumos de energía eléctrica y requieren de un alto índice de confiabilidad en el suministro.

El presente trabajo tiene como objeto realizar un estudio para la optimización del uso de combustibles alternativos disponibles o de fuentes cercanas a los campos petroleros en desarrollo para la generación de energía eléctrica en el sitio, con el fin de buscar la eficiencia energética, operativa, económica y de esta manera mitigar el impacto ambiental.

Se demostrará a través del planteamiento y estudio de un caso hipotético que los proyectos de autosustentación en generación de energía eléctrica son económicamente viables con fuentes de combustibles fósiles cercanas al campo de la demanda eléctrica directa, además de ser técnicamente confiables a través de las tecnologías disponibles y aptas en la actualidad. La anterior comparación se realizará respecto al uso de combustible líquido Diesel, siendo este el de uso más común en los campos petroleros aislados.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad Ingenierías-Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Directora Tania Vanessa Torres Rocha.

## ABSTRACT

**TITLE:** STUDY FOR THE OPTIMIZATION OF USE OF FUEL ALTERNATIVE IN GENERATION ELECTRICAL OF FIELDS OIL IN DEVELOPMENT\*

**AUTHOR:** MAIRA JOHANA PARRA POLANCO\*\*

**KEYWORDS:** Gensets, Electric Generators, energy availability, energy efficiency, fossil fuels, Natural Gas, GLP (Liquefied Petroleum Gas), Backup Systems, Energy Reliability.

### **DESCRIPTION:**

Most oil fields development in Colombia, are located in geographic areas without electricity infrastructure in the country which means that the energy matrix in these remote sites is sustained based on liquid fuels high cost this impacts significantly the profitability fields more if you consider that all activities associated with the production demand high.

This paper aims to conduct a study to optimize the use of alternative fuels available or from sources close to the oil fields under development for power generation in place in order to seek energy efficiency operational, economic efficiency and mitigate environmental impact.

It will be shown through the approach and study a hypothetical case that projects self-sustaining in power generation are economically viable with sources close to the field of direct electric demand fossil fuels, as well as being technically reliable through available technologies and you fit today. The above comparison will be made regarding the use of liquid diesel fuel, which is the most commonly used in isolated oil fields.

---

\* Degree

\*\* Facultad Ingenierías-Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Directora Tania Vanessa Torres Rocha.

## INTRODUCCIÓN

Los Campos petroleros en desarrollo en Colombia y en general en todo el mundo demandan una cantidad de energía eléctrica considerable, esto por todas las actividades y procesos que tienen asociados, unos de mayor importancia que otros, sin embargo, es necesario sustentarla bajo la consigna de tener una excelente confiabilidad y calidad en el servicio.

En Colombia principalmente se encuentran ubicados geográficamente en Zonas donde aún no existe la interconexión eléctrica Nacional o regional, es decir la infraestructura eléctrica del país no alcanzan a llegar a estos sitios. En la actualidad muchos de estos Campos se encuentran sustentados energéticamente a través de grupos electrógenos (Generadores) que son alimentados para su funcionamiento con combustibles líquidos que resultan muy costosos y ambientalmente inviables.

En estos tiempos coyunturales con el precio del petróleo, es indispensable que la mentalidad de los agentes gerenciales e influyentes en las decisiones operacionales, comiencen aportar su iniciativa en la búsqueda de opciones para la minimización de costos económicos dentro de las locaciones. Por lo anterior es inevitable preguntarnos. Entonces ¿qué podemos hacer? La respuesta es sencilla: Empezar a aprovechar todos los asociados a la extracción y producción del crudo como lo son el Gas Natural y el GLP (Gas Licuado Petrolero). Pero adicional surge otra incógnita. Y que pasa ¿cuándo no se cuenta con la disponibilidad de este tipo de asociados en el sitio? En este caso la situación es diferente, se hace necesario recurrir a fuentes cercanas que, si lo tengan y lo puedan sustentar de manera confiable, pero esto se detallará en el desarrollo del trabajo de monografía.

El país cuenta con reservas de Gas Natural y descubrimientos nuevos de gran importancia, la alternativa de generar en sitio con este combustible está resultando económicamente viable, con una reducción tarifaria respecto a combustibles líquidos como el diésel entre el 30 y 40%, las condiciones asociadas a calidad de este combustible para la alimentación específica de los motores no debe ser regulada, es decir que el combustible puede ser apto para esta actividad desde su captación en cabeza de pozo, esto implica que su precio de venta y comercialización no tengan un estándar económico estipulado, simplemente pasa a ser una negociación bilateral.

Por último, la actividad mecánica asociada al trabajo continuo de un Generador eléctrico conformado por el acople de un motor y un alternador, hace necesario una combustión interna y aprovechamiento del combustible de alimentación, lo que se refleja en el medio ambiente a través de emisiones que quedan en el mismo, esto se reduce de manera significativa con el uso del Gas Natural.

## 1. GENERALIDADES SOBRE EL ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL USO DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS

El suministro de energía eléctrica, para el abastecimiento de las facilidades en los campos petroleros, se refleja en costos operacionales significativos. La extracción de crudo, trae consigo asociados como el Gas Natural y el GLP; combustibles que pueden ser utilizados para la alimentación de Grupos Electrónicos y generación de energía eléctrica en sitio. Entre las principales problemáticas que se identifican a raíz de la situación expuesta tenemos:

- Altos costos operacionales.
- Impacto Ambiental: Quema del combustible en teas.
- Uso inadecuado de combustibles producidos, como fuentes de alimentación para grupos electrónicos.
- Baja confiabilidad y eficiencia, en las tecnologías utilizadas para el suministro de Energía Eléctrica.
- La cantidad de combustible existente, no es suficiente, para la demanda energética requerida en las facilidades.

Lo anteriormente mencionado se debe a las siguientes causas:

- Inmediatez y disponibilidad de las tecnologías, utilizadas actualmente.
- Desconfianza en el uso de nuevas alternativas de combustible.
- Condiciones del combustible disponible, no óptimas para la generación de Energía Eléctrica.
- Fuentes no cercanas de combustible.
- Desconocimiento de la normativa que especifica la no quema y venteo del combustible.

De continuar con esta situación se pueden desencadenar los siguientes inconvenientes:

- Cierre del campo, por exceder las cantidades de quema del Gas reglamentarias.
- Costos exagerados por *KW/H* generado, para el sustento energético de las facilidades.

Uno de los costos más representativos, en la actividad de explotación y extracción de los hidrocarburos; viene asociada a la necesidad de la energía eléctrica. La topología geográfica de los campos colombianos, hace que, en la mayoría de los casos, sea una gran limitante al acceso a las redes del STN (Sistema de transmisión Nacional) o STR (Sistema de transmisión Regional) como primera instancia, para el sustento energético.

Las actividades asociadas, a esta necesidad de sustento eléctrico; además de las consideradas básicas, son de gran importancia, o tal vez las más críticas dentro del proceso de extracción de los hidrocarburos. Sistemas mecánicos, de bombeo para la extracción, reinyección de los hidrocarburos identificados y actividades relacionadas, son alimentadas por la fuente energética disponible. De ahí, la importancia de los índices de confiabilidad y disponibilidad en el sustento eléctrico; que deben estar muy cercanos o iguales al 100%, es decir un servicio continuo sin lugar a interrupciones. Ahora bien, evaluemos otra variable de gran impacto, el factor económico, ¿cuánto les cuesta a las operadoras tener un servicio con las condiciones mencionadas?

Actualmente no existe un modelo de análisis, son pocas las empresas del sector, que dedican sus recursos en búsqueda de una consultoría o algo similar que permita visualizar alternativas viables a nivel económico, técnico y medio ambiental; para generar energía eléctrica, con combustibles disponibles en sitios cercanos como fuentes primarias de alimentación. Cuando se habla de combustibles alternativos, se enfatiza, en hidrocarburos que vienen asociados al Crudo. Como es el caso del Gas Natural y el GLP, que se encuentran disponibles en campo y aptos para ser utilizados en esta actividad “Generar energía Eléctrica”. El tema se torna con más fundamento cuando la regulación a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, está restringiendo totalmente la quema de Gas y venteo del mismo al medio Ambiente. Entonces, surge la siguiente inquietud: ¿Qué hacer con el Gas Natural y el GLP?

La situación del Sector de Hidrocarburos, impulsa a canalizar los esfuerzos en la búsqueda de optimización y reducción de costos operacionales, que permitan tener una mayor rentabilidad en la venta por barril. La Generación de energía eléctrica, a través, de combustibles asociados en cabeza de pozo, impactan de una manera positiva los económicos, resulta ser una opción muy optima; que el sector está empezando a perseguir.

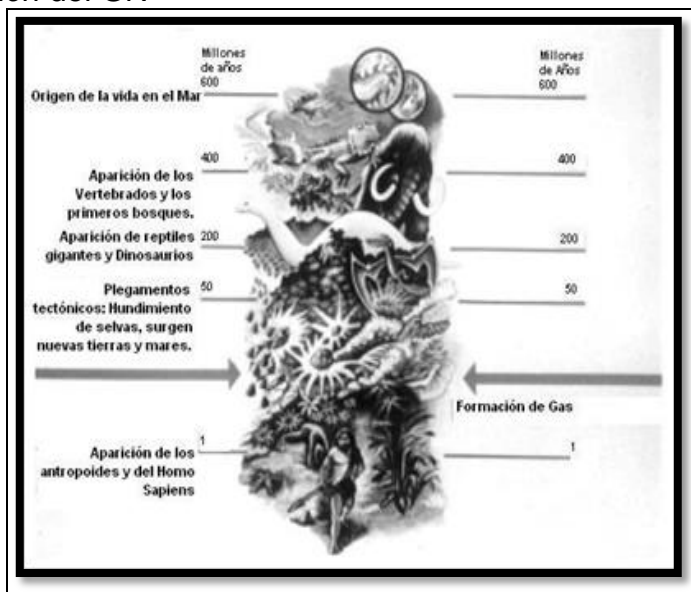
En este trabajo se realiza un estudio, para la optimización del uso de combustibles alternativos disponibles, en campos petroleros en desarrollo, para la generación de energía eléctrica, con el fin de buscar la eficiencia operativa, económica y mitigar el impacto ambiental. Definiendo los tipos de combustibles alternativos GN (Gas Natural)-GLP (Gas licuado del Petróleo), disponibles en los campos petroleros en desarrollo; en Colombia, e identificando y analizando, la necesidad de sustento energético, en los campos petroleros en desarrollo. Se propone, un modelo de análisis económico a un caso hipotético; para implementar soluciones óptimas para el suministro de energía eléctrica, a través, de una fuente primaria GN-GLP disponible, se resaltan las ventajas técnicas, económicas y de impacto ambiental de la alternativa a implementar para el sustento energético de los campos petroleros en desarrollo.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 FORMACIÓN

En la tierra, hace millones de años, capas sucesivas de microorganismos, mezcladas con partículas arenosas y arcillosas y restos de organismos vegetales y animales, terminaron por constituir una masa sólida (la roca madre) en la cual, a través de un proceso anaeróbico de descomposición extremadamente lento, de las grasas y proteínas de los organismos vivos, empezaron a formarse el petróleo y el gas natural. El gas natural y el petróleo que se formaron, cuyas proporciones dependen de las presiones y temperaturas (generalmente altísimas) a que estuvieran sometidos, ascendieron entre las capas de terreno permeable (poroso como las esponjas), hasta que quedaban atrapados bajo una cúpula de terreno impermeable o contra una falla o hendidura rocosa. Así, al acumularse, se formaron los yacimientos, es decir, las bolsas o reservas que se van descubriendo hoy en día. El gas, menos pesado, ocupa la parte superior de la cavidad, el petróleo la parte intermedia y en la parte baja normalmente se encuentra agua salada.

**Figura 1** Formación del GN



Fuente: SUAREZ GUERRERO<sup>1</sup> Fernando y CAMACHO LLANO, Fernando. Trabajo de Grado: estudiantes de posgrado en la Especialización en Administración de Empresas de la Universidad ECESI. 06-12-2002

<sup>1</sup> SUAREZ GUERRERO Fernando y CAMACHO LLANO, Fernando. Trabajo de Grado: estudiantes de posgrado en la Especialización en Administración de Empresas de la Universidad ECESI. 06-12-2002

### 2.1.1 Gas natural en Colombia

La utilización del gas natural en Colombia se remonta al descubrimiento de los campos de Santander. Con excepción de los campos de gas libre, el gas asociado fue considerado en el país como un subproducto de la explotación del crudo, y era quemado en las teas (un tipo de antorcha) de los campos petroleros. Desde 1961, la conciencia sobre el valor del gas se empieza a plasmar en la legislación, y es por primera vez a través de la Ley 10 de 1961, que se prohíbe de forma explícita su quema, posteriormente se ratifica mediante el decreto 1873 de 1973.

En 1973 se inicia la construcción en la Costa Atlántica del primer gasoducto para atender las necesidades del sector industrial para esa zona del país, extendiéndose a todos sus departamentos. Con el objeto de sustituir energéticos de alto costo, en 1986 se estableció el primer plan nacional de uso general del gas natural, llamado “Programa de gas para el cambio”. El bajo volumen de reservas de esa época y la coyuntura en que se desenvolvían los energéticos, los cuales estaban subsidiados, limitaron el desarrollo de este plan.

En 1990 surge una vez más la necesidad de crear la cultura del gas. Con el documento oficial “Lineamientos del cambio”, se da pie para que se adelanten una serie de estudios, los cuales confirman los beneficios económicos que se derivarían para el país a partir de la utilización de este combustible.

Hacia finales de 1991, el CONPES aprobó el programa para la masificación del consumo de gas, con base en el estudio que había adelantado en cooperación con la Comunidad Económica Europea, en el cual se identificaron los principales proyectos del plan de masificación del gas. En este documento el CONPES esbozó una política macroeconómica y energética integral, en la que se establecieron las facilidades para los particulares en la construcción de gasoductos troncales, mediante el esquema de concesión. Igualmente se presentó la posibilidad de la distribución a cargo de empresas privadas o mixtas.

La entonces Comisión Nacional de Energía aprobó, en mayo de 1992, el sistema de transporte de gas, separándolo en troncal, subsistemas y distribución, para garantizar un suministro adecuado a los futuros usuarios. En 1993, se elaboró el documento Min minas Ecopetrol DNP-2646- UINF-DIMEN, a través del cual se expresó nuevamente la necesidad de promocionar una matriz energética más eficiente y conveniente para el país, mediante sustitución de energéticos de alto costo. En el mismo año se expidió el Decreto 408 de marzo 3, en el cual el CONPES aprobó las estrategias para el desarrollo del Plan Gas, que contemplaban la conformación de un sistema de transporte de gas natural, donde Ecopetrol ejercería, directamente o por contrato, la construcción de los gasoductos utilizando esquemas de *BOMT* (siglas en inglés del esquema de financiación en donde un inversionista privado Construye (B), Opera (O),

Mantiene (M) y Transfiere (T o similares), para conectar los campos de producción con los centros de consumo en el país. Estableció el marco normativo y tarifario, designando a los entes respectivos para garantizar la penetración del gas natural.

Se vio también la necesidad de crear un sistema de transporte de gas independiente de los productores, comercializadores y distribuidores, que garantizase el acceso abierto en igualdad de condiciones a todos los usuarios. Así se llegó, después de varios años de debate, a la creación de la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás, el 20 de agosto de 1997, como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, con autonomía presupuestal y administrativa, cuya misión es administrar y controlar, operar y explotar comercialmente los sistemas de gasoductos en el interior del país.

Con estas políticas, la masificación del uso del gas se hace una realidad que permitirá modificar el patrón de consumo de todos los sectores y establecer una oferta adecuada de energía. Es así como por motivos de interés social y con el fin de que la cobertura de los servicios públicos se pueda extender a personas de menores ingresos, la Ley 142 de 1994 faculta al Ministerio de Minas y Energía (MME) para conformar áreas de servicio exclusivo para la distribución domiciliaria de gas combustible y suscribir contratos de concesión especial en los que se incluyen cláusulas de exclusividad que establecen que ninguna otra empresa podrá prestar el servicio de distribución en esa área.

### **2.1.2 GLP En Colombia**

El sector del Gas Licuado del Petróleo (GLP) en Colombia, desde sus inicios en los años 30, ha soportado cambios sistémicos en distintas etapas. Inicialmente (1930 – 1960), se enfrentó al reto de creación de su propio mercado, logrando una rápida penetración para cocción de alimentos en el sector residencial. Debido a la gran acogida, la demanda comenzó a presionar la oferta, situación que se mantuvo hasta hace tan solo 10 años<sup>2</sup>.

Los transportadores de cilindros desde las refinerías de Tibú y Barrancabermeja hasta sus centros de consumo poco a poco se fueron organizando como las primeras empresas distribuidoras, mientras que, por el lado de la oferta, Ecopetrol era el único productor.

En los años 50 se construyeron los primeros poliductos y propano ductos, y surgieron en los terminales de entrega de estos, las primeras plantas de recibo y

---

<sup>2</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena del Gas licuado de petróleo 2013 [En línea]  
<http://www.sipg.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=sMAANh%2Fv3ak%3D&tabid=38&language=es-CO>.

llenado de cilindros. Posteriormente (1960 – 1993), frente a un escenario de oferta deficitaria y de monopolio en el suministro, así como un surgimiento de nuevas empresas distribuidoras, el Ministerio de Minas y Energía reguló la actividad mediante el sistema de cupos, por el cual se le asignaba a cada distribuidor un volumen mensual y una zona exclusiva para su distribución. En la siguiente etapa (1993-2000), se procedió a la eliminación del sistema de cupos y a la creación de la figura de distribuidor mayorista con base en el incremento de la oferta y de su casi inmediato aprovechamiento por parte de sus consumidores. En 1993, Ecopetrol inició importaciones ante el nuevo esquema y en 1995 entró en funcionamiento la nueva planta de ruptura catalítica de la refinería de Barrancabermeja la cual aportó un volumen adicional de GLP al mercado.

INTRODUCCIÓN Cadena del Gas Licuado de Petróleo 2013 Cadena del Gas Licuado de Petróleo 2013 8 9 Durante ese periodo, las actividades de comercialización, distribución mayorista y distribución minorista, pasaron a ser un Servicio Público Domiciliario (Ley 142 de 1994), regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y bajo el control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la promulgación de Resolución CREG 074 de 1996 se establece la base o primer marco regulatorio del sector, el cual estuvo vigente hasta el año 2008. Durante esta etapa también tuvo lugar el primer programa “Gas Para el Campo”, impulsado por Ecopetrol, con el doble propósito de extender la cobertura del servicio en áreas rurales y evitar la apropiación de leña con fines energéticos del sector residencial.

De esta forma se pudo alcanzar, en el año 2000, el volumen máximo de consumo de 24,3 miles de BPD1. Posterior a esta fecha la demanda ha tenido un comportamiento decreciente. A partir de 2008, entró en vigencia un nuevo marco regulatorio para el sector (el segundo de su historia), el cual instauró cambios sustanciales tales como el esquema de marcas en los cilindros (ahora propiedad del distribuidor), cambios en la cadena de comercialización y el régimen de libertad vigilada para las actividades de distribución y comercialización minorista. Finalmente, en los últimos años (2000 – 2013), ha sido notoria la contracción de la demanda, influenciada esta situación por los envíos de propano-propileno desde la refinería de Barrancabermeja a la industria petroquímica en Cartagena, así como de y otros cambios de tipo operativo, los cuales han generado una disminución en la oferta de GLP de las refinerías. La demanda también se ha venido reduciendo por la masificación del gas natural, el cual ha tenido un tratamiento distinto y ha gozado de subsidios cruzados para la totalidad de usuarios de estratos bajos del sector residencial, en tanto el GLP por su naturaleza y propiedades –circunstancias que han afectado su proceso de comercialización- no han disfrutado del mismo favor. El consumo residencial y comercial de GLP, el cual ha venido disminuyendo paulatinamente, tiene pocas posibilidades de expansión en el actual esquema, si no se presenta un cambio estructural en su accionar frente a los demás energéticos, con una mirada integral donde todos los agentes que intervienen, públicos y privados, tomen

decisiones que lo guíen por un camino orientado al aprovechamiento de sus particularidades de acuerdo a los fundamentos que rigen la política energética colombiana.

## 2.2 CAMPOS PETROLEROS COLOMBIANOS

### 2.2.1 Usos alternativos del GLP: Generación eléctrica

Actualmente como consecuencia de la reactivación de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos en el país, lo cual ha venido incrementando la oferta de GLP empezando a ser importantes las cantidades de esta fuente por mayor producción de los campos de gas (Cusiana, Dina, Rancho Hermoso, La Punta, La Gloria, Corcel, Toqui Toqui, entre otros). En especial, los campos de Cusiana y Cupiagua tienen el potencial para duplicar en el corto plazo la oferta actual. Frente a una expectativa considerable de crecimiento de la oferta, y una demanda residencial y comercial (e incluso industrial) sin posibilidades reales de expansión, el sector se debe preparar para el inicio de una nueva etapa, la cual deberá estar marcada por el desarrollo de nuevos usos para el GLP (autogas, generación eléctrica e industria petroquímica), que junto a las nuevas tecnologías hoy pueden llenar espacios vacíos de la demanda y que eran impensables en el pasado. Por ello, la planeación y regulación de esta nueva etapa deben tener en cuenta estas posibilidades y buscar así el óptimo aprovechamiento del GLP dentro de la canasta energética nacional.<sup>3</sup>

**Figura 2** Almacenamiento GLP



**Fuente:** Periódico portafolio, 29 de enero de 2014

<sup>3</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena del Gas licuado de petróleo 2013 [En línea] <http://www.sipg.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=sMAANh%2Fv3ak%3D&tabid=38&language=es-CO>.

El Gobierno cree que el GLP puede tener una gran importancia en la generación de energía. El ministro de Minas y Energía, Amylkar Acosta, anunció un mayor estímulo al consumo de gas licuado del petróleo o GLP, conocido como gas en cilindros, para usos diferentes al consumo domiciliario, que ha sido su nicho tradicional.<sup>4</sup>

Al intervenir en el Primero Congreso Regional de GLP de la Región Andina, organizado por la Asociación Mundial de GLP y Ecopetrol, el funcionario aseguró que se aprovechará el crecimiento esperado en la producción de este combustible para enfrentar las limitaciones que ha tenido el suministro del gas natural para la generación de energía en las centrales térmicas.

De acuerdo con Acosta, en la medida que el país tenga en el GLP una alternativa menos costosa que los líquidos, y más limpia que éstos, hay una gran posibilidad que no se puede desaprovechar, ya que el gas natural que eventualmente se pueda liberar puede tener vocación exportadora, para lo cual ya se dieron las señales para la construcción de una planta de regasificación en el Caribe. El Gobierno cree que el GLP puede tener una gran importancia en la generación de energía en las zonas no interconectadas, donde según Acosta, “es más caro el transporte del diésel que el combustible mismo”.

Una manera de espantar el fantasma de la insuficiencia de gas natural para la generación, es que contemos con el sucedáneo, que es el GLP”, agregó.

Incluso, el ministro Acosta se atrevió a vaticinar que el país está en vísperas de un boom del gas, no solo por el desarrollo que ha tenido el gas natural, sino por el que se le dará al GLP, así como al gas asociado al carbón, en cuya regulación ya se está trabajando, y la oferta, en la Ronda Colombia 2014, de nuevas áreas con potencial para yacimientos no convencionales.

## **2.3 PLAN DE MEJORA EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS**

### **2.3.1 Bajos Consumos**

Es indiscutible que en el sector de Hidrocarburos uno de los costos más representativos es el abastecimiento de la energía eléctrica y se vuelve más crítico aun cuando de este servicio dependen actividades tan críticas como la extracción del crudo. En estos tiempos donde los precios del mercado petrolero no están siendo tan favorables, muchas entidades del sector están buscando ser más eficientes en sus costos de producción, tener más rentabilidad en el

---

<sup>4</sup> PORTAFOLIO. Impulsarán el gas licuado para generar energía. [En línea] <http://www.portafolio.co/economia/gas-licuado-la-generacion-energia>. Enero 24 de 2014

producto final es uno de los grandes desafíos, es por esta razón que empresas como Ecopetrol dan a conocer su plan estratégico en este ámbito proyectándose al 2020.

Para que Ecopetrol llegue a producir 1 millón 300 mil barriles de petróleo al día, meta que tiene para el 2020, necesitará una cantidad de energía Eléctrica que la infraestructura del país no está preparada para abastecer.<sup>5</sup>

El año pasado, la petrolera gastó 5.600 gigavatios por hora para los 77.000 barriles diarios que sacó, con lo cual ella sola representó el 8 por ciento del consumo energético del sector industrial colombiano. El 80 por ciento lo autogeneró y el resto lo compró. Si se cumple su plan de expansión, en seis años el gasto será de 1.388 gigavatios/hora, es decir el 14 por ciento de todo lo que consume la industria nacional, de acuerdo con el jefe del Departamento de Recursos Energéticos de la petrolera, Julián Estévez. La idea es que 1.120 gigavatios se generen por la misma empresa a través de proyectos que se desarrollan en el Meta, en las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja para hacerlas autosuficientes, y en los distintos campos que son difíciles de pegar al sistema interconectado nacional.

“Hay que dejar de ver la energía como un simple insumo y pasar a considerarla algo estratégico dentro del mismo proceso productivo”, resaltó Estévez, quien ayer expuso el modelo de gestión energética de Ecopetrol, en la primera sesión del ciclo de encuentros empresariales para mejorar la competitividad, realizado por la consultora internacional *ATKearney*.

La otra perspectiva que sugiere Iñigo Aranzábal, socio de *ATKearney*, es no asumir el uso eficiente de energía como una simple forma de acogerse a las regulaciones ambientales, sino como una posibilidad de negocio, pues conduce a una mayor sostenibilidad, que resulta un factor de competitividad en un mundo globalizado.

“Se trata de asegurar la sostenibilidad del país, gracias a que tenga empresas muy competitivas que a su vez estén ayudando a mejorar el medioambiente; ese es el círculo virtuoso que se debe producir”, dijo Aranzábal.

Estévez, por su parte, aceptó que, hasta el 2008, cuando se creó en la petrolera el Departamento de Recursos Energéticos, nadie en Ecopetrol sabía cuánta energía se gastaba en cada paso de la exploración, producción y transformación del combustible. Lo primero fue repasar todos los procesos e identificar sinergias; fueron al exterior a conocer las mejores prácticas y de ahí montaron un sistema de información sobre el tema. El resultado es un conjunto de

---

<sup>5</sup> PORTAFOLIO. US\$ 210 millones en energía al año ahorraría Ecopetrol. [En línea] <http://www.portafolio.co/negocios/eficiencia-energetica-colombia-0>. Febrero 6 de 2014.

estrategias que les han permitido ahorrar el 17 por ciento de la energía, factor que representa entre el 20 y el 21 % de los costos de producción. Para el 2020 buscan dejar de gastar 200 gigavatios/hora y con eso ahorrar 210 millones de dólares al año.

## **2.4 NORMATIVIDAD**

Por expresa disposición legal, contenida en el Artículo 52 de la Resolución 181495 de 2009 y salvo en los casos exceptuados en dicha disposición, toda quema desperdicio o emisión a la atmosfera de Gas está prohibida y será objeto del pago de regalías. Adicionalmente, el artículo 53 de la misma norma establece que se considera desperdicio.<sup>6</sup>

Dados los inconvenientes que se vienen presentando en relación con la determinación del volumen de producción gravable por concepto de quema de gas en los campos, lo cual viene afectando significativamente el proceso de liquidación y regalías y, en orden a garantizar el cabal cumplimiento de dicha disposición, entre otros, para asegurar la correcta determinación del volumen de gas sujeto al pago de regalías por dicho concepto, los ingenieros asignados a las diferentes zonas de fiscalización de exploración y explotación de hidrocarburos deberán observar estrictamente las siguientes instrucciones:

1. La regla general establecida en la norma es que toda quema de gas debe ser técnica y económicamente justificada por el respectivo Operador del campo y debe ser previamente aprobada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, este último en virtud de delegación de funciones efectuada por el Ministerio de Minas y Energía en la ANH.
2. Excepcionalmente, no se requiere autorización previa por parte de la ANH, cuando se efectúen trabajos de mantenimiento o reparación, se presentan fallas o desperfectos mecánicos equipos de proceso y manejos de gas o pozos fuera de control que hagan necesaria la quema de gas, no obstante lo cual, inmediatamente a la ocurrencia del imprevisto el operador deberá presentar a la ANH un informe escrito que dé cuenta del problema operacional presentado debidamente soportado y del volumen de gas quemado con ocasión del mismo.
3. Toda solicitud de autorización de quema de gas deberá ser presentada por escrito por el representante legal del operador del campo, dirigida a la vicepresidencia de Operaciones, regalías y participaciones de la ANH y radicada en la oficina de correspondencia de la Agencia.

---

<sup>6</sup> AGENCIA NACIONAL DE HODROCARBUROS. Circular N. 18 de 21 de Agosto de 2014

Estos son algunos de los ítems más importantes mencionados en la circular N 18 del 21 de agosto de 2014, que tiene como asunto: Fiscalización-Quema de Gas. Es una nueva medida impulsada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que busca inculcar más conciencia en el sector, sobre el impacto ambiental ocasionado por las emisiones, además de crear un hábito de aprovechamiento de un combustible que es muy útil en actividades alternas como Generación de energía eléctrica, reinyección, transporte y demás opciones de *Down stream*.

**Tabla 1** Diseño Metodológico

OBJETIVOS	METODOLOGÍA DE TRABAJO
Definir los tipos de combustibles alternativos GN-GLP disponibles en los campos petroleros en desarrollo en Colombia.	Realizar una recolección de información estadística dónde se indique la producción de GN y GLP del 25% de los campos mas representativos en Colombia.
Identificar y analizar la necesidad de sustentos energético en los campos petroleros en desarrollo.	Recolección de información estadística o investigativa a cerca de la necesidad de implementar o cambiar el sustento energético actual.
Proponer un modelo de análisis a un caso hipotético para implementar soluciones optimas en el abastecimiento de energía electrica a través de una fuente primaria GN-GLP disponibles en campo.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Describir las condiciones del caso hipotético.</li> <li>2. Analizar y evaluar la información a cerca de la necesidad de sustento y autoabastecimiento energético del caso hipotético.</li> <li>3. Identificar los combustibles alternos GN y GLP o las posibles fuentes cercanas disponibles y aptas para generar energía electrica.</li> <li>4. Evaluar la eficiencia y disponibilidad de la fuente actual de suministro de energía.</li> <li>5. Verificar la criticidad de las actividades dentro del campo que dependen del sustento energético.</li> <li>6. Definir la viabilidad de implementar una alternativa de sustento energético centralizado o descentralizado para el abastecimiento del campo y sus actividades asociadas.</li> </ol>
Resaltar las ventajas tecnicas, económicas y de impacto ambiental de la alternativa a implementar para el sustento energético de loscampos petroleros en desarrollo.	Realizar un comparativo general dónde se enfatice las ventajas copetitivas y el impacto Ambiental que se está ocasionando o mitigando con la alternativa escogida en el caso hipotético.

### **3. TIPOS DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS GN-GLP DISPONIBLES EN LOS CAMPOS PETROLEROS EN DESARROLLO EN COLOMBIA**

El desarrollo del mercado de gas natural (GN) es relativamente reciente, comienza a partir del descubrimiento del yacimiento de Guajira que entra en operación en 1977. En 1986 se decide masificar el uso del energético y en 1993 se encargó a Ecopetrol de liderar el desarrollo de la red de transporte. En 1997 se separa la actividad transportadora de gas de Ecopetrol con la creación de Ecogas que luego se transformó en la Transportadora de Gas del Interior (TGI). A diferencia de otros energéticos, el GN aún se encuentra en proceso de penetración dentro del mercado nacional.<sup>7</sup>

Colombia decidió aprovechar la gran disponibilidad del recurso hídrico para la generación de energía. Esta situación ha hecho que el país cuente con una capacidad instalada para generación de energía relativamente limpia y de bajos costos marginales. La alta concentración de capacidad de generación hidroeléctrica tiende a generar choques en el mercado cuando se presentan sequías, en especial durante las épocas de ocurrencia de fenómenos meteorológicos como El Niño.

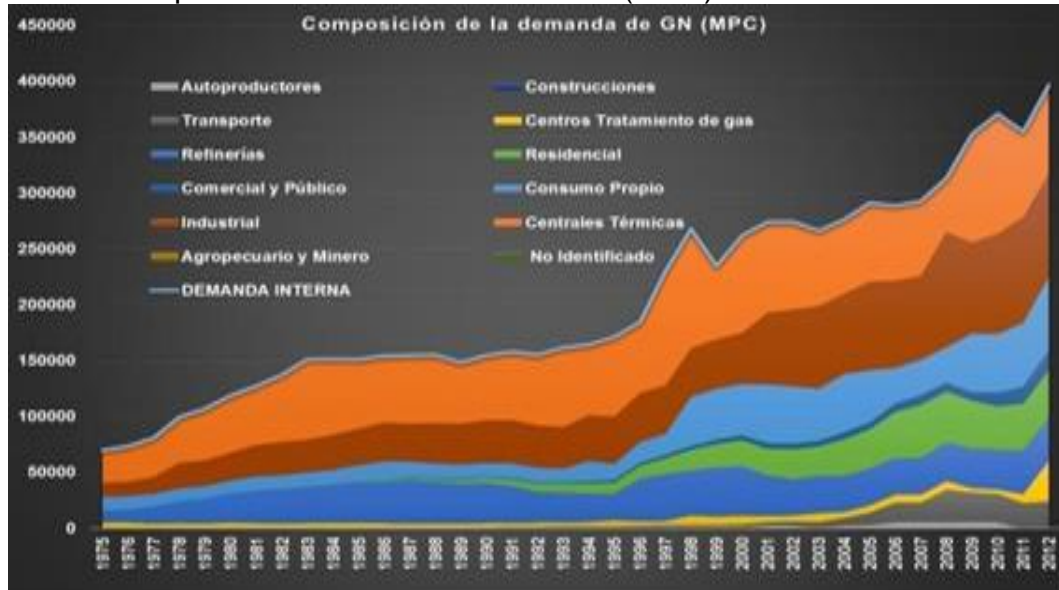
En temporada de sequía, las plantas termoeléctricas entran a apoyar la generación de energía eléctrica con el fin de garantizar el suministro. El energético más usado para alimentar dichas plantas es el GN, situación que genera un aumento súbito en la demanda de gas del país demanda de GN del país produce presiones importantes en la cadena de GN cuando se producen aumentos en su demanda condicionados, como se mencionó anteriormente, por fenómenos meteorológicos como el niño.

Las mencionadas fluctuaciones de la demanda generadas por la volatilidad en el uso de las centrales generadoras térmicas, han producido fenómenos de “escasez” en el mercado que han llevado a racionamientos en el suministro de gas, los cuales, en realidad, se deben no precisamente a la escasez del energético sino a la poca flexibilidad del sistema para abastecer estos picos de demanda. Se puede decir que existe descoordinación entre los diferentes niveles de la cadena de GN.

---

<sup>7</sup> Tomado de: Gas Natural en Colombia Cifras consolidadas 2015.Cap 4

**Grafico 1** Composición de la demanda de GN (MPC)

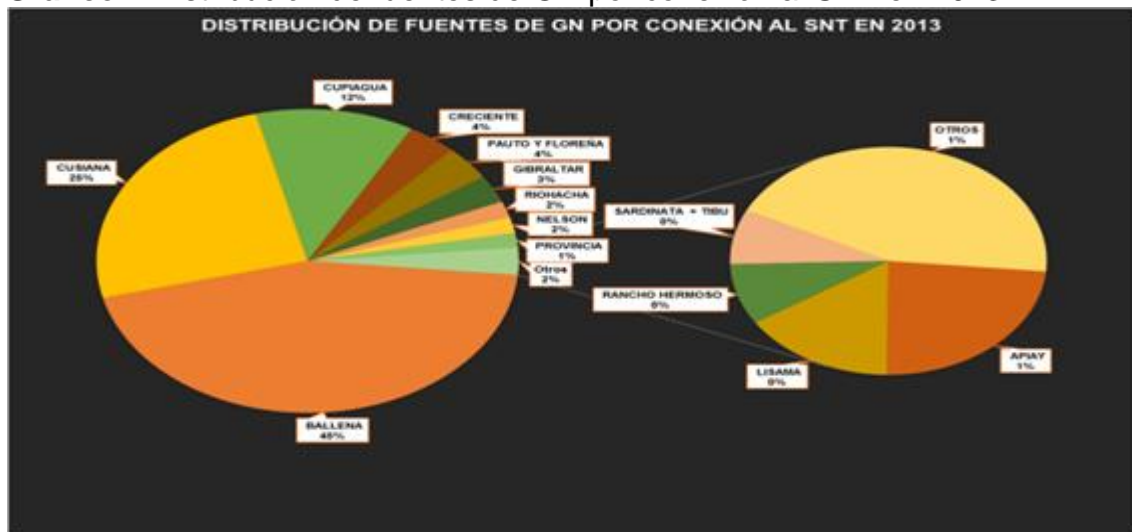


Fuente: UPME con balance energético

### 3.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO

Con la información mencionada anteriormente se puede observar que el mercado de GN es pequeño tanto en oferta, con unas reservas probadas altamente concentradas en pocos yacimientos manejados por pocos agentes, como en demanda, donde su parte no regulada a su vez se encuentra altamente concentrada.

**Grafico 2** Distribución de fuentes de GN por conexión al SNT en 2013



Fuente: UPME con base en información de Min Minas (Res. 72256 de 2013)

### 3.1.1 Reservas de Gas Natural en Colombia:

De acuerdo con la información publicada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH, las reservas probadas en Colombia para 2014 alcanzaron los 4,758 GPC, disminuyendo en un 13,62% con relación a las reservas identificadas en el 2013<sup>8</sup>.

**Tabla 2** Reservas de gas natural en Colombia

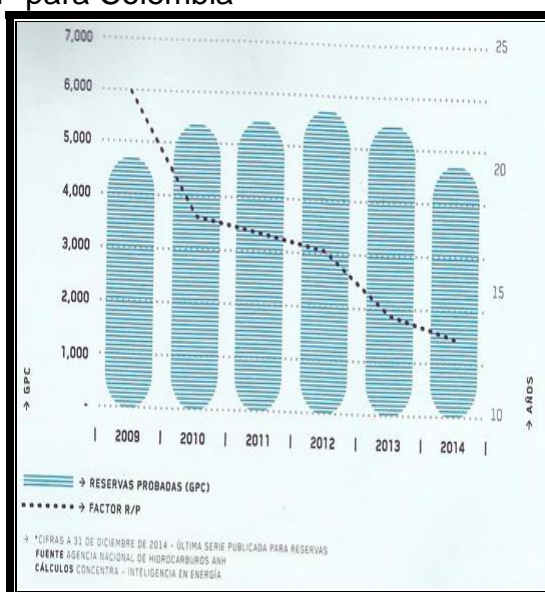
AÑO	RESERVAS TOTALES(GPC)	RESERVAS PROBADAS (GPC)	VARIACIÓN TOTAL RESERVAS PROBADAS	FACTOR R/P
2009	8.460	4.737	8.05%	22.8
2010	7.058	5.405	14.10%	17.7
2011	6.630	5.463	1.07%	17.1
2012	7.008	5.727	4.83%	16.6
2013	6.409	5.508	-3,82%	14.0

Cifras 31 de diciembre de 2015 – Última serie publicada para reservas

Fuente: Agencia nacional de Hidrocarburos ANH Cálculos concentra-inteligencia en energía  
Fuente: Gas Natural en Colombia Cifras consolidadas 2015. Cap. 4- Contexto Nacional,

El factor R/P para Colombia durante el año 2014 fue de 13,1 años, factor que disminuyó en un 6,43% con relación al 2013(14 años). El factor R/P es calculado con las reservas totales, las cuales disminuyeron en un 7,7% en el 2014 con relación al 2013.

**Grafico 3** Factor R/P para Colombia



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Cifras a 31 de diciembre de 2014

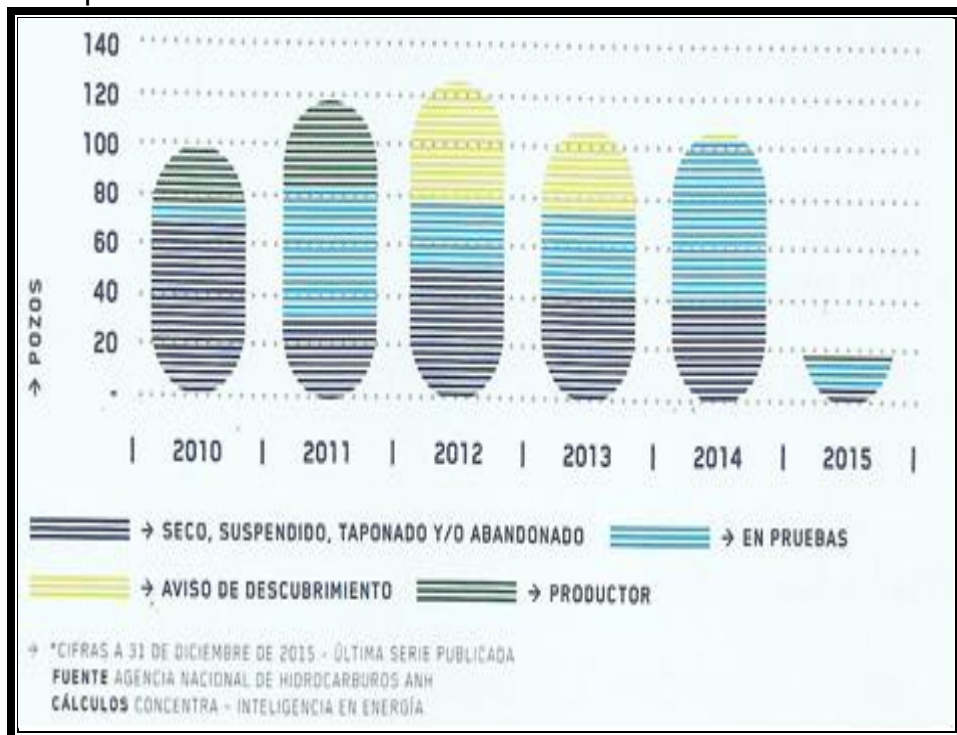
<sup>8</sup> Tomado de: Gas Natural en Colombia Cifras consolidadas 2015. Cap. 4- Contexto Nacional, pág. 48-49

### 3.1.2 Exploración en Colombia

A diciembre de 2015 se presentó una disminución de 76,42% en la actividad exploratoria en Colombia en comparación a 2010, pasando de 106 a 25 pozos, destacando que el 36% son pozos que se encuentran en estado de pruebas (9 Pozos), el 8% ha sido declarado como productor (2 pozos) y el restante 56% ha sido declarado como seco, suspendido, taponado y/o Abandonado (14 pozos). Dentro de las cifras publicadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, se destaca el aumento de Pozos en estado de Productor, pasando de 0 durante 2014 a 2 pozos a diciembre de 2015

De acuerdo a la clasificación de la ANH para efectos de agrupación, en los pozos en pruebas fueron incluidas las siguientes categorías: Un pozo (1), declarados en estado “En completamiento” y cinco (5) declarados en estado “En Pruebas Extensas”

**Grafico 4** Tipos de Pozos en Colombia



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Cifras a 31 de diciembre de 2015.

### 3.1.3 Pozos por Cuencas:

Según los últimos informes de la ANH en el cual relacionan los pozos perforados hasta diciembre de 2015, de los 25 pozos identificados, el 56% de los pozos están ubicados en las cuencas de los llanos Orientales (14 pozos), el 16% en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (4 pozos), el 8% en el Valle inferior del

magdalena (2 pozos), el 8% en la Zona del Sinú Offshore y el restante 12% se ubica en la cuenca del Caguán-Putumayo, Catatumbo y Cordillera Oriental <sup>9</sup>.

**Tabla 3** Pozos perforados A3 y A2 por cuenca 2015

CUENCA	EN PRUEBAS	PRODUCTOR	SECO, SUSPENDIDO, TAPONADO O Y/O ABANDONADO
CAGUAN - PUTUMAYO	1	-	-
CATATUMBO	-	-	1
CORDILLERA ORIENTAL	1	-	
LLANOS ORIENTALES	6	-	8
VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	1	2	1
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	-	-	2

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Cifras a 31 de diciembre de 2015

### 3.1.4 Producción de gas natural en Colombia:

En 2015 la producción nacional de gas natural fue en promedio de 1,078 GBTUD disminuyendo 6,5% con relación al año 2014. El 96,7% de la producción del año 2015 se destinó para el consumo interno mientras que el 3,3% para exportaciones.

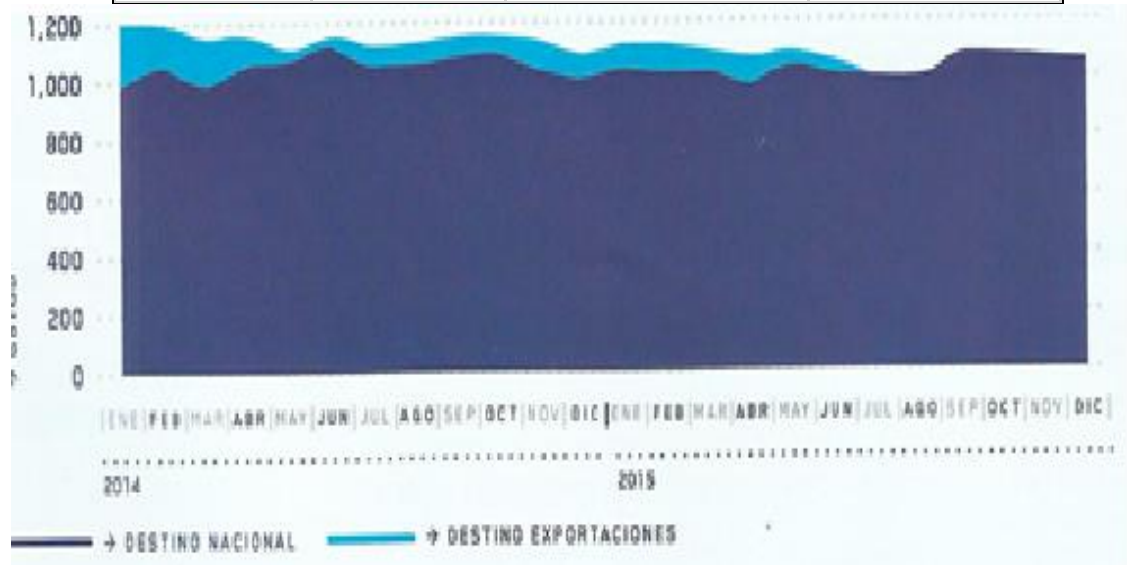
La producción con destino al consumo nacional en 2015 tuvo una disminución de 1,3% al pasar de 1, 055,7 GBTUD en promedio para 2014 a 1041.8 en 2015.

Por otra parte, la producción para exportaciones en el año 2015 disminuyó 63% con relación a 2014, al pasar en promedio de 97,2 GBTD (año 2014) a 36 GBTU (año 2015). La disminución en la producción para exportaciones fue causada por la terminación del contrato con Venezuela en el mes de junio.

<sup>9</sup> Tomado de: Gas Natural en Colombia cifras Consolidadas 2015. Cap. 4- Contexto Nacional, Pág. 49-52

**Grafico 5** Producción 2015 de Gas Natural en Colombia

<b>PRODUCCIÓN 2015 DE GAS NATURAL EN COLOMBIA (GBTUD)</b>			
<b>MES</b>	<b>DESTINO NACIONAL</b>	<b>DESTINO DE IMPORTACIONES</b>	<b>PRODUCCION TOTAL</b>
<b>Enero</b>	1040,8	87,1	1127,8
<b>Febrero</b>	1030,5	93,8	1124,3
<b>Marzo</b>	1036,1	68,9	1104,9
<b>Abril</b>	988,2	92,3	1080,5
<b>Mayo</b>	1057,4	46	1103,5
<b>Junio</b>	1017,1	50,6	1067,7
<b>Julio</b>	1005,1		1005,1
<b>Agosto</b>	990,8		990,8
<b>septiembre</b>	1093,2		1093,2
<b>Octubre</b>	1095,9		1095,9
<b>Noviembre</b>	1078.0		1078.0
<b>Diciembre</b>	1067,4		1067,4



Fuente: Sistema de Información Concetra

### 3.1.5 Producción de gas natural en Colombia por campos:

En el año 2015, los campos de la Guajira tuvieron una participación de 39,5% en la producción total, Cusiana-Cupiagua 41.6%, La Creciente 4.7%, Otros campos del interior y la costa 11.2%, los campos de las zonas aisladas 0.2% y Gibraltar 2.7%.<sup>10</sup> Con relación al año 2014, en 2015 se destaca que la producción de los campos de la Guajira y la Creciente tuvieron una disminución de 14.8% (73.9 GBTUD) y 11,8% (6.8 GBTUD) respectivamente. Mientras que para los campos Cusiana – Cupiagua la producción presentó un aumento de 2.3% (10GBTUD).

Cabe resaltar que en Julio de 2015 se presentó una restricción en la producción del campo Gibraltar debido a la indisponibilidad de las facilidades de transporte de productos líquidos procesados en la planta del campo.

**Grafico 6** Producción 2015 de Gas Natural por campos (GBTUD)

PRODUCCIÓN 2015 DE GAS NATURAL POR CAMPOS							
MES	GUAJIRA	CUSIANA CUPIAGUA	LA CRECIENTE	GIBRALTAR	OTRAS COSTAS	ZONAS AISLADAS	PRODUCCION TOTAL
Enero	477,3	420,4	52,39	37,24	135,93	4,59	1127,85
Febrero	466,2	445,27	46,58	39,64	121,27	4,3	1124,26
Marzo	466,73	423,33	44,88	40,16	125,91	3,92	1104,94
Abril	451	420,56	45,14	38,38	123,02	2,39	1080,49
Mayo	430,58	454,58	43,16	37,43	133,81	3,89	1103,46
Junio	438,91	452,14	43,73	15,58	114,96	2,36	1067,68
Julio	409,92	430,38	53,78	-	109,46	1,6	1005,68
Agosto	364,96	437,16	53,04	18,28	115,88	1,5	990,83
Septiembre	422,25	474,97	56,4	25,93	112,62	0,98	1093,15
Octubre	413,45	477,07	53,53	30,16	120,08	1,65	1095,93
Noviembre	393,43	474,37	56,94	32,07	119,67	1,5	1077,98
Diciembre	378,24	472,79	57,75	37,51	119,65	1,44	1067,37



Fuente: Sistema de Información Concetra

<sup>10</sup> Tomada de: Gas Natural en Colombia cifras Consolidadas 2015. Cap. 4- Contexto Nacional, Pág. 54

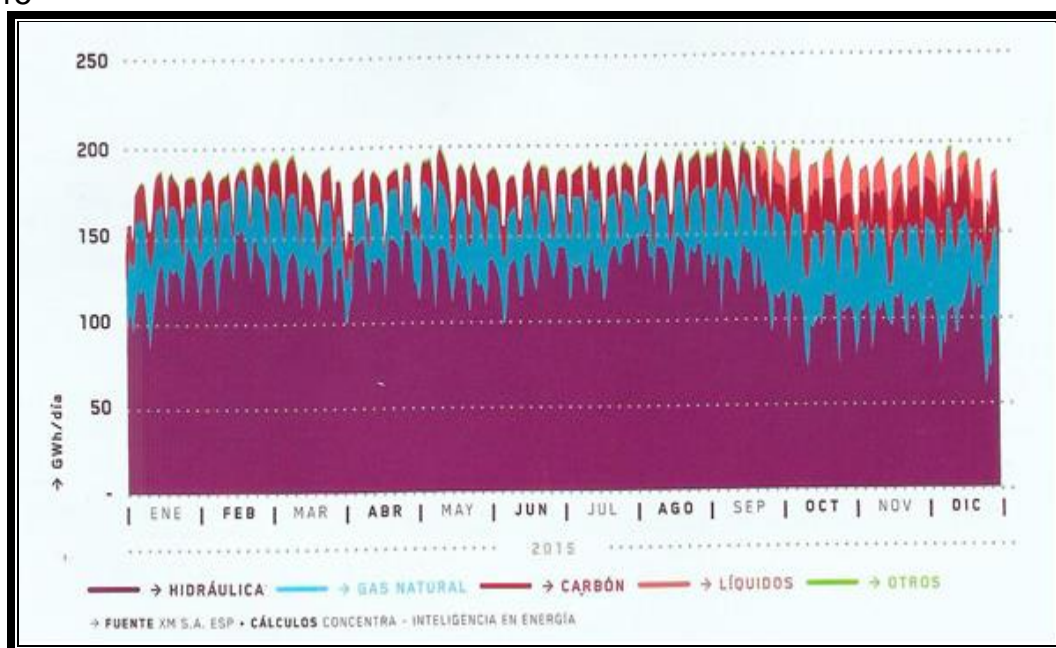


## 4. IDENTIFICAR Y ANALIZAR LA NECESIDAD DE SUSTENTO ENERGÉTICO EN LOS CAMPOS PETROLEROS EN DESARROLLO

### 4.1 SECTOR ELÉCTRICO

Para el trimestre Octubre – Diciembre con relación al promedio del año, la generación hidráulica cayó 18%, mientras que la generación térmica con gas natural aumentó 23%, con carbón 26% y con líquidos 235%. En este mismo trimestre, la participación de las térmicas a gas natural fue del 25%, a carbón del 12% y a líquidos de 8%.<sup>11</sup>

**Grafico 7** Evolución de la generación eléctrica por tipo de tecnología en el año 2015



Fuente: Gas Natural en Colombia cifras Consolidadas 2015. Cap. 6- Sector Eléctrico, Pág. 98,99.

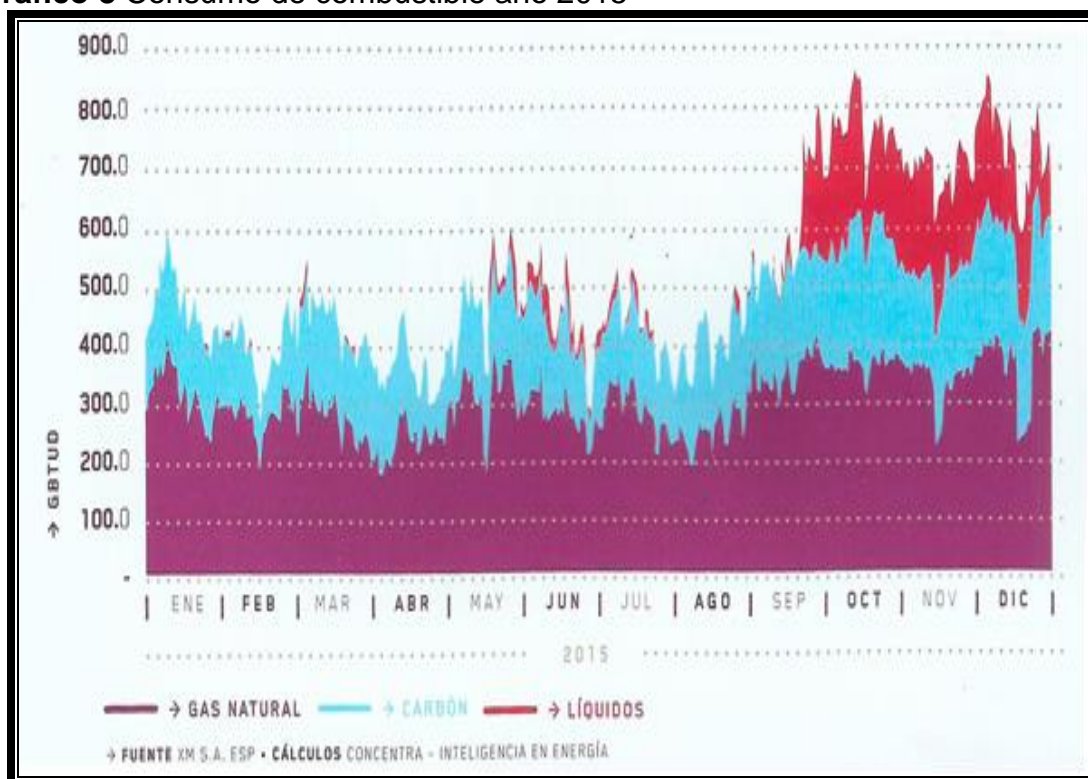
<sup>11</sup> Tomado de: Gas Natural en Colombia cifras Consolidadas 2015. Cap. 6- Sector Eléctrico, Pág. 98,99.

## 4.2 CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN TERMOELECTRICA

### 4.2.1 Total, Nacional:

En el año 2015, las plantas de generación térmica consumieron un promedio de 510 GBTUD de los distintos combustibles. El consumo promedio de gas natural fue de 297 GBTUD, de carbón 160 GBTUD y de combustibles líquidos fue de 53 GBTUD.

**Grafico 8** Consumo de combustible año 2015



Fuente: XM S.A ESP

Para el trimestre comprendido entre octubre y diciembre se presentó un incremento en el consumo de combustibles alcanzado los 721 GBTUD en promedio, en donde el gas natural alcanzó un consumo de 346 GBTUD, el carbón 204 GBTU y los combustibles líquidos de 171 GBTU.

En el año 2015, en promedio, el consumo de gas natural correspondió al 58% del total de combustibles, seguido del carbón con 31% y los combustibles líquidos 10%. Cabe resaltar que para el trimestre de octubre a diciembre esta

proporción cambió y el gas natural tuvo una participación de 48%, el carbón de 28% y los líquidos de 24%

**Tabla 4** Consumo promedio de combustible 2015

<b>TOTAL NACIONAL 2015 CONSUMO PROMEDIO COMBUSTIBLE (GBTUD)</b>				
<b>MES</b>	<b>GAS NATURAL</b>	<b>CARBÓN</b>	<b>LÍQUIDOS</b>	<b>TOTAL</b>
<b>ENERO</b>	308	149,8	0,7	458,6
<b>FEBRERO</b>	274,3	111,3	1,1	386,7
<b>MARZO</b>	273,3	157,4	2,4	433
<b>ABRIL</b>	226,6	123,8	0,3	350,8
<b>MAYO</b>	303,6	153,7	9	466,3
<b>JUNIO</b>	275	142,8	26,6	444,4
<b>JULIO</b>	280	138,4	11,8	430,3
<b>AGOSTO</b>	244	149,3	3,4	396,7
<b>SEPTIEMBRE</b>	342,5	180	59,5	582,1
<b>OCTUBRE</b>	354,5	216,8	179,2	750,2
<b>NOVIEMBRE</b>	327,1	178	177,7	682,8
<b>DICIEMBRE</b>	356,5	215,1	155,8	727,4

Fuente: XM S.A ESP Cálculos Concentra Inteligencia En Energía

#### **4.2.2 Demanda de energía eléctrica Campos Ecopetrol:**

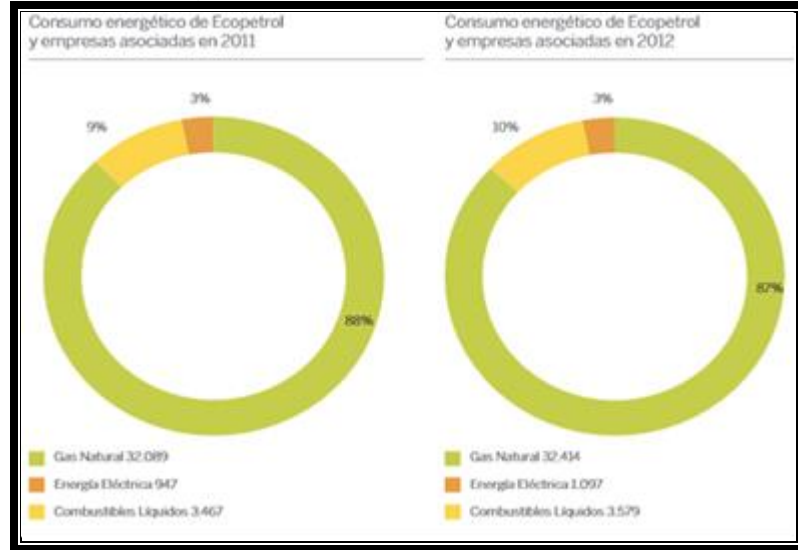
Se destaca notablemente el requerimiento de energía eléctrica que tiene Ecopetrol por su gran actividad y proyección, siendo en conjunto la compañía con mayor demanda energética en el sector.<sup>12</sup>

Para lograr la MEGA de alcanzar el millón trescientos mil barriles limpios en 2020, la compañía hace esfuerzos importantes en materia de energía, optimizando y racionalizando las fuentes energéticas utilizadas en los procesos productivos, mediante la reducción del consumo, de los costos, de las emisiones de CO<sub>2</sub> y del riesgo en el uso de las fuentes; aumentando la eficiencia operacional, la confiabilidad, la competitividad de los procesos y diversificando las fuentes energéticas.

En los avances de investigaciones en materias primas alternativas la empresa ha continuado avanzando en investigaciones basadas en tres enfoques:

<sup>12</sup> ECOPETROL. Medio Ambiente. Marco de Actuación [En línea] <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/medio-ambiente/gestión-ambiente-proactiva/ecoeficiencia/enenergia>.

### Grafico 9 Consumo energético de Ecopetrol



Fuente: Ecopetrol. División Ambiental 2015

Se destaca el ahorro de 4,7 millones de dólares por año en el consumo energético como consecuencia de la entrada en operación de dos nuevos proyectos - Reconversión a LM6000 de Termocoa y la electrificación de los campos San Roque Tisquirama, que disminuyeron el consumo energético en 449 BPED. (Página Ecopetrol Gestión energética-Medioambiente-Ecoeficiencia.

### 4.2.3 EL GLP una opción viable para generar energía eléctrica<sup>13</sup>

#### Grafico 10 Energía a partir de GLP



Fuente: tomada de: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/revistae-4/11.html>

<sup>13</sup> Tomado de: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/revistae-4/11.html>

El gas licuado del petróleo (GLP) —también conocido como gas propano— ha tenido un uso residencial y comercial, en especial para la cocción de los alimentos. Sin embargo, esa historia ha cambiado por cuenta del nuevo uso que se le está dando a este combustible.

Se trata de generar energía a partir del GLP para el uso industrial. En Colombia, técnicamente, la generación eléctrica se ha dado a partir de agua, carbón, gas natural e incluso diésel. La idea es que el gas propano sea ahora una nueva fuente a considerar por el mercado.

Todo comenzó con la puesta en marcha de la nueva planta de GLP en Cusiana, que opera desde diciembre de 2011 y que llevó a la empresa a repensar los horizontes del propano. Con ella no solo se aumentó la disponibilidad del producto para generar excedentes, sino que además se impactaron positivamente las reservas de Ecopetrol y se dejó de importar para atender la demanda nacional.

El impulso adicional lo dio un reciente estudio de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), que mostró que el potencial de crecimiento del propano estaba en el segmento industrial.

Tras realizar varios estudios, se concluyó que lo más viable era generar energía eléctrica y que el precio del producto podría ser competitivo frente a otras opciones, como por ejemplo el diésel. Mientras éste tiene un costo de \$700 por kilovatio/ hora, el GLP llega a \$200 kilovatios/hora, sin contar otros costos como el transporte.

#### **4.2.4 Un nuevo esquema de negocio:**

Analizadas todas las variables y observando que además la producción se había incrementado, al contar con 7.500 barriles diarios de la nueva planta, adicionales a los 13.300 barriles provenientes de la Refinería de Barrancabermeja, Apiay (en los Llanos) y Campo Dina (en el Huila), Ecopetrol inició una prueba piloto para medir el desempeño real de diferentes tecnologías y confirmar la posibilidad de generar energía eléctrica a partir del GLP.

Así, entre octubre y diciembre de 2013 se desarrolló el piloto en Facatativá —al occidente de Bogotá— con la firma Energía Sostenible, Eficiente e Innovadora S.A. (ESEI). Se utilizaron diferentes tipos de motores y en ellos se monitorearon temas como eficiencia, vibraciones, temperaturas, ruido y análisis de emisiones de gas.

Al final, esto llevó a plantear un esquema enfocado en los usuarios no regulados, bien sea de manera directa o por medio de los mismos clientes distribuidores con los que hoy cuenta este segmento, y también para el autoconsumo en los

campos de producción no interconectados, que por lo general usan diésel para generar energía y extraer el crudo.

Actualmente ya se tienen múltiples aplicaciones de generación eléctrica con GLP en el sector de Hidrocarburos, la planta más grande la tiene Ecopetrol en Castilla en los llanos Orientales quién mediante una firma especializada desarrollo la implementación de una planta con capacidad de 30 MW con GLP procedente del campo Cusiana los cuales podrían incrementarse según los planes de desarrollo en el área, este mismo modelo está siendo analizado para el bloque Caño Sur y, si resulta viable económicamente será una nueva opción para autogenerar energía destinada a la producción de crudo de una manera más limpia.

## **5. PROPONER UN MODELO DE ANÁLISIS ECONÓMICO A UN CASO HIPOTÉTICO PARA IMPLEMENTAR SOLUCIONES ÓPTIMAS PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DE UNA FUENTE PRIMARIA GN-GLP DISPONIBLE.**

- Descripción de las condiciones del caso hipotético:

El Campo Llamado Aíra, queda ubicado en la zona sur del departamento del Casanare, aproximadamente a uno 25 Km de la población de Maní, este se encuentra en una zona no interconectada eléctricamente y las poblaciones cercanas no tienen servicio de energía eléctrica. El campo tiene actividades petroleras principales como: extracción de crudo, bombas electro sumergible para el bombeo de crudo y agua, campamentos, container, oficinas administrativas, iluminación y servicios generales.

- Analizar y evaluar la información acerca de la necesidad de sustento y autoabastecimiento energético.

Teniendo en cuenta toda la actividad diaria del Campo Aíra, resulta una necesidad de demanda de energía eléctrica horaria, diaria de 3.0 MWh, esta demanda total contempla la locación principal y las dos locaciones adicionales LP (A11-2), L1 (A3-6-7-8) y L2 (A5).

Actualmente el campo Aíra se encuentra en operación continúa siendo un campo en desarrollo, su necesidad de energía eléctrica hasta el momento la han abastecido a través de la alimentación de grupos electrógenos con combustibles líquidos como el Diésel, sin embargo, la afectación a nivel ambiental y económico ha sido bastante notable lo que ha impactado de manera negativa la utilidad proyectada del campo.

El campo se encuentra en actividad hace aproximadamente dos años y todos los costos asociados al sustento de energía eléctrica son muy importantes, razón por la cual los directivos de la operación del campo han decidido buscar opciones viables técnica y económicamente que puedan ser implementadas a corto plazo y que resulten sostenibles en un futuro.

- Identificar los combustibles alternos GN y GLP o las posibles fuentes cercanas disponibles y aptas para generar energía eléctrica.

El Campo Aíra está conformado por tres locaciones. Una que es la locación principal denominada LP (A1-2), la otra locación ubicada a 800 mts de la principal denominada L1( A3-6-7 y 8) y la última ubicada a 2,5 km de la locación

principal dónde se encuentra el pozo de inyección L2 (A5). Ninguna de estas locaciones se encuentra interconectada eléctricamente en la actualidad.

Por otro lado, la producción de crudo diaria de los 7 pozos corresponde a 2000 barriles diarios y 30.000 de agua, producción equivalente a un 94% de agua y un 6% de Crudo. No se ha identificado Gas o GLP asociado a la extracción del crudo, por tanto, fuentes inmediatas que podrían ser opciones de combustibles para alimentación de grupos electrógenos en situ no se encuentran en ninguna de las locaciones del campo Aíra.

Existe un campo cercano a 9 Km de distancia del campo Aíra, dónde hay una producción disponible de combustible líquido GLP, aproximadamente de 3000 barriles diarios. Adicional por la Ubicación en la región del Casanare se encuentran disponibles fuentes de GLP de Ecopetrol como lo es Cusiana y Cupiagua a un precio regulado, dónde se puede acceder a la cantidad necesaria por día a través de un contrato con una empresa comercializadora. Carolina Sánchez.

En la búsqueda de opciones de Gas Natural en cabeza de pozo se tiene un Campo ubicado a 56 km de distancia de la locación principal del campo Aíra, con una producción diaria de 1.500.000 PC, teniendo en cuenta que para sustentar la demanda de 3MW es necesario tan solo 750.000 PCD, adicional se cuentan con dos opciones similares en distancia y producción, pero con un suministro interrumpible de gas natural en cabeza de pozo.

- Evaluar la eficiencia y disponibilidad de la fuente actual de suministro de energía.

En la infraestructura de operación del campo Aíra, se ha considerado desde hace dos años que la forma más eficiente y confiable de tener el sustento de energía eléctrica es a través de grupos electrógenos alimentados con combustible líquido (Diésel), bajo una topología de funcionamiento descentralizado, es decir que cada locación cuenta con un centro de generación independiente y autoabastecido, dónde se han asegurado que el sistema sea lo suficiente redundante para minimizar la falta de confiabilidad a causa de este hito. De esta manera se presenta a continuación el siguiente esquema:

**Tabla 5** Topología: Descentralizado

TOPOLOGÍA: DESCENTRALIZADO							
Locación	Pozos	Demanda de Energía (Kw)	# Equipos Instalados	# Equipos Funcionando	# Equipos Stand By	Potencia Total Instalada (Kw)	% Back-Up
LP	1 y 2	3MW	4	2	2	2000	100
A1	3,6,7 y 8		6	3	3	3600	100
A2	5		2	1	1	2000	100

Como se puede observar es un sistema robusto que cuenta con una back up en cada locación del 100%, lo que a su vez indica que la potencia instalada en cada locación equivale a un porcentaje del 200%. La estructura de operación en isla en cada punto garantiza una respuesta óptima, el trabajo continuo sincronizado de cada uno de los grupos electrógenos, es decir que todos se encuentran conectados entre sí dividiéndose la carga de manera equitativa y estable, estos llegan a un barraje común y de ahí distribuyen la energía necesaria para sustentar a las cargas correspondientes asociadas al sistema, esto implica tener un centro de control de motores (CCM) integrado a un grupo de celdas de baja tensión. Todo este sistema en conjunto permite versatilidad en el sistema integral y un alto índice de confiabilidad ante eventos no programados.

En total son doce equipos instalados en todas las locaciones bajo la modalidad de renta mensual por equipo, incluido la operación y mantenimiento Este servicio era suministrado a través de dos compañías contratistas, cuyo alcance era el suministro de equipos en cada locación, instalación, puesta en marcha operación, mantenimiento con personal en campo y suministro de combustible. Para este último, se debía tener en cuenta el almacenamiento y la autonomía de cada uno de los sistemas en cada locación, ante situaciones comunes en la zona como paros o restricción de paso de transporte terrestre, lo que implicaba tener un sistema también redundante en el suministro y almacenamiento del combustible líquido Diésel, como se presenta continuación:

**Tabla 6** Sistema de almacenamientos y suministro del combustible Diésel

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y SUMINISTRO DEL COMBUSTIBLE DIESEL					
Locación	Pozos	Demanda en Galones día (Gl/d)	# Tanques instalados	Capacidad de Almacenamiento (Gl)	Autonomía (días)
LP	1 y 2	4800	1	10000	6
A1	3,6,7 y 8		1	15000	
A2	5		1	6000	

Como se puede observar el sistema integral teniendo en cuenta principalmente los centros de Generación, el suministro y almacenamiento del combustible líquido diésel, la topología de operación; hacen del sistema, un sistema muy confiable, con un porcentaje de disponibilidad del 100%, con días de autonomía suficientes para dar holgura ante cualquier inconveniente, generando un respaldo importante para las actividades críticas del campo Aíra en general.

La razón principal para empezar a evaluar otras alternativas de sustento de generación eléctrica, es básicamente el cambio de combustible de alimentación

de los equipos; presentando este último un alto costo con repercusiones importantes en la economía y productividad del campo.

- Verificar la criticidad de las actividades dentro del campo que dependen de ese sustento energético.

Las actividades relacionadas a la locación principal son: extracción de crudo, tratamiento de aguas, operación general, servicios generales, iluminación, oficinas administrativas y respaldo de container.

Las actividades asociadas a las locaciones L1 (A3, 6,7 y 6) y L2 (A5) son instalaciones para bombeo y extracción de crudo. Siendo estas dos últimos de mayor impacto a nivel de la operación integral del campo, dado que de estas actividades dependen los económicos diarios, proyectados y la utilidad del campo en General.

Las bombas para la extracción del crudo tienen una potencia nominal y operacional que deben ser sustentadas por el sistema de energía eléctrica, estas deben estar en funcionamiento las 24 horas del día durante todo el mes, sólo pueden parar cuando se programe las rutinas de mantenimiento.

Por otro lado, el sistema de bombeo no se puede parar por un periodo de tiempo extenso considerando que este se queda en un estado de stand y dónde es difícil recuperarlo y ocasionaría más pérdidas en producción, es decir menos barriles en superficie, por ende, un impacto directamente negativo en los económicos.

A continuación, se presenta las actividades específicas del campo Aíra, incluidas las nombradas anteriormente en orden de criticidad:

**Tabla 7** Actividades en orden de criticidad del Campo AIRA

Actividades en orden de criticidad del campo AIRA	
Importancia-Actividades	Descripción de Actividades
1	Encendido de Pozos en orden de producción de crudo
2	Facilidades Operativas y Neumaticas
3	Activación del sistema de inyección. Transferencia de agua para inyección dependiendo de la capacidad de almacenamiento
4	Facilidades Administrativas y luminarias

- Definir la viabilidad de implementar una alternativa de sustento energético centralizado o descentralizado para el abastecimiento del campo y sus actividades asociadas

Actualmente el sustento del campo Aíra depende de grupos electrógenos en trabajo continuo de forma descentralizada, es decir que se tiene grupos de equipos trabajando de manera independiente en cada una de las locaciones. Esto es producto de que no existe la infraestructura en redes de transmisión eléctrica para el transporte de la energía a cada uno de los puntos de consumo. Sustentados por combustible líquido de alimentación (Diésel). Trabajando bajo esta topología se hace necesario tener sistemas de respaldo que permitan tener una confiabilidad y disponibilidad de los equipos por encima del 97% considerando la criticidad de las actividades asociadas, lo que a su vez genera un mayor número de equipos conectados en forma paralela y altos niveles de eficiencia. También se cuenta con el respaldo de combustible, que de igual manera al caso anterior se debe contar con un sistema de almacenamiento para el combustible líquido (Diésel) en cada locación.

La operación y mantenimiento se convierte en actividades más dispendiosas y de mayor responsabilidad debido a que se deben atender tres centros de generación, en el momento en que se presenten inconvenientes en dos sistemas al mismo tiempo el número de personal de soporte debe ser mayor. La logística de transporte de combustible a cada uno de los centros de generación para ser almacenado y dar autonomía por un número determinado de días crea otra variable más a tener en cuenta. El costo del combustible líquido diésel actualmente es muy alto, su precio por galón no es competitivo frente a otras opciones de combustibles para uso de generación de energía eléctrica como lo es el GLP y el GN. Los impactos ambientales, principalmente emisiones de CO<sub>2</sub> son muy altas en el trabajo continuo de los motores alimentados con combustible líquido Diésel.

Todas las razones expuestas anteriormente, son argumentos suficientes a nivel técnico, operacional y ambiental para tener en cuenta en el campo Aíra y evaluar la opción del sustento de energía eléctrica a través de alternativas de combustible como GLP o GN y bajo la topología de un centro de Generación eléctrica que distribuya a las dos locaciones continuas la energía eléctrica a través de una transmisión en media tensión. Ahora bien, es necesario ahondar un poco en los estudios económicos pertinentes para definir si la alternativa propuesta es o no la más viable a implementar en este campo.

Como se ha sustentado el campo Aire no tiene combustibles como el GN y el GLP asociados a la producción de crudo, por tanto, en el momento de pensar en un combustible idóneo para la aplicación, más económico y una tecnología confiable como alternativa de generación eléctrica para el sustento del campo en general, surgen muchas opciones a evaluar.

El trabajo se hace más complejo si tenemos en cuenta todas las situaciones evaluadas con anterioridad y el panorama actual del campo Aíra, sin embargo, la labor la realiza un grupo de ingeniería del campo con la asesoría de una empresa externa especializada en la búsqueda de opciones de generación eléctrica en sitio para autoconsumo.

El primer análisis que realizan, es sustentar que su punto de partida es la búsqueda de alternativas económicas, eficientes y con estabilidad en el tiempo en materia de Generación de energía eléctrica. Esto con base a que uno de los principales impactos en su economía mensual es el costo de energía eléctrica para el sustento de las actividades diarias del campo.

Luego realizan la convocatoria con un grupo de siete empresas conocidas en el sector y con experiencia en el manejo de combustibles alternos al Diésel y generación eléctrica en sitio, para tener la evaluación y propuesta económica de cada una de ellas, esto ocurre después de la visita al campo Aíra y del suministro de información de manera confidencial de la documentación necesaria para el análisis de soluciones integrales.

A continuación las empresas presentadas con cada una de las alternativas propuestas y evaluadas a través de la tarifa por *kWh*

Las opciones de combustibles según las propuestas presentadas anteriormente son: Diésel, Gas Natural, Fuel Oil, Crudo, Diésel más Progen y GLP. Adicional dentro de las opciones se evalúan diferentes ofertas de instalación y topologías de operación. Una, dónde se concentra toda la instalación y se distribuye la energía eléctrica a través de estructuras y cableados de media tensión 13,8KV en las dos locaciones adicionales del campo Aíra, y la otra, es la instalación descentralizada con instalaciones en cada pozo del campo Aíra.

El siguiente paso, es evaluar cada una de las alternativas a nivel financiero de las presentadas por las distintas empresas, analizando los valores de Capex y de Opex que cada uno tuvo en cuenta y que se reflejaron directamente en las tarifas de venta de energía, precio por kWh. A continuación, se presenta el análisis que realizó el grupo de ingeniería del campo Aíra para poder comparar las empresas:

**Tabla 8** Resumen de las alternativas presentadas

Empresa	Alternativa presentada	Alcance	Años de proyección
1. Tabare	Renta de Generación Diesel y/o Fuel Oil para 3 MW	Instalación y puesta en marcha de grupos electrogenos autozincronizados. Operación y mantenimiento con personal en campo	3 años
2. Luna M	Alquiler de grupos electrogenos insonorizados de 500 KW - Autozincronizables en módulos de generación alimentados con crudo.	Instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de los equipos de generación eléctrica descentralizada para el sustento energético en cada punto. Sustento técnico con personal en campo es parte del alcance. Todas las instalaciones eléctricas, el suministro de combustible y el almacenamiento es responsabilidad del campo/aire.	1-3 años
3. Perseo	Servicio de suministro de gas natural por sistema de almacenamiento comprado.	Entrega de gas natural como combustible operativo a las instalaciones de campo/aire, por medio de la distribución y almacenamiento en tanques de gas natural de alta presión (200 bar), transportados mediante camiones para su ubicación y uso en las plantas.	3-5 años
4. Gladiadora	Alquiler de grupos electrogenos de Gas Natural	Renta e instalación de los equipos de Gas Natural. Suministro de tanque de almacenamiento, operación y mantenimiento con personal en campo, no incluye hospedaje, transporte ni alimentación de técnicos.	N/A
5. Tabare	Renta de Generación de Gas Natural	Instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de los equipos de generación eléctrica descentralizada para el sustento energético en cada punto. Sustento técnico con personal en campo es parte del alcance. Todas las instalaciones eléctricas, el suministro de combustible y el almacenamiento es responsabilidad del campo/aire.	3 años
6. Contrapunto	Suministro de Gas Natural a través del sistema GNC para generación eléctrica	Punto de compresión (Aguazul) Casanare, este gas no tiene condiciones RUT pero está en condiciones aptas para uso en Generación eléctrica. El transporte se realiza por vía terrestre en camiones. La descompresión se realiza en las instalaciones de campo/aire. El volumen de consumo se basa en un consumo aproximado de 230 MBTU por cada 1 MW instalado. La tarifa no incluye decuación de terrenos, obras civiles, eléctricas, mecánicas e instrumentación ni telecomunicaciones	3 años
7. Dictador	Alquiler de grupos electrogenos de Gas Natural	Instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de grupos electrogenos de Gas Natural, sincronizados e instalados de manera descentralizada en el campo/aire.	1-3 años
8. Zeus	Centro de Generación eléctrica con Modelamiento de PPA (Power-Purchase-Agreement)	Instalación de un centro de generación eléctrica con grupos electrogenos de Gas Natural sincronizados en la ubicación principal del campo/aire. Operación y mantenimiento con personal de todo el campo Distribución de energía eléctrica en media tensión de 3,8KV y otras instalaciones de campo/aire. La tarifa de energía eléctrica incluye: Obras civiles, eléctricas, mecánicas e instrumentación y control, transformación, instalación de red eléctrica y transformación de la energía en el punto de consumo Construcción de un CCM (centro de control de motores) Suministro de combustible, transporte y descompresión en sitio.	3 años

## 5.1 OPCIÓN TABARÉ:

**Tabla 9** Análisis Tabaré

Análisis Tabaré - Renta Generación Diesel y/o Fuel Oil				
Capacidad Operativa: 3 MW				
OpEx				
Equipo	Capacidad	Costo COP	Cantidad	Costo Total
Generador Operando	500	\$ 468.827	9	\$ 4.219.443
Generador Stand by	500	\$ 241.667	3	\$ 725.001
Tablero Transferencia	1200 Amp	\$ 140.000	3	\$ 420.000
Generador Operando			0	\$ -
Generador Stand by			0	\$ -
<b>Total COP</b>				<b>\$ 5.364.444</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 2.751,00</b>
CapEx				
Movilización Generador	1000	\$ 8.800.000	0	\$ -
Desmovilización Generadores	500-400	\$ 3.750.000	0	\$ -
Movilización Generador	500-400	\$ 3.750.000	8	\$ 30.000.000
Conexión de fuerza Generador		\$ 46.500.000	0	\$ -
Conexión de generación		\$ 21.000.000	12	\$ 252.000.000
Certificación Grandes Consumidores		\$ 35.000.000	1	\$ 35.000.000
Obras Eléctricas Transmisión aérea		\$ 973.797.962	1	\$ 973.797.962
Obra eléctrica tablero CCM		\$ 400.000.000	1	\$ 400.000.000
Obras Mecánicas		\$ 110.754.252	1	\$ 110.754.252
Obras Civiles		\$ 292.620.730	1	\$ 292.620.730
<b>Total COP</b>				<b>\$ 2.094.172.944</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 1.073.934,84</b>
Diferido	1	360		\$ 2.983
Diferido	3	360		\$ 994
Diferido	5	360		\$ 597

## 5.2 OPCIÓN LUNA (M)

**Tabla 10** Análisis Luna

Análisis Luna (M) 1 año - Renta Generación Crudo				
Capacidad Operativa: 3 MW				
OpEx				
Equipo	Capacidad	Costo COP	Cantidad	Costo Total
Generador Operando	500	\$ 704.371	9	\$ 6.339.339
Generador Stand by	500	\$ 336.223	3	\$ 1.008.669
Módulo de generación con Crudo		\$ 879.328	2	\$ 1.758.656
Transporte Crudo a AIRA6				
Bus de Carga 5000 A		\$ 138.450	2	\$ 276.900
Contenedor Almacen 20 Ft	1	\$ 63.450	1	\$ 63.450
<b>Total COP</b>				<b>\$ 9.447.014</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 4.845</b>

Análisis Luna (M) 3 años - Renta Generación Crudo				
OpEx				
Equipo	Capacidad	Costo COP	Cantidad	Costo Total
Generador Operando	500	\$ 648.021	9	\$ 5.832.189
Generador Stand by	500	\$ 209.766	3	\$ 629.298
Módulo de generación con Crudo		\$ 808.982	2	\$ 1.617.964
Bus de Carga 5000 A		\$ 97.222	2	\$ 194.444
Transporte Crudo a AIRA6		\$ 360.000	0	\$ -
Contenedor Almacen 20 Ft	1	\$ 61.602	1	\$ 61.602
<b>Total COP</b>				<b>\$ 8.335.497</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 4.274,61</b>

Análisis Luna (M) 5 años - Renta Generación Crudo				
OpEx				
Equipo	Capacidad	Costo COP	Cantidad	Costo Total
Generador Operando	500	\$ 609.140	9	\$ 5.482.260
Generador Stand by	500	\$ 290.766	3	\$ 872.298
Módulo de generación con Crudo		\$ 744.263	2	\$ 1.488.526
Bus de Carga 5000 A		\$ 38.856	2	\$ 77.712
Transporte Crudo a AIRA6		\$ 360.000	0	\$ -
Contenedor Almacen 20 Ft	1	\$ 60.429	1	\$ 60.429
<b>Total COP</b>				<b>\$ 7.981.225</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 4.093</b>

**Tabla 11 CapEx**

CapEx						
Mov Generadores		\$	6.480.000	12	\$	77.760.000
Mov Módulo crudo		\$	2.317.500	2	\$	4.635.000
Mov Contenedor almacen 20 Ft		\$	6.480.000	1	\$	6.480.000
Mov Aditivo Crudo		\$	2.317.500	1	\$	2.317.500
Des Movilización TABARE		\$	3.750.000	4	\$	15.000.000
<b>Des Movilización LUNA M</b>		\$	91.192.500	1	\$	91.192.500
Conexiones eléctricas de poder		\$	21.000.000	12	\$	252.000.000
Tk de 5000 Gal / 120 Barriles	250 Bbl	\$	25.000.000	2	\$	50.000.000
Aforo de Tk		\$	1.200.000	2	\$	2.400.000
Dique		\$	30.000.000	1	\$	30.000.000
Línea de conexión entre tk Almace y Tk Crudo 80 Mts		\$	40.000.000	1	\$	40.000.000
Certificación Grandes Consumidores		\$	35.000.000	1	\$	35.000.000
Obras Eléctricas Transmisión aérea		\$	973.797.962	1	\$	973.797.962
Obra eléctrica tablero CCM		\$	400.000.000	1	\$	400.000.000
Obras Civiles		\$	292.620.730	1	\$	292.620.730
<b>Total COP</b>					\$	<b>2.273.203.692</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>				\$	<b>1.165.745</b>
<b>Diferido</b>	<b>1</b>	\$	<b>360</b>		\$	<b>3.238,18</b>
<b>Diferido</b>	<b>3</b>	\$	<b>360</b>		\$	<b>1.079,39</b>
<b>Diferido</b>	<b>5</b>	\$	<b>360</b>		\$	<b>647,64</b>

### 5.3 OPCIÓN PERSEO:

**Tabla 12 Análisis Perseo**

Análisis Perseo 3 años - Suministro GN Opción 1				
OpEx				
Equipo	Capacidad MBTU	Costo USD/MBTU	MBTU	Costo Total
Tarifa GN	1 @ 4 MW	\$ 11,74	739,9563	\$ 8.687,09
Tarifa GN	> 4MW	\$ 11,05	0	\$ -
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 8.687</b>

Análisis Perseo 1 años - Suministro GN Opción 2				
OpEx				
Equipo	Capacidad MBTU	Costo USD/MBTU	MBTU	Costo Total
Tarifa GN	300	\$ 15,67	739,9563	\$ 11.595,11
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 11.595</b>

CapEx						
Mantenimiento de vía		\$	80.000.000	1	\$	80.000.000
Nivelación de terreno 10X30 M		\$	50.000.000	0	\$	-
Obras mecánicas.		\$	50.000.000	1	\$	50.000.000
Scrubber		\$	10.000.000	1	\$	10.000.000
<b>Total COP</b>					\$	<b>140.000.000</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>				\$	<b>71.794,87</b>
<b>Diferido</b>	<b>1</b>	\$	<b>360</b>		\$	<b>199,43</b>
<b>Diferido</b>	<b>3</b>	\$	<b>360</b>		\$	<b>142,45</b>
<b>Diferido</b>	<b>5</b>	\$	<b>360</b>		\$	<b>131,05</b>

## 5.4 OPCIÓN GLADIADORA:

**Tabla 13** Análisis Gladiadora

Análisis Gladiadora - Renta Generación Gas				
OpEx				
Equipo	Capacidad	Costo COP	Cantidad	Costo Total
Generador Operando Gas	4000	\$ 6.240.000	1,6	\$ 9.984.000
Generador Costo Variable		\$ 29.250	2,75	\$ 1.930.500
Tablero de Transferencia		\$ 195.000	0	\$ -
Caseta Operador / Bodega		\$ 120.000	1	\$ 120.000
Baño portatil		\$ 80.000	0	\$ -
Alimentación 1 Operador		20000	\$ 3	\$ 60.000
Hospedaje 1 Operador		120000	\$ 1	\$ 120.000
<b>Total COP</b>				<b>\$ 12.214.500</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 6.263,85</b>

Análisis Gladiadora- Renta Generación Diesel Back Up				
OpEx Back Up				
Equipo	Capacidad	Costo COP	Cantidad	Costo Total
Generador Operando Diesel	4500	\$ 1.716.000	0	\$ -
Generador Stand by Diesel	4500	\$ 663.000	0	\$ -
<b>Total COP</b>				<b>\$ .</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ .</b>

CapEx				
Adecuaciones civiles		\$ 25.000.000	0	\$ -
Movilización Generador Gas		\$ 48.750.000	0	\$ -
Instalación Gas		\$ 29.250.000	0	\$ -
Movilización Generador Diesel		\$ 6.825.000	0	\$ -
Des Movilización Generador Diesel	TABARE	\$ 3.750.000	4	\$ 15.000.000
Conexión de fuerza Generador		\$ 21.000.000	8	\$ 168.000.000
Monitoreo de Gases		\$ 25.350.000	9	\$ 228.150.000
Obras Eléctricas Transmisión aérea		\$ 973.797.962	1	\$ 973.797.962
Obra eléctrica tablero CCM		\$ 400.000.000	1	\$ 400.000.000
Obras Mecánicas		\$ 110.754.252	1	\$ 110.754.252
Obras Civiles		\$ 292.620.730	1	\$ 292.620.730
<b>Total COP</b>				<b>\$ 2.188.322.944</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 1.122.216,89</b>
Diferido	1	360		
Diferido	3	360		\$ 1.039,09
Diferido	5	360		\$ 623,45

## 5.5 OPCIÓN CONTRAPUNTO

**Tabla 14** Análisis Contrapunto

Análisis Contrapunto 3 años - Suministro GN				
OpEx				
Equipo	Capacidad	Costo USD/MBTU	MBTU	Costo Total
Tarifa GN	0-500	\$ 12,57	739,9563	\$ 9.301,25
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 9.301</b>
Análisis Contrapunto 3 años - Suministro GN Condiciones Rut				
OpEx				
Equipo	Capacidad	Costo USD/MBTU	MBTU	Costo Total
Tarifa GN - Condiciones RUT	0-500	\$ 13,94	739,9563	\$ 10.314,99
<b>Total USD</b>	<b>1900</b>			<b>\$ 10.315</b>
CapEx				
Mantenimiento de vía		\$ 80.000.000	3	\$ 240.000.000
Nivelación de terreno 10X30 M		\$ 50.000.000	1	\$ 50.000.000
Obras mecánicas en alta 15M y baja enterrada 60 M conexión descompresora a Generación.		\$ 25.000.000	1	\$ 25.000.000
<b>Total COP</b>				<b>\$ 315.000.000</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 161.538,46</b>
<b>Diferido</b>	<b>1</b>	<b>N/A</b>		<b>\$ -</b>
<b>Diferido</b>	<b>3</b>	<b>\$ 360</b>		<b>\$ 149,57</b>
<b>Diferido</b>	<b>0</b>	<b>\$ 360</b>		<b>\$ -</b>

CapEx				
Adecuaciones civiles		\$ 15.000.000	1	\$ 15.000.000
Movilización Generador Gas		\$ 6.000.000	7	\$ 42.000.000
Movilización Generador Diesel		\$ 3.750.000	4	\$ 15.000.000
Grúa 80 Tn - Movilización		\$ 8.000.000	1	\$ 8.000.000
3 Dias Grúa		\$ 3.500.000	3	\$ 10.500.000
Conexiones eléctricas		\$ 21.000.000	13	\$ 273.000.000
Obras Eléctricas Transmisión aérea		\$ 973.797.962	1	\$ 973.797.962
Obra eléctrica tablero CCM		\$ 400.000.000	1	\$ 400.000.000
Obras Mecánicas		\$ 110.754.252	1	\$ 110.754.252
Obras Civiles		\$ 292.620.730	1	\$ 292.620.730
<b>Total COP</b>				<b>\$ 2.140.672.944</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 1.097.781</b>
<b>Diferido</b>	<b>1</b>	<b>360</b>		<b>\$ 3.049,39</b>
<b>Diferido</b>	<b>3</b>	<b>360</b>		<b>\$ 1.016,46</b>
<b>Diferido</b>	<b>5</b>	<b>360</b>		<b>\$ 609,88</b>

## 5.6 OPCIÓN DICTADOR

**Tabla 15** Análisis Dictador

Análisis Dictador Energy - Renta Generación Gas 1 Año				
OpEx				
Equipo	Capacidad	Costo COP	Cantidad	Costo Total
Generador Operando Gas	3900	\$ 8.666.450	1,5	\$ 12.999.675
Generador Operando Diesel-TABARE	500	\$ 468.827	0	\$ -
Generador Back Up Diesel-TABARE	500	\$ 241.667	8	\$ 1.933.336
Tablero de Transferencia		\$ 195.000	0	\$ -
Caseta Operador / Bodega		\$ 120.000	1	\$ 120.000
Baño portátil		\$ 80.000	0	\$ -
Alimentación 1 Operador		20000	\$ 6	\$ 120.000
Hospedaje 2 Operador		120000	\$ 2	\$ 240.000
<b>Total COP</b>				<b>\$ 15.413.011</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 7.904,11</b>

Análisis Dictador Energy - Renta Generación Gas 3 Año				
OpEx				
Equipo	Capacidad	Costo COP	Cantidad	Costo Total
Generador Operando Gas	3900	\$ 8.373.625	1,5	\$ 12.560.438
Generador Operando Diesel-TABARE	500	\$ 468.827	0	\$ -
Generador Back Up Diesel-TABARE	500	\$ 241.667	8	\$ 1.933.336
Tablero de Transferencia		\$ 195.000	0	\$ -
Caseta Operador / Bodega		\$ 120.000	1	\$ 120.000
Baño portátil		\$ 80.000	0	\$ -
Alimentación 1 Operador		20000	\$ 6	\$ 120.000
Hospedaje 2 Operador		120000	\$ 2	\$ 240.000
<b>Total COP</b>				<b>\$ 14.973.774</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 7.678,86</b>

CapEx para Obras propias PSA				
Adecuaciones civiles		\$ 25.000.000	0	\$ -
Movilización Generador Gas		\$ 75.000	0	\$ -
Instalación Gas		\$ 45.000	0	\$ -
Movilización Generador Diesel		\$ 10.500	0	\$ -
Des Movilización Generador Diesel	Bristol	\$ 3.750.000	4	\$ 15.000.000
Des Movilización Generador Diesel	So Energy	\$ 3.750.000	4	\$ 15.000.000
Coxeión de fuerza Generador		\$ 21.000.000	8	\$ 168.000.000
Monitoreo de Gases		\$ 25.350.000	0	\$ -
Obras Eléctricas Transmisión aérea		\$ 973.797.962	1	\$ 973.797.962
Obra eléctrica tablero CCM		\$ 400.000.000	1	\$ 400.000.000
Obras Mecánicas		\$ 110.754.252	1	\$ 110.754.252
Obras Cíviles		\$ 292.620.730	1	\$ 292.620.730
<b>Total COP</b>				<b>\$ 1.975.172.944</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 1.012.909,20</b>
Diferido	1	360		
Diferido	3	360		\$ 937,88
Diferido	5	360		

## 5.7 OPCIÓN ZEUS

**Tabla 16** Análisis Zeus

Análisis ZEUS 3 años con obras incluidas / KW-H				
OpEx				
Equipo	Capacidad KW-H	KW-H	MBTU	Costo Total
Tarifa GN	2.750,00	\$ 435,00		\$ 28.710.000,00
Tarifa GN			0	\$ -
<b>Total COP</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 28.710.000</b>
<b>Total USD</b>				<b>\$ 14.723,08</b>

Análisis ZEUS 3 años - KH-H sin obras incluidas				
OpEx				
Equipo	Capacidad MBTU	Costo USD/MBTU	MBTU	Costo Total
Tarifa GN	2.750,00	\$ 400,00		\$ 26.400.000,00
<b>Total COP</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 26.400.000</b>
<b>Total USD</b>				<b>\$ 13.538,46</b>

CapEx Común para los proyectos				
Mantenimiento de vía		\$ 80.000.000	3	\$ 240.000.000
Nivelación de terreno 10X30 M		\$ 50.000.000	0	\$ -
Obras mecánicas.		\$ 50.000.000	1	
Scrubber		\$ 10.000.000	1	
<b>Total COP</b>				<b>\$ 240.000.000</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 123.077</b>
<b>Diferido</b>	<b>1</b>	<b>\$ 360</b>		
<b>Diferido</b>	<b>3</b>	<b>\$ 360</b>		<b>\$ 341,88</b>
<b>Diferido</b>	<b>5</b>	<b>\$ 360</b>		

CapEx				
Adecuaciones civiles		\$ 25.000.000	0	\$ -
Movilización Generador Gas		\$ 48.750.000	0	\$ -
Instalación Gas		\$ 29.250.000	0	\$ -
Movilización Generador Diesel		\$ 6.825.000	0	\$ -
Des Movilización Generador Diesel	TABARE	\$ 3.750.000	4	\$ 15.000.000
Des Movilización Generador Diesel	GLADEADORA	\$ 3.750.000	4	\$ 15.000.000
Coxeión de fuerza Generador		\$ 21.000.000	8	\$ 168.000.000
Monitoreo de Gases		\$ 25.350.000	9	\$ 228.150.000
Obras Eléctricas Transmisión aérea		\$ 973.797.962	1	\$ 973.797.962
Obra eléctrica tablero CCM		\$ 400.000.000	1	\$ 400.000.000
Obras Mecánicas		\$ 110.754.252	1	\$ 110.754.252
Obras Civiles		\$ 292.620.730	1	\$ 292.620.730
<b>Total COP</b>				<b>\$ 2.203.322.944</b>
<b>Total USD</b>	<b>1950</b>			<b>\$ 1.129.909,20</b>
<b>Diferido</b>	<b>1</b>	<b>360</b>		
<b>Diferido</b>	<b>3</b>	<b>360</b>		<b>\$ 1.046,21</b>
<b>Diferido</b>	<b>5</b>	<b>360</b>		<b>\$ 627,73</b>

En el siguiente cuadro se muestra el consolidado de las propuestas presentadas por cada una de las empresas, comparándolas a través de la tarifa por *Kwh* (Kilovatio/hora) y por cada uno de los combustibles propuestos.

**Tabla 17** Consolidado de las propuestas presentadas por cada una de las empresas

Tipo Costo	Detalle	Diesel KW-H COP	Crudo 60% + Diesel 40% KW-H COP	GN / Diesel KW-H COP	GN / GLP KW-H COP
CapEx	Obras Mecánicas, Eléctricas, civiles movilizaciones	\$ 29	\$ 32	\$ 35	\$ 45
OpEx	Terpel Diesel 100%	\$ 660	\$ 535	\$ 474	\$ 401
	Diesel + Progen (50%-50%)	\$ 638			
OpEx + CapEx	Terpel Diesel 100%	\$ 690	\$ 567	\$ 509	
	Diesel + Progen (50%-50%)	\$ 668			
	Empresa	Tabare	Luna (M)	Perseo+ Gladiadora	ZEUS

En este cuadro se refleja el porcentaje de ahorro económico respecto al combustible líquido Diésel, utilizado anteriormente para la generación de energía eléctrica del campo AIRA. Cada porcentaje es comparado respecto a la tarifa económica presentada por las empresas.

**Tabla 18** Consolidado Generación respecto a Diésel

Consolidado Generación AIRA 20140613 en % Ahorro con respecto a Diesel					
Tipo Costo	Detalle	Diesel KW-H COP	Crudo 60% + Diesel 40% KW-H COP - (%)	GN / Diesel KW-H COP - (%)	GN / GLP KW-H COP - (%)
CapEx	Obras Mecánicas, Eléctricas, civiles movilizaciones	\$ 29	\$ 32	\$ 35	\$ 45
OpEx	Terpel Diesel 100%	\$ 660	19%	28%	39%
	Diesel + Progen (50%-50%)	\$ 638	16%	26%	37%
OpEx + CapEx	Terpel Diesel 100%	\$ 690	18%	26%	#¡VALOR!
	Diesel + Progen (50%-50%)	\$ 668	15%	24%	#¡VALOR!
	Empresa	Tabare	Luna (M)	Perseo + Gladiadora	ZEUS

Por último, se realiza un análisis de las propuestas presentadas a 3 años de suministro del servicio de energía eléctrica, específicamente del capex a utilizar por cada una de las empresas.

**Tabla 19** Consolidado del Campo Aíra a 3 años

Consolidado Generación AIRA 20140613 CapEx USD x 3 años					
Tipo Costo	Detalle	Diesel USD	Crudo 60% + Diesel 40% USD	GN / Diesel USD	GN / GLP USD
CapEx	Obras Mecánicas, Eléctricas, civiles movilizaciones	\$ 1.073.935	\$ 1.165.745	\$ 1.276.063	\$ 1.402.462
	Empresa	Tabare	Luna (M)	Perseo + Gladiadora	ZEUS

Luego del análisis técnico y financiero de las 8 propuestas enviadas por siete empresas del sector reconocidas y con experiencia en este tipo de proyectos, se concluye que el valor comparativo se realiza a través de la tarifa ofrecida por cada uno de los interesados, este valor expresado en COP (pesos colombianos) por kWh, sustenta todo el alcance y las labores a realizar por los contratistas, también los porcentajes de confiabilidad, la topología de operación, construcción y ubicación de equipos que en algunos casos era centralizada y en otros descentralizada, costos de combustible, responsabilidades y demás.

El ejercicio resulta interesante cuando se evidencia lo que realmente se quiere implementar dentro del campo AIRA, todas las propuestas llevan consigo argumentos a favor y en contra, alcances amplios o muy cortos, inclusive se encontraron uniones temporales entre las empresas con el ánimo de oferta un servicio integral que simplificara la labor del personal del campo a la hora de entenderse con dos contratistas distintos.

Finalmente se escoge a la empresa ZEUS quien sustenta el alcance más amplio respecto a las demás empresas, adicional se identifica bajo un distintivo claro y es el modelo de negocio que planteo a través de la estructura PPA (*power, purchase agreement*), lo que resulta ser muy atractivo para el grupo de ingeniería encargado de viabilizar la opción más óptimo en generación de energía eléctrica a implementar en el campo Aíra.

Básicamente el planteamiento fue realizar un centro de Generación eléctrica compuesto por 10 grupos electrógenos sincronizados en trabajo continuo, e instalados en la locación principal del campo. Transformar la energía y distribuirla a los demás pozos a través de la construcción de una línea eléctrica en media tensión (13,8KV), una vez llegara la energía a cada punto de consumo se transforma nuevamente a la baja y se entrega a un nivel de operación de 480V. Toda la construcción de las instalaciones, de la red eléctrica del CCM

(cuarto de control de motores), del sistema de descompresión del Gas Natural, tanque de almacenamiento de GLP que iba a ser el combustible de respaldo del Gas natural, los sistemas de vaporización (etapa antes de enviar el combustible GLP a los motores) y finalmente la operación y mantenimiento; iban incluidos dentro del alcance de este contratista.

Todo lo anterior bajo el acuerdo que luego de transcurridos 36 meses de operación y facturación mensual por el servicio prestado, la planta pasaba a ser propiedad del campo Aíra. Razón definitiva para la decisión tomada, además de ser la tarifa más competitiva, de realizar un planteamiento dónde no se utiliza el combustible líquido Diésel ni de back up o respaldo a un sistema principal, estar totalmente responsabilizando a un solo contratista de todo el sistema integral, principalmente el suministro y transporte de combustible que para el caso eran GN y GLP garantizando altos niveles de confiabilidad como lo es un 97% y planteando un sistema de respaldo con combustible almacenado más económico que el diésel como lo es el (GLP) y dando una autonomía para 3 días de operación continua.

Otra variable importante que se evaluó exhaustivamente fue la confiabilidad técnica, era de las únicas plantas en el país a implementar con sistema de respaldo con combustible GLP. La oferta técnica de ZEUS se basaba en la instalación de diez grupos electrógenos ensamblados en Argentina y conformados por un motor alemán con relación de compresión de RC:8.7:1 y generador Stanford, un sistema de control y automatización que permitía el anclaje automático a través de un interruptor termo magnético para la sincronización con los demás equipos, lo que permite un trabajo en equipo y una repartición de carga entre varios asociados a un mismo barraje, adicional del monitoreo continuo de las variables más representativas en el motor y en el generador que integran un grupo electrógeno.

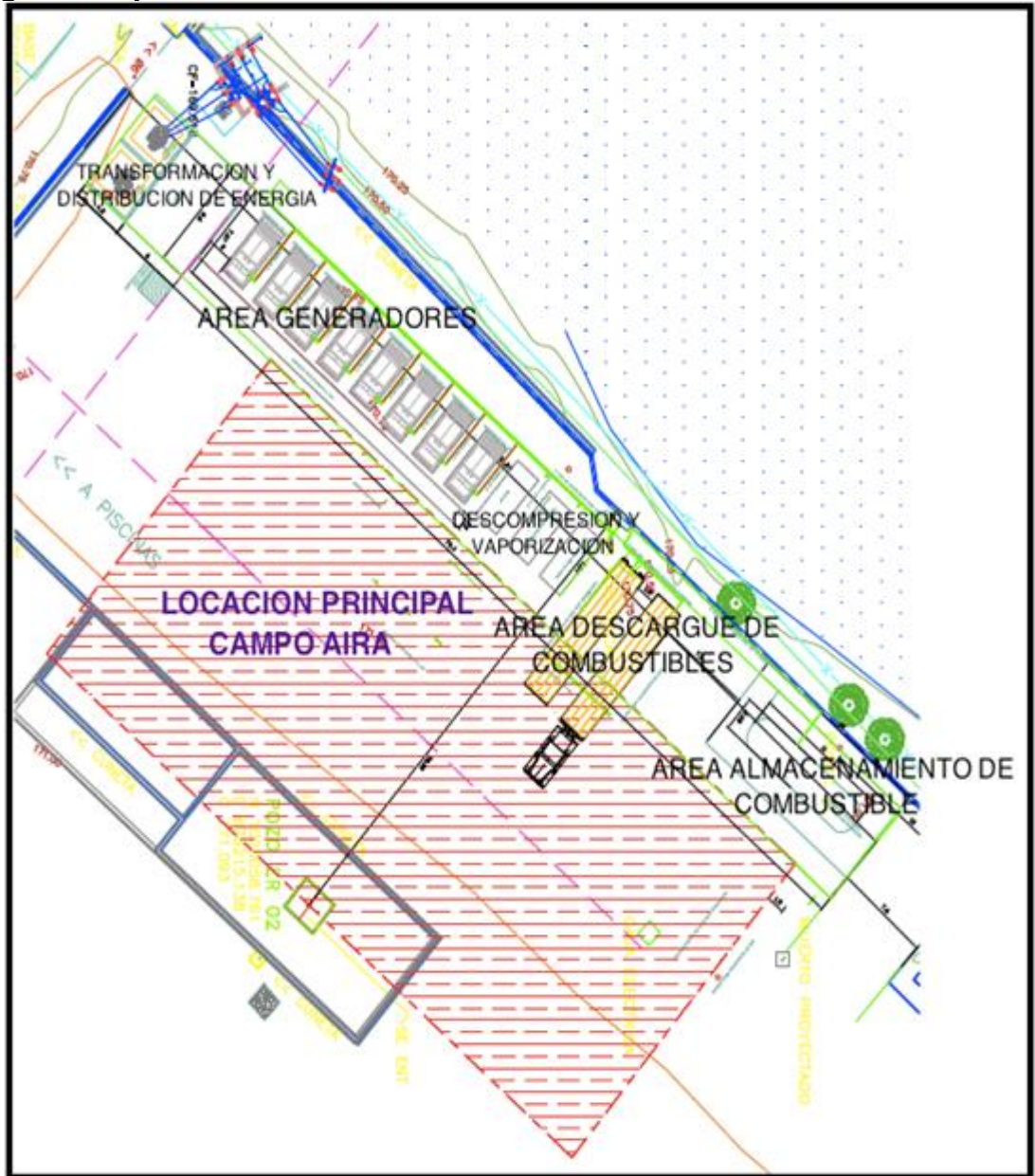
Por otro lado, la instalación del sistema de transformación conformado por dos elevadores cada uno de capacidad de 2MVA a 13,8kV y la construcción de una red eléctrica con distancia a cada uno de los pozos cercanos a la locación principal del campo AIRA, es decir una red de 2,5Km de distancia.

Finalmente, la adecuación cerca de la instalación de los generadores del área para el tránsito de los camiones con combustible GN y GLP, que por día se estimaban unos tres. Igualmente, el sistema de compresión y vaporización, el espacio para un tanque de almacenamiento de 18.000 Galones.

Construcción de un CCM (cuarto de control de motores) dónde se ubicaban todos los tableros de baja y media tención del grupo de generadores y de los transformadores, a su vez, se lleva el monitoreo remoto continuo con el sistema SCADA de todo el centro de generación y es el sitio indicado para el personal en campo.

A continuación, se presenta un Layout general de lo que se instaló en el campo Aíra luego de la asignación del proyecto al contratista ZEUS:

**Figura 4** Layout General



## **6. REALIZAR UN COMPARATIVO GENERAL DONDE SE ENFATICE LAS VENTAJAS COMPETITIVAS Y EL IMPACTO AMBIENTAL QUE SE ESTÁ OCACIONANDO O MITIGANDO CON LA ALTERNATIVA ESCOGIDA EN EL CASO HIPOTETICO**

Al escoger la alternativa Zeus para suministrar el servicio de energía eléctrica al campo AIRA, se analiza cómo se ha venido mencionando principalmente el factor económico, sin embargo, entran en evaluación partes importantes como las que se presentan a continuación.

### **6.1 NIVEL TÉCNICO:**

- Un Generador de energía eléctrica está conformado por el funcionamiento del acople directo de un motor y un Alternador, comandados por un gobernador electrónico que indica todos los parámetros operativos, preventivos y correctivos que se deben tener en cuenta para el funcionamiento continuo de los mismos.
- Debe considerarse un factor de potencia del grupo de generadores en trabajo continuo y en paralelo adecuado para la integración del sistema en general, es decir con cargas asociadas, este debe estar cercano o igual al 0,9, lo que indica que la cantidad de energía reactiva no va a superar el 50% en conjunto con la energía activa que es la que realmente interesa y se refleja en los medidores o contadores de energía.
- Se fortalece la infraestructura eléctrica ya que se implementa la construcción de redes de distribución de energía a una tensión de 13,8 KV con el fin de llegar con la energía de una manera más confiable y segura a las demás locaciones del campo AIRA.
- Se aumenta la confiabilidad del sistema integral, ya que se implementa un centro de generación localizado, es decir se reduce el número de equipos localizados de manera descentralizada y se concentran en un mismo lugar, lo que implica que garantizando una potencia total instalada se genere una confiabilidad y disponibilidad del 97%.
- Se reduce la actividad operacional y de mantenimiento, porque ya no se deberán atender tres centros de generación, uno en cada locación, sino solamente el ubicado en la locación principal.

- Se reduce la adquisición de activos de almacenamiento de combustible en cada locación del campo Aíra, será necesario uno en la locación principal, que brinde autonomía para tres días de contingencia.
- Se aumenta la responsabilidad y criticidad del sistema en General, es decir el manejo y dependencia de la logística de transporte terrestre del gas Natural y el GLP, la dificultad de almacenamiento del Gas Natural por ser un combustible gaseoso, el aumento de seguridad a la hora de manipular estos combustibles, por su alta volatilidad. Esta seguridad deberá ser brindada por la alternativa ZEUS escogida por su alta experiencia en este tipo de aplicaciones.
- Es necesario conocer los protocolos operativos que va a tener la empresa ZEUS con su personal técnico ya que estos deben trabajar de la mano con los establecidos en el campo Aíra. Los personales de ambas partes deberán estar alineados dado que uno depende del otro, por tanto, se deben resaltar principalmente protocolos de contingencia, de caída de producción, de impactos sociales con la comunidad de influencia, prever los posibles paros e interrupción del tránsito en la vía.

## **6.2 NIVEL AMBIENTAL:**

- Se aumentan las exigencias a nivel ambiental por la actividad de autogeneración dentro del campo Aíra, lo que implica un procedimiento de modificación a la licencia Ambiental existente para incluir la actividad de transformación, redes y distribución a un nivel de tensión de 13,8KV de la energía eléctrica. Este procedimiento se debe realizar ante la ANLA, que es el ente que regula a nivel ambiental en el sector de hidrocarburos las actividades dentro de las locaciones.
- Se desarrolla un informe de seguimiento durante los primero 6 meses de actividad de autogeneración con la solución presentada por el campo ZEUS, específicamente de medición de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en el medio ambiente y hasta un perímetro de 3 a 5 metros de proximidad al centro de Generación, esto con el fin de mitigar los impactos en el personal operativo y de mantenimiento que interactúan diariamente en las zonas de influencia. El resultado arrojado es una mitigación en los niveles de contaminación al medio ambiente entre un 15y un 20%.
- Se desarrolla un informe de monitoreo y de seguimiento al ruido arrojado por los doce generadores acoplados paralelamente y en funcionamiento continuo en la locación principal del Campo Aíra, lo que se identifica es que están por encima de los niveles permitidos en instalaciones industriales y demás, que es de 75 a 80 DB, sin embargo el ruido

ocasionado está en 95 DB, por lo que se decide implementar unas mamparas acústicas al rededor del centro de generación eléctrica para mitigar este impacto ambiental, el resultado que se obtiene luego de la medición posterior a la medida de mitigación implementada es de 78 DB quedando de esta manera en rango.

De esta manera se concluye que la opción escogida e implementada, para el sustento de energía eléctrica asociado a las actividades del campo Aíra y sus locaciones fue la mejor a nivel económico, técnico y medio ambiental. Considera y cobija fortalezas y amenazas, pero al realizar un análisis integral sobresalen las fortalezas, el ahorro económico, la simplicidad en operación y mantenimiento, la experiencia y confiabilidad de la empresa ZEUS contratada, los favorecimientos en la reducción de emisiones respecto a las ocasionadas con el combustible líquido Diésel.

## 7. CONCLUSIONES

- El desarrollo del centro de generación eléctrica en el campo Aíra y la distribución a través de la red de media tensión a las demás locaciones, representa la mejor opción de acuerdo a la solución técnica planteada. La tecnología escogida es dual, lo que significa que con cada generador eléctrico a Gas Natural se tiene el respaldo a GLP es decir que solo se requiere de una tecnología para tener la generación continua y el back up, lo que implica no tener gastos adicionales a la hora de pensar en otra tecnología como plantas de respaldo .
- El combustible de respaldo para el funcionamiento del centro de generación eléctrica del campo Aíra en la locación principal es el GLP, por tanto, este se debe almacenar y tener disponible ante cualquier contingencia. Este combustible al igual que el Diésel, es un combustible líquido lo que facilita su almacenamiento y manipulación con la bondad de que su valor económico es más bajo teniendo en cuenta un factor aproximado de siete veces menos comprado con el Diésel.
- El modelo planteado y escogido por la empresa ZEUS resulta ser el más conveniente técnica y económicamente, si se enfoca en este ultimo la propuesta fue basada en ofrecer una instalación de un centro de generación principal en la locación del campo AIRA a todo costo pero sin que el contratante incurriera en gastos iniciales , es decir toda la inversión la realiza la empresa ZEUS y se transfiere vía tarifa por unidad de potencia generada KW/H y de acuerdo a una liquidación mensual dónde se tiene un costo por generación equivalente a \$446 por unidad generada kw/h y un costo adicional que se paga bajo la figura BOMT (modalidad de contratación en la que el contratista se compromete a realizar la construcción de la planta, operarla y mantenerla hasta la fecha de terminación del contrato, momento en el cual se transfiere la propiedad de los activos de baja) de \$64 también por unidad de potencia generada kw/h, es decir que al final se refleja en tener un Kw/h definitivo en \$510 frente al valor del kw/h que estaban pagando con generación diésel a \$700, es decir un costo 28% más elevado.
- La empresa ZEUS presenta una opción viable técnicamente, considerando que fueron los únicos que plantearon abastecer toda la demanda energética del campo AIRA y sus locaciones con una construcción centralizada y localizada en la dependencia principal, lo que se reflejó en una optimización en términos de operación y mantenimiento, de eficiencia energética, de almacenamiento de combustibles, de personal y de aumento de la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

- Los contratos presentados bajo el esquema de financiación y planteamiento ofrecidos por la empresa ZEUS se deben viabilizar teniendo en cuenta los años de proyección, estos proyectos resultan interesantes si como mínimo se garantizan tres años de suministro continuo del servicio, con esto se garantiza una tasa interna de retorno (TIR) mayor al 20%.
- Cuando se plantea un proyecto de generación de energía eléctrica con tecnología dual se debe tener conciencia que el CAPEX se elevará por el costo representativo de los equipos, pero por el contrario el OPEX reflejado en la operación y mantenimiento de los equipos disminuye notablemente comparado con los equipos Diésel, lo que al final se refleja en una compensación y amortización en la proyección en los años, de ahí la importancia de tener un contrato a largo plazo y esto se reflejó específicamente en el campo Aíra en una mejora de la tarifa frente a la que se tenía anteriormente con generación basada en combustible líquido.
- La generación eléctrica según la opción escogida va a ser sustentada con combustible principal Gas natural, lo que implica un cuidado especial en los procesos de seguridad y manipulación del personal operativo y de los procesos alternos que se tienen en el campo. Este combustible tiene una alta volatilidad por tener un peso molecular más liviano que el aire, sin embargo, la presión alta de 3600 libras necesarias para su transporte hasta el campo AIRA y el proceso de descompresión para la alimentación de los grupos electrógenos puede resultar peligroso si no se tiene previsto un estándar mínimo de precaución, por esta razón es de gran importancia que todos estos procesos estén alineados a protocolos y divulgación en campo.
- El combustible escogido de respaldo GLP ( Gas licuado petrolero) es un combustible que tiene el doble del poder calorífico comparado con el Gas Natural, lo que implica ser un combustible más calórico y con más posibilidad de detonación en el motor de los grupo electrógenos a instalar, el indicie KWI encargado de esta medida se maneja de mejor manera en motores de combustión interna de bajas potencias, es decir menores a 500 KW cada uno, de esta manera se disminuye el riesgo mencionado anteriormente.
- Los índices de particulado presentes luego del trabajo realizado en la cámara de combustión de los generadores diésel son mayores que en la combustión realizada por los combustibles GN y GLP, lo que se refleja notablemente en la cantidad de NOX y contaminación al medio ambiente. En conclusión, se consideran combustibles más limpios el Gas Natural y el GLP a la hora de ser comparados con el combustible líquido Diésel.

## 8. RECOMENDACIONES

- Es importante una vez se empieza la operación del centro de generación en el campo Aíra, llevar mediciones claras de los índices de contaminación para sustentar las mejoras que se están teniendo y a su vez los índices de contaminación auditiva (ruido), esto porque existe unos estándares que se deben cumplir en este tipo de instalaciones aproximadamente entre 75 y 80 DB a un metro de distancia, de no cumplirse se deben analizar medidas en las tecnologías para mitigar este impacto.
- La operación continua y eficiente del centro de generación dependerá de la demanda asociada principalmente a la producción y extracción de crudo y a otras actividades que representan una alta criticidad e importancia en el campo, por lo anterior la planta debe garantizar un porcentaje mínimo de confiabilidad del 97% en operación continua.
- Se deben establecer protocolos de arranque y parada de la planta ante cualquier eventualidad presentada, de ahí dependerá la optimización en los tiempos de respuesta una vez lo amerite. Por ser una instalación eléctrica se debe llevar el registro continuo de las variables eléctricas principales del motor y generador con esto se evidenciará el trabajo apropiado y la estabilidad en la operación.
- Dentro de las locaciones del campo, es de vital importancia dar cumplimiento a los estándares de seguridad y calidad que se han establecidos, además porque su función radica en el cuidado de la vida e integridad humana. Para el caso específico de la planta de generación eléctrica a montar en el campo Aira, esta trae consigo varias actividades dónde es necesario tener especial cuidado tanto en las concernientes a la parte eléctrica como a las mecánicas y de Gas, para ello es importante como mínimo que el personal designado para la operación y mantenimiento dar cumplimiento al porte de los EPP.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Circular N. 18 de 21 de agosto de 2014

ECOPETROL. Especiales [En línea] Tomado de:  
<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/revistae-4/11.html>

----- Medio Ambiente. Marco de Actuación [En línea]  
<http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/medio-ambiente/gestión-ambiente-proactiva/eficiencia/enenergia>.

GAS NATURAL EN COLOMBIA Cifras consolidadas 2015. Cap 4

PORTAFOLIO. US\$ 210 millones en energía al año ahorraría Ecopetrol. [En línea]  
<http://www.portafolio.co/negocios/eficiencia-energetica-colombia-0>.  
Febrero 6 de 2014.

----- Impulsarán el gas licuado para generar energía. [En línea]  
<http://www.portafolio.co/economia/gas-licuado-la-generacion-energia>. Enero 24 de 2014

SUAREZ GUERRERO Fernando y CAMACHO LLANO, Fernando. Trabajo de Grado: estudiantes de posgrado en la Especialización en Administración de Empresas de la Universidad ECESI. 06-12-2002

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena del Gas licuado de petróleo 2013 [En línea]  
<http://www.sipg.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=sMAANh%2Fv3ak%3D&tabid=38&language=es-CO>.