

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA NUEVA
ALTERNATIVA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ADICIONAL
PARA EL CAMPO CASTILLA ECOPETROL SA.**

**MAURICIO JOSE BAEZ ATUESTA
DANNYS DANIEL JULIO AMAYA**

**Monografía de Grado para optar al título de Especialista en Gerencia de
Recursos Energéticos**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA
2016**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA NUEVA
ALTERNATIVA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ADICIONAL
PARA EL CAMPO CASTILLA ECOPETROL SA.**

**MAURICIO JOSE BAEZ ATUESTA
DANNYS DANIEL JULIO AMAYA**

**Trabajo de Monografía para optar por el Título de Especialistas en Gerencia
de Recursos Energéticos**

**CARLOS REY PhD
Director de Proyecto**

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGETICOS
BUCARAMANGA
2016**

Nota de aceptación:

Aprobado por el Comité Curricular del Programa de Ingeniería en Energía en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Autónoma de Bucaramanga para optar al Título de Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos.

JURADO CALIFICADOR 1

JURADO CALIFICADOR 2

Bucaramanga, octubre de 2016

Contenido

Introducción.....	7
1. Planteamiento del Problema y Justificación.....	8
2. Marcos de Referencia.....	8
2.1. Marco teórico.	8
2.3. Tipos de Combustibles.....	15
2.4. Transmisión de Energía.	16
2.5. Abastecimiento de (GNC) y (GLP).....	18
2.6. Transporte de Gas.	20
3. Marco Legal o Regulatorio.....	22
3.1. Marco contextual o situacional.	23
4. Estudio Técnico.	25
4.1. Análisis preliminares.	25
4.2. Selección y evaluación técnica del sistema propuesto.....	27
4.3. Ingeniería básica del proyecto.	29
5. Estudio Financiero.....	39
5.1. Establecimiento de la línea de base.....	39
5.2. Establecimiento del escenario y parámetros de la evaluación.....	42
5.3. Resultados finales de la evaluación económica.....	42
5.4. Análisis de sensibilidad y riesgos asociados a la inversión.....	43
6. CONCLUSIONES.....	48

TABLA DE FIGURAS

Figura 1 Fuente XM. Análisis del PIB vs Demanda de energía eléctrica en Colombia.	7
Figura 2 Configuración del mercado eléctrico Colombiano	10
Figura 3 Tipos de tecnologías para generación de energía eléctrica.	11
Figura 4 Capacidad efectiva neta del SIN.	11
Figura 5 Capacidad efectiva por tipo de generación.	12
Figura 6 Motor de combustión interna.	12
Figura 7 Esquema Ciclo Rankine Fuente: Guía ambiental para termodinámica (1999).....	13
Figura 8 Esquema turbina ciclo simple. Fuente: Guía ambiental para termodinámica (1999).	14
Figura 9 Esquema Ciclo stig Fuente: Guía ambiental para termodinámica (1999).	14
Figura 10 Esquema Ciclo Combinado Fuente: Guía ambiental para termodinámica (1999).	15
Figura 11 Aplicación de tecnologías por combustible. Fuente: Guía Ambiental para Termoeléctricas y Procesos de Cogeneración - Parte Aire y Ruido. Versión 01 enero de 1999.	15
Figura 12 Consumo de Combustibles para generación. Fuente: XM.	16
Figura 13 Entes Mercado Energético Colombiano. Fuente: CREG.	18
Figura 14 Red de transmisión Nacional. Fuente: UPME.	18
Figura 15 Declaración de producción de gas Natural.	20
Figura 16 Producción declarada de GLP por fuente de suministro.....	20
Figura 17 Ubicación Subestación La Reforma 230 KV.	24
Figura 18 Trazado esquemático Línea 220 Kv La Reforma.	25
Figura 19 Evaluación de precio de energía por combustible	26
Figura 20 Turbina T60 XQ 5200	28
Figura 21 Esquemático Planta de generación usando Motores de Combustión	28
Figura 22 Trazado Línea de Interconexión Subestación Eléctrica La Reforma- Subestación Eléctrica San Fernando (Nueva Subestación Campo de Producción).	29
Figura 23 Configuración Motor-Generador Turbina XQ 5200.	31
Figura 24 Cuarto de Control de Potencia T60 (PCR).	31
Figura 25 Tablero de control 13.8 Kv	32
Figura 26 Layout Planta de generación usando Turbinas T60 XQ 5200.	33
Figura 27 Layout Planta de generación usando Motores MWM TCG 2032 Modular Power Plant.....	38
Figura 28 Comparativo precio de bolsa/ Precio contrato de suministro	40
Figura 29 Variación del precio de energía relacionada a la variación de la tasa de cambio para la alternativa 1. Variación del precio: 3.4%	44
Figura 30 Variación del precio de energía relacionada a la variación de la tasa de cambio para la alternativa 2. Variación del precio: 14.7%.....	44
Figura 31 Variación del precio de energía relacionada a la variación de la tasa de interés para la alternativa 1 Variación del precio: 1%.....	45
Figura 32 Variación del precio de energía relacionada a la variación de la tasa de interés para la alternativa 2 Variación del precio: 1%.....	45

Figura 33 Variación del precio de energía relacionada a la variación de la tasa de interés para la alternativa 3 Variación del precio: 10.28%..... 45

Figura 34 Variación del precio de energía relacionada a la variación del precio de combustible para la alternativa 1. Variación del precio: 10.5%..... 46

Figura 35 Variación del precio de energía relacionada a la variación del precio de combustible para la alternativa 2. Variación del precio: 3.4%..... 46

Figura 36 Escenarios de oferta-demanda de gas natural 2016-2025..... 49

Figura 37 Balance de GLP Escenario básico 49

Introducción.

El desarrollo industrial a cualquier escala es energético-dependiente. Todo proceso de producción debe asegurar desde las fases preliminares a la ejecución del proyecto, la disponibilidad energética para el desarrollo del mismo; por tanto, los gerentes y planeadores deben estar abiertos a la evaluación de diferentes alternativas que permitan asegurar este esencial “commodity”. En este sentido, la planeación energética debe ser una herramienta indispensable para cualquier organización en busca de controlar un modelo de consumo energético.

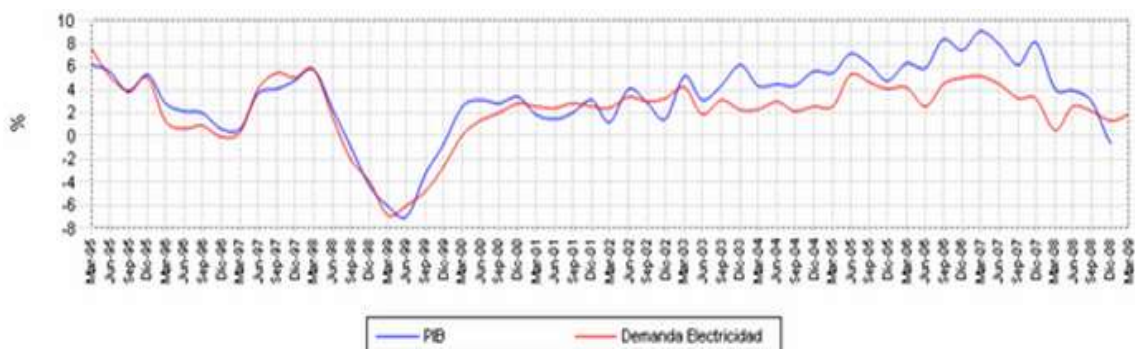


Figura 1 Fuente XM. Análisis del PIB vs Demanda de energía eléctrica en Colombia.

Desde la debacle del año 1992 (Hora Gaviria) en Colombia, las políticas de estado se encaminaron a la consolidación de estrategias tendientes a asegurar la disponibilidad de energía eléctrica en el territorio nacional. Si bien, este plan energético en gran medida, ha garantizado la confiabilidad del sistema eléctrico colombiano, en la actualidad el 52% del territorio nacional, donde se asienta el 79% de la población rural no cuenta con interconexión eléctrica y casi como “rule of thumb” es en estas zonas donde se desarrolla la explotación de recursos naturales de manera intensiva.

Bajo esta condición, la producción de petróleo crudo no es una excepción. En este negocio y casi como ningún otro, la continuidad del ciclo productivo es esencial para garantizar las rentabilidades esperadas. En el mayor de los casos la mencionada continuidad está relacionada de manera directa a garantizar una fuente de energía eléctrica robusta, confiable y disponible. Por ello, la autogeneración se posiciona como la mejor alternativa de planeación energética.

En este trabajo se pretende evaluar diferentes fuentes de generación de potencia eléctrica a partir de fuentes convencionales, de acuerdo a las necesidades específicas de un proyecto de ampliación de producción de petróleo crudo.

1. Planteamiento del Problema y Justificación.

Dentro del plan de explotación de un campo de producción de hidrocarburos en el oriente colombiano, para acelerar producción de petróleo, se requiere la ampliación en sistemas de tratamiento de crudo y disposición de agua, procesos que aceleran igualmente el consumo de energía eléctrica.

Los sistemas de disposición del agua (inyección de agua) demandan aproximadamente el 67% del consumo definido en el alcance de generación del presente documento. La compañía productora plantea la construcción de un sistema de inyección de agua, cuya capacidad será de 1.000.000 BWPD, esta se desarrollará en dos fases de 500.000 BWPD, en una locación que se ha denominado PAD de Inyección N°4, el cual se localiza a aproximadamente 5 km de la estación ACACIAS.

Actualmente el suministro energético del campo se hace a través de 2 centros de autogeneración y del Sistema Interconectado Nacional mediante contratos de suministro con comercializadores. Se evidencia un serio problema para garantizar el suministro energético que apalanque el plan de expansión debido a restricción de capacidad de transmisión de la red eléctrica conectada al SIN. En ese sentido se requiere la evaluación de la mejor alternativa para garantizar el abastecimiento energético del área de desarrollo, tanto para el sistema de inyección de agua como para el sistema de pozos asociados.

La Capacidad Efectiva Neta de Disponibilidad de Potencia de Generación Eléctrica requerida por la compañía productora es de 20.000 kW (esta potencia no considera el consumo de los servicios auxiliares de la planta), la capacidad Nominal y Bruta del Centro de Generación, serán definidas por el ejecutor del proyecto, de modo que el Centro de Generación pueda entregar la energía de manera confiable y no se generen salidas de las máquinas por arranques de motores de la estación de tratamiento.

2. Marcos de Referencia.

2.1. Marco teórico.

En el Complejo Energía-Combustible la forma de energía más versátil es, indudablemente, la energía eléctrica, lo que está dado por la facilidad de su uso en cualquier proporción, su accesibilidad y posibilidad de conversión, de manera

relativamente sencilla, a otros tipos de energía. A ello es preciso agregar la facilidad de su transportación económica a grandes distancias y en grandes bloques, todo lo que le ha dado, desde la época de su primera implementación práctica, una preferencia indiscutible y un lugar sin competencia en la vida que llamamos moderna.

En nuestro país, la consolidación de una iniciativa privada permitió en el siglo XIX el inicio de la prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia. La finalidad principal de las empresas constituidas fue generar, distribuir y comercializar electricidad. El esquema de propiedad privada se mantuvo durante la primera mitad del siglo XX, presentándose luego un cambio gradual en la propiedad de las empresas existentes hasta su completa estatización, cambio que fue presionado por la clase política de las diferentes regiones, fundamentado en el paradigma que relaciona electricidad y desarrollo económico.

En 1992, el severo racionamiento de energía que sufrió el país, fue el desencadenante para que el Gobierno Colombiano a través del “estado de emergencia económica” previsto por la Constitución, expidiera el decreto 700 de 1993. Este decreto entre otras decisiones, fijó normas para la entrada de inversionistas privados en el negocio de la generación y facultó al Gobierno para tomar decisiones sobre construcción de nuevas plantas de generación y el otorgamiento de las garantías respectivas. Bajo este marco, se dio impulso a varios proyectos en el plan de expansión y se autorizó a las empresas oficiales involucradas a firmar contratos de compraventa de energía a largo plazo con los consorcios escogidos para tales efectos. (C, LOPEZ LOPEZ, & SANCHEZ QUITIAN, 2007)

En la actualidad el sector eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista. Como contraparte comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado.

La operación y la administración del mercado la realiza XM, el cual tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho -CND-, Administrador del Sistema

de Intercambios Comerciales -ASIC- y Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del SIN -LAC-. El siguiente cuadro esquematiza el mercado eléctrico:



Figura 2 Configuración del mercado eléctrico Colombiano

2.2. Tipos de tecnologías de generación.

La Generación, es la producción de la energía eléctrica. Se efectúa con máquinas que aprovechan la fuerza del agua, el aire, la luz del sol o el poder energético de combustibles, transformándola en energía eléctrica, en centrales hidráulicas o térmicas respectivamente. La energía que se obtiene directamente de la naturaleza se llama primaria y la que se produce con combustibles se llama secundaria.



Figura 3 Tipos de tecnologías para generación de energía eléctrica.

Según XM (filial de ISA) especializada en la Gestión de Sistemas de Tiempo Real, en su informe anual de Capacidad Efectiva Neta del SIN, dice: al realizar la comparación de la capacidad entre los años 2015 y 2014, se observa un crecimiento equivalente al 6%. En donde este aumento obedece principalmente a la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas y a la actualización en térmicas de los combustibles principales que respaldan las obligaciones de energía, como se muestra a continuación:

Recurso	2014 MW	2015 MW	Participación %	Variación (%) 2014 - 2015
Hidráulicos	10.315	10.892	66.80%	5.59%
Térmicos	4.402	4.743	28.42%	7.19%
Gas	1.757	1.548		-13.50%
Carbón	1003	1339		25.89%
Fuel - Oil	--	--		--
Combustóleo	297	299		0.67%
ACPM	1023	1247		17.90%
JetT	46	46		0.00%
Gas-Jet A1	276	264		-4.55%
Menores	894.85	898.42	4.48%	0.54%
Hidráulicos	584.88	608.55		3.89%
Térmicos	91.35	71.45		-27.85%
Eólica	18.42	18.42		0.00%
Cogeneradores	77.3	86.8	0.50%	10.74%
Total SIN	15.489	16.429	100.00%	5.87%

Figura 4 Capacidad efectiva neta del SIN1.

¹ <http://informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/operacion/2-6-Capacidad-efectiva-neta.aspx>

Tipo Combustible	Capacidad Efectiva Neta (MW)	Factor de conversión (MW/MS) Heat Rate(MBTU/Hr/MW)	Punto de entrega
DESPECHADAS CENTRALMENTE			
Hidráulica	10,852.20		
Térmica	4,704.20		
NO DESPECHADAS CENTRALMENTE			
Gasotermidor	34.20		
Solera	10.40		
Hidráulica	100.70		
Térmica	150.10		
TOTAL CAPACIDAD EFECTIVA NETA:			
Térmica	150.10		
Biogas	3.30		
Cedazo	0.80		
Gas	121.90		

Figura 5 Capacidad efectiva por tipo de generación.²

Las tecnologías para generación de energía no despachadas centralmente más utilizadas en Colombia son las hidráulicas y las térmicas por medio de motores de combustión interna, sean estas de ciclo rankine, gas (ciclo simple, stig o combinado), teniendo como razones fundamentales la facilidad de adquisición de la tecnología, la alta eficiencia y la disponibilidad del tipo de combustible que se necesita para su operación.

- **Motores de combustión interna:** El principio fundamental de un motor de combustión interna consiste en el quemado de una mezcla comprimida de aire y combustible dentro de una cámara cerrada o cilindro, con el fin de incrementar la presión y generar con suficiente potencia el movimiento lineal alternativo del pistón.

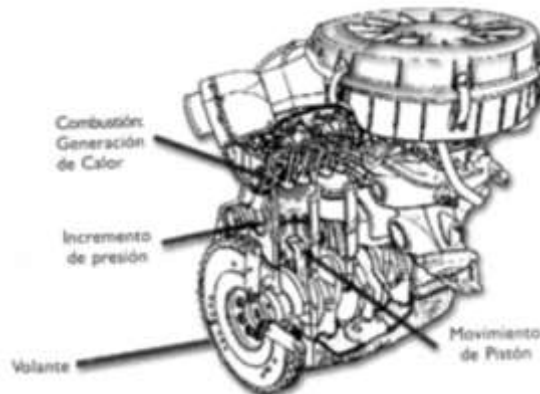


Figura 6 Motor de combustión interna³.

² informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/operacion/2-6-Capacidad-efectiva-neta.aspx

³ www.banrepcultural.org

- Turbinas a vapor ciclo rankine:** Las turbinas a vapor funcionan en el ciclo termodinámico conocido como Ciclo Rankine, en el cual al final del proceso el fluido de trabajo vuelve a su estado y composición inicial. En el Ciclo Rankine ideal se diferencian cuatro procesos. Entre el proceso 1-2 se presenta un bombeo adiabático y reversible. Proceso 2-3 En la caldera una transferencia de calor al fluido de trabajo en una caldera a presión constante. Proceso 3-4 en la turbina una expansión adiabática y reversible del fluido y proceso 4-1, una transferencia de calor desde el fluido de trabajo a presión constante en el condensador. Estas turbinas pueden alcanzar una eficiencia de hasta 40 % y generan de 50 MW hasta 1200 MW.

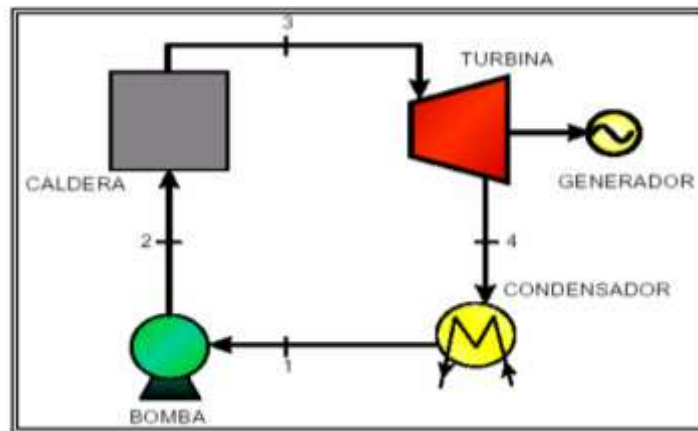


Figura 7 Esquema Ciclo Rankine Fuente: Guía ambiental para termodinámica (1999).

- Turbina a gas ciclo simple:** Una turbina de gas simple está compuesta de tres secciones principales: un compresor, un quemador y una turbina de potencia. Las turbinas de gas operan con base en el principio del ciclo Brayton el cual funciona bajo los siguientes principios termodinámicos, durante el proceso 1-2, el aire entra al compresor en condiciones de presión, temperatura y humedad relativa del sitio, donde es comprimido en un proceso adiabático, en el proceso 2-3 el aire es conducido hacia la cámara de combustión en la cual se adiciona combustible (gas natural o fuel oil). El proceso de combustión es desarrollado en condiciones de presión constante y genera un aumento considerable en la temperatura de los gases producidos en el proceso de combustión, en el proceso 3-4 los gases salen de la cámara de combustión con alta presión y temperatura y son dirigidos a la turbina. La potencia de la unidad puede variar de 0,2 MW hasta 280 MW. La eficiencia esta entre 16 % y 39 %, la cual está directamente relacionada con el poder calorífico del combustible que generalmente es gas natural, diesel o fuel oil.

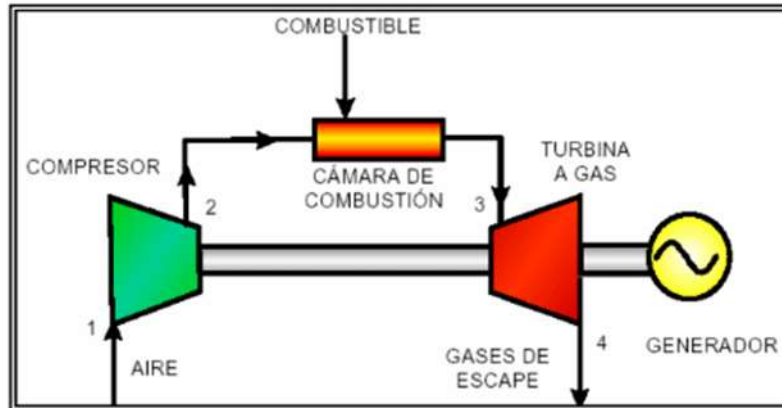


Figura 8 Esquema turbina ciclo simple. Fuente: Guía ambiental para termodinámica (1999).

- Turbinas a gas en ciclo Stig:** se inyecta vapor en la turbina a gas, junto con los gases de combustión; con el objeto de aumentar el caudal que pasa por la turbina y así elevar su potencia y eficiencia. El vapor es generado en una caldera de recuperación de calor (HRSG) aprovechando la energía contenida en los gases de escape de la turbina a gas. Los fundamentos termodinámicos del ciclo Stig son básicamente los mismos de la turbina a gas, a la cual se le instala una caldera de recuperación en donde el calor remanente contenido en los gases produce vapor, el cual es inyectado a la turbina. En cuanto a potencias y eficiencias, el ciclo Stig puede generar potencias hasta del orden de 50 MW, con eficiencias de generación eléctrica del orden del 43%, basadas en el poder calorífico del combustible.

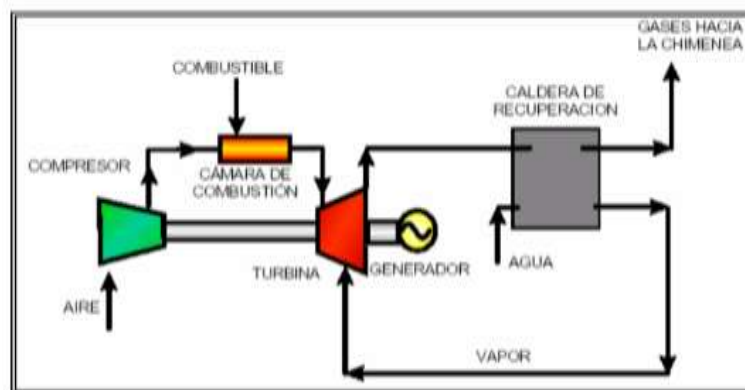


Figura 9 Esquema Ciclo stig Fuente: Guía ambiental para termodinámica (1999).

- Ciclo combinado:** Este ciclo es la combinación de dos ciclos actuando en forma acoplada; el primero es el ciclo simple de gas (Brayton) y el segundo es un ciclo Rankine, en donde el calor de los gases de escape de la turbina de gas se aprovecha en la formación de vapor que mueve una turbina de vapor, y ésta un generador. El ciclo combinado actúa bajo los principios

termodinámicos, donde se puede observar la transferencia de calor entre los gases de combustión y el agua.

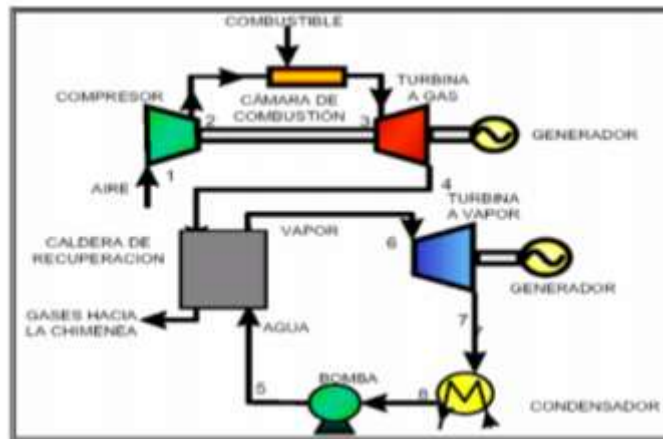


Figura 10 Esquema Ciclo Combinado Fuente: Guía ambiental para termodinámica (1999).

2.3. Tipos de Combustibles.

En la forma ideal, la combustión de hidrocarburos debería dar lugar a la liberación de la energía correspondiente acompañada por la formación de agua y dióxido de carbono, como únicos compuestos resultantes del proceso. Sin embargo, la existencia de distintos tipos de impurezas en los combustibles, la presencia de nitrógeno y otros gases en el aire, y las condiciones reales bajo las cuales se lleva a cabo la utilización de los combustibles hacen que, en muchos casos, sólo se logre una combustión incompleta determinando la aparición de una amplia gama de productos químicos que ingresan a la atmósfera.

COMBUSTIBLES EMPLEADOS POR TECNOLOGÍA.

	TECNOLOGÍA			
	Turbinas a Gas	Ciclo Stig	Turbina a Vapor	Ciclo Combinado
Carbón				
Gas Natural				
Fuel Oil # 2				
Fuel Oil # 6				

Figura 11 Aplicación de tecnologías por combustible. Fuente: Guía Ambiental para Termoeléctricas y Procesos de Cogeneración - Parte Aire y Ruido. Versión 01 enero de 1999.

Dada la importancia que tuvo la generación de energía eléctrica a partir de los recursos térmicos, en el gráfico se presenta su evolución por tipo de recurso térmico: gas natural, carbón, Fuel Oil y ACPM. Se observa que en el período 2014 y 2015 el gas fue el principal recurso térmico empleado.

Tabla 2. Consumo de combustible en el SIN (GBTU) 2014 y 2015

Combustible (1)	2014	2015	Participación en 2015
Gas	110,296.90	108,553.88	58.30%
Carbón (2)	53,264.90	58,453.07	31.40%
ACPM (*)	1,240.90	11,726.13	6.30%
Combustóleo (*)	1,480.30	7,003.89	3.76%
Jet A1	28.3	446.35	0.24%
Total	166,311.30	186,183.31	100.00%

(1) Consumo declarado por los agentes generadores ante el ASIC.

(2) El consumo de carbón se calcula a partir de la curva de eficiencias declarada.

(*) Con base en las circulares CREG de declaración de parámetros para el ENFICC y de la clasificación de Ecopetrol, se adopta los nombres de combustibles líquidos para las plantas térmicas así: DIESEL, ACPM o FUEL OIL No. 2 como ACPM, y FUEL OIL, FUEL OIL No. 6 o COMBUSTÓLEO como Combustóleo.

Figura 12 Consumo de Combustibles para generación. Fuente: XM.

2.4. Transmisión de Energía.

Con el fin de impulsar la electrificación en el país, en 1946 se creó el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electraguas) que en 1968 se convirtió en el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL).

En la década del 50 se empezó a hablar de la interconexión de los sistemas regionales, idea que solo se materializó con la creación de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) en 1967. Durante las décadas de los 70 y 80 se produjeron varios hechos internacionales que afectaron la situación financiera del sector: recesión mundial de la economía, aumento en el precio del petróleo y la crisis de la deuda internacional.

A comienzos de los años 90, un diagnóstico realizado a las empresas estatales de electricidad mostró resultados altamente desfavorables en términos de la eficiencia administrativa, operativa y financiera. Y entre 1991 y 1992 se produjo un racionamiento de energía, el más grande de la historia reciente del país.

Con este panorama, a partir de la Constitución de 1991 se admitió, como principio clave para el logro de la eficiencia en los servicios públicos, la competencia para hacer posible la libre entrada de cualquier agente interesado en prestar los servicios.

En diciembre de 1992 el Gobierno Nacional reestructuró el Ministerio de Minas y Energía, disolvió la Comisión Nacional de Energía y creó tres unidades administrativas especiales: la Comisión de Regulación de Energía (CRE) convertida

en 1994 en la actual Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Información Minero Energética (UIME) y la Comisión de Planeación Minero Energética (UPME).

Con base en la política de la nueva Constitución, según la cual el Estado debe cumplir una función más de regulador, controlador y vigilante que de administrador, se ha vendido buena parte de los activos que se tenían en el sector⁴.

En el año 2015 la actividad regulatoria del sector eléctrico se concentró principalmente en la adopción de medidas en el Mercado de Energía Mayorista con ocasión de la presencia del fenómeno del Niño, la definición y modificación de las reglas para la participación en el Mercado de los autogeneradores, cogeneradores y plantas menores, la aprobación del costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales de los mercados de comercialización, y la definición de la respuesta a la demanda en condiciones críticas⁵.

Son los agentes que desarrollan la actividad del transporte de la energía en el sistema a tensiones iguales o superiores a 220 kV, a estas redes se les denomina Sistema de Transmisión Nacional – STN. La transmisión es una actividad de monopolio natural, por tanto es una actividad regulada en todo sentido (ingreso, calidad, acceso). La transmisión se remunera con una metodología de ingreso máximo, la cual se establece con base en⁶:

La tipificación de los activos existentes hasta antes de 1999, los cuales se valoran con costos índices.

La expansión que se ejecuta mediante procesos de subastas para la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos contenidos en el plan de expansión del STN realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética.

Con el fin de que el sector funcione y se desarrolle de la mejor forma posible, se estableció un esquema que involucra a las entidades que producen la energía, las que la transportan, las que la venden, las que coordinan a todas las anteriores, las que establecen las políticas generales, las que hacen las normas para entregar

⁴ www.creg.gov.co

⁵ www.xm.com.co

⁶ www.sic.gov.co

productos de buena calidad a un precio razonable y las que vigilan que todos cumplan las normas existentes.

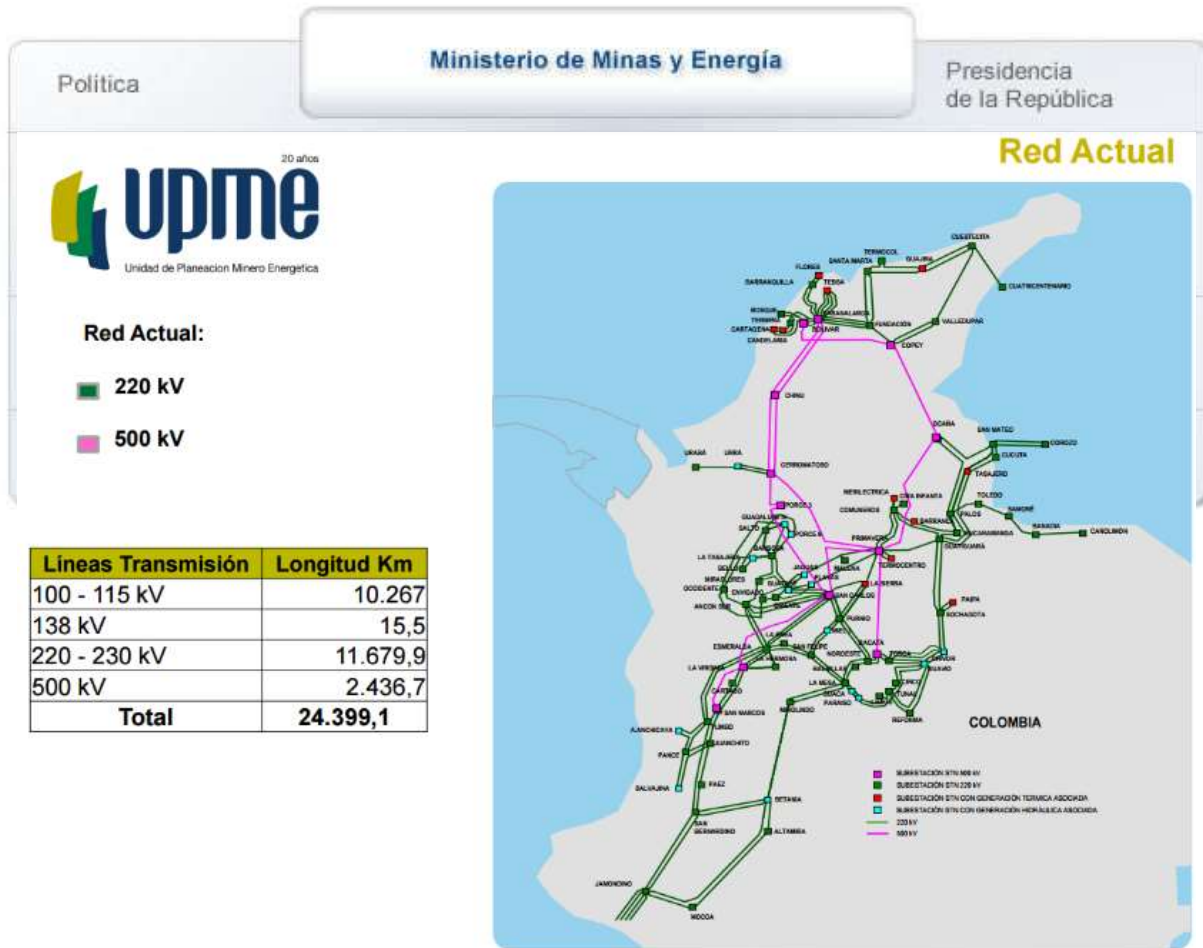


Figura 14 Red de transmisión Nacional. Fuente: UPME.

2.5. Abastecimiento de (GNC) y (GLP)

La viabilidad de esta evaluación se fundamenta en la premisa que se cuenta con la disponibilidad de los combustibles para la implementación de alguna alternativa de autogeneración. Tal como lo resalta la UPME en el Plan transitorio de abastecimiento de gas natural “*El sector energético colombiano vivió en los últimos meses una coyuntura delicada motivada por diversos factores, entre los que se destaca la ocurrencia del Fenómeno de El Niño, catalogado como uno de los más fuertes de los que se tienen registros en Colombia; un descenso de la actividad exploratoria de hidrocarburos, lo mismo que sus reservas; unos precios internos altos de electricidad y gas natural en los mercados de corto plazo, influenciados por la coyuntura hidrológica y la exigencia sobre el parque de generación; y una percepción de escasez de recursos energéticos, particularmente de gas natural de*

corto y mediano plazo, que se ha apoderado de agentes, usuarios, e instituciones. Las particularidades de la demanda de gas natural, especialmente para generación de electricidad, donde esta fuente energética opera como garantía de confiabilidad del sector eléctrico en épocas de sequía, especialmente cuando se produce el Fenómeno de El Niño, ha implicado formas contractuales entre productores de gas, transportadores y generadores eléctricos, que distorsionan los propios principios del mercado de gas que impiden una expansión concertada de la oferta de gas, pero también de la oferta de generación eléctrica (UPME Unidad de Planeación Minero Energetico, 2016).

En el mismo sentido, 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. 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. (UPME Unidad de Planeación Minero Energetica , 2013)

Teniendo en cuenta el contexto presentado, se relacionan a continuación las proyecciones de producción de los dos energéticos:

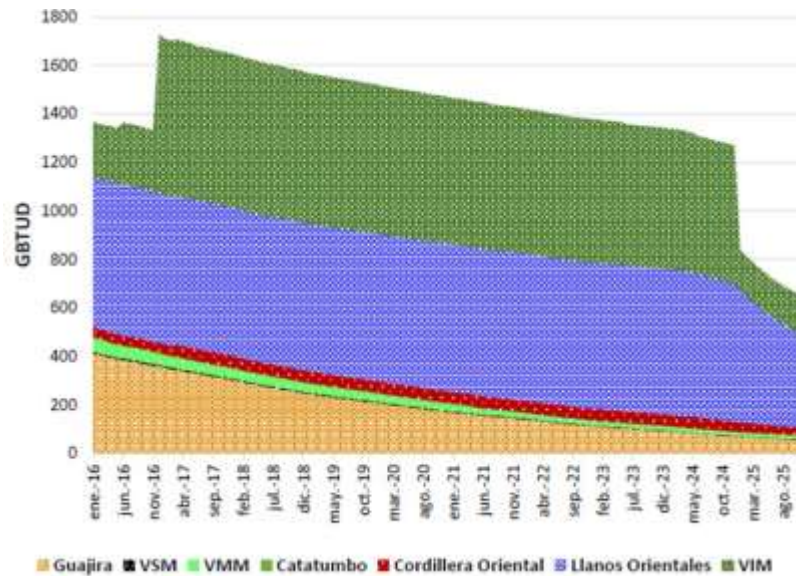


Figura 15 Declaración de producción de gas Natural.

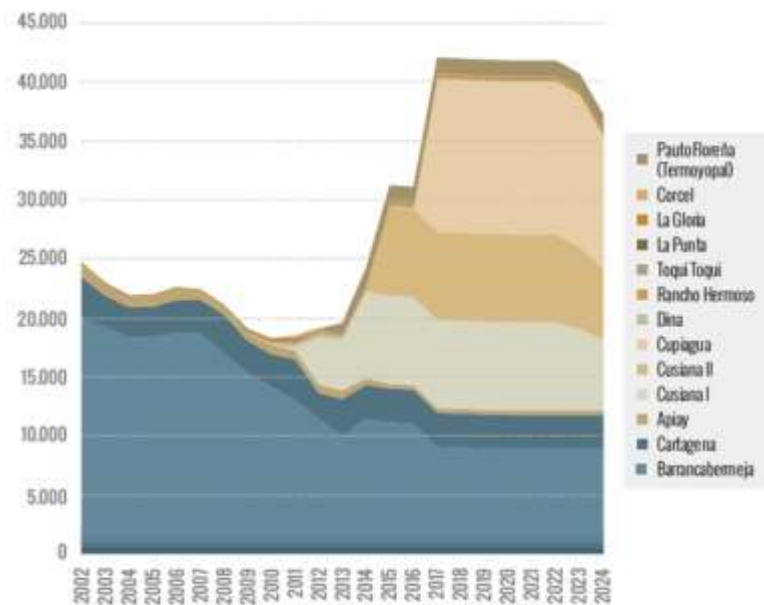


Figura 16 Producción declarada de GLP por fuente de suministro

2.6. Transporte de Gas.

En Colombia el desarrollo de la industria del gas natural es reciente. Aunque desde la década del 50 se realizaron algunos usos esporádicos y aislados de este combustible, fue a mediados de los años 70 cuando comenzó su verdadero desarrollo gracias al gas descubierto en la Guajira y que entró en funcionamiento en 1977. Luego de un largo período de bajo crecimiento, en 1986 se inició el

programa “Gas para el cambio”, que permitió ampliar el consumo de gas en las ciudades, realizar la interconexión nacional y tener nuevos hallazgos. En 1993 el Gobierno Nacional decidió que Ecopetrol liderara la interconexión nacional, para lo cual dos años después comenzaron las conexiones entre los principales yacimientos y centros de consumo, mediante la construcción de más de 2.000 km de gasoductos que pasaron por el Departamento de la Guajira, el centro y suroccidente del país y los Llanos orientales. Con el fin de facilitar el acceso del gas natural a los estratos socioeconómicos más necesitados, en 1997 se creó el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos. Ese mismo año se separó la actividad de transporte de gas de Ecopetrol y se conformó la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS), que después se transformó en la Transportadora de Gas del Interior (TGI S.A. E.S.P.) cuando la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) compró su mayoría accionaria en 2006. Entre 1997 y 1998 se otorgaron concesiones de áreas de distribución exclusiva de gas para extender la cobertura del servicio en los departamentos de Quindío, Caldas, Risaralda, Valle y Tolima. El Gobierno Nacional, interesado en promover el desarrollo de este energético en todo el país y de masificar su uso, estableció en el 2003 las “Estrategias para la dinamización y consolidación del gas natural en Colombia”, donde se formularon algunas estrategias y recomendaciones para lograr este objetivo. Un año después se hizo lo mismo para masificar el Gas Natural Vehicular y se ordenó ofrecer condiciones económicas especiales (especialmente descuentos y bonos) para beneficiar a quienes utilicen este combustible. En el 2007 Ecopetrol, PDVSA (petrolera venezolana) y Chevron suscribieron un contrato mediante el cual determinaron las condiciones para compra y venta de gas natural entre Colombia y Venezuela durante los próximos 20 años”⁷.

El Gas es una mezcla de gases de gran poder calorífico que se formó en las entrañas de la tierra a través de los años. El principal componente de esta mezcla es el metano. Los demás componentes, en pequeñas cantidades, son otros gases como el etano, dióxido de carbono (CO₂) y vapor de agua, principalmente. Se puede medir en unidades de volumen (metros cúbicos m³ o pies cúbicos ft³) o de energía (kilovatio hora kWh o unidades caloríficas BTU).

El gas se clasifica en:

- **GNV:** Se denomina así por sus siglas en inglés, al gas natural usado como combustible vehicular. Muchas veces se usa el termino gas natural vehicular como sinónimo del gas natural comprimido. Sin embargo, el GNV puede ser también gas natural licuado, que también es usado como combustible

⁷ www.creg.gov.co

vehicular, aunque en muchísima menor medida. El GNV se comprime hasta 200 bares con el objeto de ser almacenado en cilindros y su principal uso es en el transporte de alto recorrido, el gas natural ha sido aceptado como una energía con un gran potencial de desarrollo futuro.

- **GLP:** El GLP o Gas Licuado de Petróleo, mejor conocido como gas en cilindro o gas propano, es un combustible que proviene de la mezcla de dos hidrocarburos principales, el propano (C₃H₈) y el butano (C₄H₁₀) y otros en menor proporción. Es obtenido de la refinación del crudo del petróleo o del proceso de separación del crudo o gas natural en los pozos de extracción. Los gases que componen el GLP son los productos que se desprenden a lo largo del proceso, quedando libres de azufre, plomo y con bajo contenido de carbono, convirtiéndolo una energía limpia, amigable y socio de los recursos naturales renovables. Esta mezcla de hidrocarburos permanece gaseosa en condiciones ambientales, pero se convierte a un estado líquido cuando se somete a presiones moderadas, lo que facilita su transporte y no requiere de grandes infraestructuras ni complicadas redes para su distribución, haciéndolo muy atractivo para consumo en áreas remotas y/o rurales donde las redes de Gas Natural no pueden llegar, acercando las comunidades alejadas a una energía moderna. Como la energía del GLP se condensa en espacios reducidos, cada galón llega a contener 92.000 Btu a diferencia del Gas Natural que sólo alcanza los 32.000 Btu.

3. Marco Legal o Regulatorio.

La evaluación de este proyecto debe estar alineada a las normas nacionales ambientales y técnicas que apliquen a la actividad de generación de energía y de manejo de combustibles, dentro de las cuales se incluyen:

Resolución CREG 084 de 1996: Es importante resaltar que la evaluación de este proyecto asume que en caso de la implementación del mismo la compañía productora se declarará como Autogenerador, en ese sentido y de acuerdo al artículo 1 de la resolución en mención el “Autogenerador: Es aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN, y puede o no, ser el propietario del sistema de generación”.

Plan de Manejo Ambiental Integral Bloque Cubarral (Campos Castilla – Chichimene).

- Resolución 728 de 2012 de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), mediante la cual se aprueba la modificación del PMA integral del bloque Cubarral.
- Decreto 948 de 1995 del Ministerio de Ambiente, donde se reglamenta todo lo relacionado con la prevención y contaminación de la contaminación atmosférica y la protección de la calidad del aire.
- Resolución 909 de 2008 del Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT), por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas.
- Resolución 760 de 2010 del MAVDT, por la cual se adopta el protocolo para el Control y Vigilancia de la Contaminación Atmosférica generada por fuentes fijas.
- Resolución 627 de 2006 del MAVDT, por la cual se establece la norma nacional de emisión de ruido y ruido ambiental.

3.1. Marco contextual o situacional.

La compañía productora afronta una condición crítica para apalancar el proyecto de expansión en producción de crudo ya que no posee una fuente de suministro de energía confiable. Si bien posee dos centros de generación a partir de gas natural en la zona de influencia (Es importante resaltar que estos centros no se encuentran en el campo objeto del proyecto, aproximadamente se encuentran a 35 km del centro de consumo), el sistema de transmisión y el anillo de distribución del campo tiene limitación técnica constructiva para manejar el incremento de 20 MW de potencia. Sumado a la limitación técnica, el campo de producción no cuenta con reserva y disponibilidad de algún combustible diferente a Diésel para garantizar el suministro de energía requerido a partir de un proyecto de autogeneración.

Los centros de generación a gas natural con los cuales la compañía atienden parte de la demanda energética del bloque de producción, están operados a máxima carga, por tal motivo para suplir la disponibilidad de potencia incremental requerida es necesaria la ampliación de las unidades de generación o repotenciación de las unidades actuales junto con la ejecución de las obras auxiliares. Así mismo es necesaria la construcción y operación de la línea de interconexión que refuerce el circuito actual.

Como se comentó en el numeral de presentación del problema, la demanda restante que no puede ser atendida por los centros de autogeneración, es suplida de la red eléctrica nacional. Es importante resaltar que, si bien hoy el campo de producción se encuentra interconectado al Sistema Nacional, las características técnicas de

esta interconexión imposibilitan el incremento de potencia. Y por ende también es necesario la construcción de una nueva línea de interconexión desde la subestación eléctrica más cercana al centro de consumo. De acuerdo al análisis general del Sistema de Transmisión Regional, la Subestación eléctrica “La Reforma” satisface las condiciones técnicas preliminares para consolidarse como el punto de partida de la nueva interconexión.

La subestación en mención actualmente atiende la demanda del departamento del Meta, y de acuerdo a documento de la Unidad de Planeación Minero Energética, se viabilizo una opción para mejorar la interconectividad de esta importante subestación. La UPME analizó la propuesta de tener doble interconectividad de la subestación Reforma 230 kV, para así poder contar con una mejor conexión de esta subestación. A continuación, se presentan los supuestos bajo los cuales se realizaron los análisis:

- Escenario alto de la proyección del mes de marzo del año 2013.
- Periodos de consumo de demanda máxima y mínima.
- Información de expansión reportada por el Operador de Red EMSA.
- Se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes para elementos de la red, además de las indisponibilidades a nivel del STN.

A continuación, se describe la alternativa de conexión del proyecto: Alternativa propuesta: Seccionamiento del enlace Guavio – Tunal 230 kV en el enlace Guavio – Reforma – Tunal 230 kV. (UPME Unidad de Planeación Minero Energética , 2016)

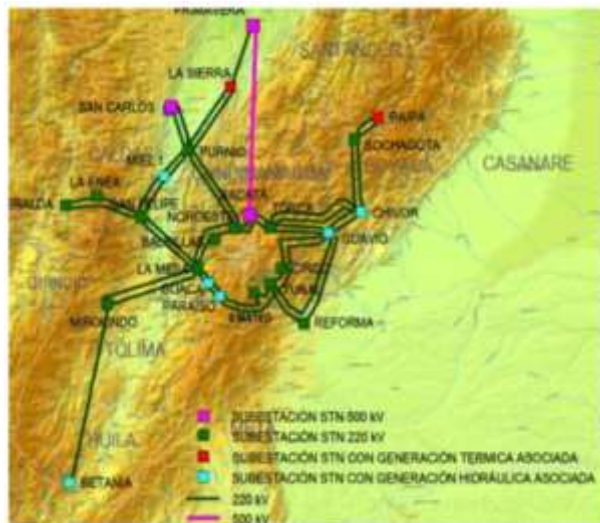


Figura 17 Ubicación Subestación La Reforma 230 KV.



Figura 18 Trazado esquemático Línea 220 Kv La Reforma.

4. Estudio Técnico.

4.1. Análisis preliminares.

Dentro de la selección de la mejor alternativa para suplir la demanda de potencia eléctrica establecida en el proyecto de expansión de producción, se plantearon unos escenarios preliminares para su posterior evaluación. Los hitos iniciales que se establecieron están relacionados a la posibilidad generar en sitio (centro de generación de potencia eléctrica contiguo al PAD de inyección) vs realizar la transmisión eléctrica de la potencia incremental desde el centro de generación actual y/o desde el Sistema Interconectado Nacional. Como se presentó en el punto anterior, existe una limitación técnica en las redes de distribución del campo por tal razón cualquier proyecto que implique la transmisión de energía debe incluir la construcción de una nueva línea que refuerce el circuito actual del campo. En este escenario, y de manera preliminar se podría asumir que realizar la construcción de un nuevo centro de generación cercano al PAD de inyección No 4 es la mejor alternativa contra la alternativa de realizar la ampliación de alguno de los centros de generación actual y/o realizar una nueva conexión al sistema eléctrico.

Con el objetivo de acotar el alcance del estudio actual, y dando atención a las condiciones presentadas en el punto anterior, la evaluación de factibilidad se hará entre la implementación de un centro de generación localizado en el centro de

consumo y la construcción de una línea de interconexión entre la subestación La Reforma y el Centro de Consumo. Debido a que es necesario construir una nueva línea de interconexión entre el centro de generación actual y el centro de consumo, la opción de aumentar las unidades de generación o repotenciar las unidades actuales es descartada, pues en términos generales este proyecto tendría valores acumulados de inversión de las dos opciones seleccionadas.

Nota: La distancia entre el centro de generación actual y el centro de consumo es casi la misma que la distancia de la Subestación La reforma 230 kV.

Una vez definidas las opciones a evaluar, el siguiente hito de este estudio es confrontar las opciones de combustible para la implementación de un centro de generación localizado. El campo de producción no posee una producción significativa de gas apto para usarse como combustible, por ende, se debe evaluar opciones de combustible trasportable. A continuación, se presenta una evaluación preliminar de costo por kWh asociado a diferentes tipos de combustible y tecnología:

*No se incluye el costo asociado al transporte de gas (Gasoducto Virtual GNC)

CÁLCULOS DE COMBUSTIBLE E INDICADORES GAS					
Descripción	Unidades	Motores grandes (aprox. 720 rpm)	Motores de 1800 rpm	Motores de 900 rpm	Turbinas como la XQ5200
POTENCIA MECÁNICA	kWm	6.100	1.302	3.208	5.200
POTENCIA ELÉCTRICA	kWe	5.856	1.250	3.080	4.992
EFICIENCIA ELÉCTRICA	%	43,81%	34,56%	38,49%	30,30%
INDICADORES POR COMBUSTIBLE GAS					
GAS	USD/MMBTU	4,50	4,50	4,50	4,50
	USD/m3	0,151	0,151	0,151	0,151
	COP/m3	491	491	491	491
	USD/KWh	0,035	0,044	0,040	0,051
	COP/KWh	113,92	144,39	129,66	164,72
CÁLCULOS DE COMBUSTIBLE E INDICADORES CRUDO					
Descripción	Unidades	Motores grandes (aprox. 720 rpm)	Motores de 1800 rpm	Motores de 900 rpm	Turbinas como la XQ5200
POTENCIA MECÁNICA	kWm	6.100	1.700	4.600	5.200
POTENCIA ELÉCTRICA	kWe	5.856	1.632	4.416	4.992
EFICIENCIA ELÉCTRICA	%	43,81%	34,56%	41,58%	30,30%
Indicadores por combustible crudo					
CRUDO	USD/gal	1,14	1,14	1,14	1,14
	COP/gal	3.714,286	3.714,286	3.714,286	3.714,286
	USD/KWh	0,064	0,081	0,067	0,092
	COP/KWh	206,66	261,94	217,71	298,79
CÁLCULOS DE COMBUSTIBLE E INDICADORES DIESEL					
Descripción	Unidades	Motores grandes (aprox. 720 rpm)	Motores de 1800 rpm	Motores de 900 rpm	Turbinas como la XQ5200
POTENCIA MECÁNICA	kWm	6.100	1.700	4.600	5.200
POTENCIA ELÉCTRICA	kWe	5.856	1.632	4.416	4.992
EFICIENCIA ELÉCTRICA	%	43,81%	34,56%	38,49%	30,30%
INDICADORES POR COMBUSTIBLE DIESEL					
DIESEL	USD/gal	3,20	3,20	3,20	3,20
	COP/gal	10.400,000	10.400,000	10.400,000	10.400,000
	USD/KWh	0,193	0,245	0,220	0,279
	COP/KWh	627,98	795,97	714,76	908,02

Figura 19 Evaluación de precio de energía por combustible

De acuerdo a lo presentado y con base a las condiciones actuales el menor costo unitario de energía eléctrica se obtiene mediante la renegociación del contrato de suministro desde el Sistema Interconectado Nacional (Costo promedio de energía en el contrato actual de suministro= 295.9 COP/kWh), sin embargo, para viabilizar el suministro es necesario ejecutar la interconexión eléctrica mediante una línea de 36 km a 230 kV y su respectiva subestación de 230 kV para conectar esta línea al circuito de distribución del campo. En ese sentido la opción de autogeneración de energía usando gas, podría viabilizarse.

En resumen, este análisis de viabilidad se centrará en tres opciones:

1. Interconexión eléctrica mediante una línea de 230 kV (36 km) desde la Subestación Reforma 230 kV hasta una nueva Subestación en el campo de producción.
2. Generación de energía Eléctrica usando Gas Natural Comprimido (GNC) mediante motores de combustión interna.
3. Generación de energía eléctrica usando Gas Licuado de Petróleo (GLP) mediante turbinas Aeroderivadas.

4.2. Selección y evaluación técnica del sistema propuesto.

La implementación de las alternativas propuestas busca suplir la necesidad de 20 MW de disponibilidad de potencia para la expansión en producción de crudo del campo. Del análisis a las opciones del mercado de equipos de generación de energía eléctrica, hemos seleccionado dos referencias de equipos que cumplen los requerimientos técnicos para generar con GNC y GLP.

Solar Turbines T60-XQ 5200: Turbina móvil aeroderivada de combustión interna de alta velocidad (14300 rpm), 5.2 MW Condiciones ISO, 13.8 kV, 60 Hz. Con adaptación en la cámara de combustión para combustión de Gas Licuado de Petróleo Tipo Cusiana (60:40 Propano: Butano). Potencia neta entregada: 4.2 MW

La principal ventaja de este equipo es la alta disponibilidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.



Figura 20 Turbina T60 XQ 5200

Modular Power Plant MWM TCG 2032 V16: Motor de combustión interna de baja de revolución. 4.0 MW 4,16 kV. 60 Hz. Combustible: Gas Natural

La principal ventaja de este equipo es la alta eficiencia en la transformación de energía.



Figura 21 Esquemático Planta de generación usando Motores de Combustión





Figura 22 Trazado Línea de Interconexión Subestación Eléctrica La Reforma- Subestación Eléctrica San Fernando (Nueva Subestación Campo de Producción).

4.3. Ingeniería básica del proyecto.

De acuerdo a las opciones tecnológicas seleccionadas y el requerimiento energético se establece las siguientes configuraciones:

- Opción 1: 5 unidades T60-XQ5200 X 4.2 MW Potencia instalada 21 MW Combustible: GLP
- Opción 2: 6 Unidades TCG 2032 V16 Modular Power Plant X 4 MW. Potencia Instalada: 24 MW. Combustible: GNC.
- Opción 3: Línea de interconexión 230 kV 30 km-Subestación reductora 230 kV/34,5 kV. 20 MW.

A continuación, se presenta una descripción de cada alternativa:

- Opción 1: Generación GLP con Turbinas:

Turbo Maquinas.

Una turbina es un tipo de máquina rotativa que obtiene energía mecánica directamente de aire comprimido y un combustible (Gas, Diésel y GLP) que es quemado e inyectado dentro de una cámara de combustión pasando por una serie de rodamientos conformados por alabes para crear energía cinética y de presión sobre el mismo eje.

Las Turbinas utilizadas pueden ser denominadas máquinas de calor en el cual la energía producida por la expansión del gas es convertida en energía mecánica mediante la aplicación del proceso termodinámico conocido por el Ciclo Brayton. Este ciclo consiste de los siguientes cuatro eventos: El aire atmosférico es Comprimido, la Combustión entre el aire comprimido y el combustible (Gas, Diésel y GLP) es producida, La Expansión de los gases calientes es efectuada en la

sección de la turbina produciendo torque rotacional y los gases de Escape dejan la sección de expansión hacia la atmosfera.

La sección de compresión del aire consiste en 12 etapas de rotores con alabes donde este comprime y lleva el aire a la cámara de combustión; La turbina usa aproximadamente un cuarto del total de aire comprimido y el resto es usado para refrigeración. La cámara de combustión consiste en 12 inyectores que inyectan el combustible en altas presiones para mezclarse con el aire comprimido donde después la mezcla Combustible/Aire es encendida por un sistema de antorcha para crear la combustión. El aire caliente generado por la combustión incrementa en volumen y la velocidad de flujo para escapar por las 3 etapas de la turbina donde el gas se expande usando la energía de calor, velocidad y presión para rotar el eje de la turbina.

Generadores de Corriente Alterna.

El generador eléctrico es un dispositivo destinado a transformar la energía mecánica, producida por el motor de combustión interna, en energía eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura denominada también estator. Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se genera una fuerza electromotriz (FEM), la cual es capaz de mantener una diferencia de potencial (voltaje) entre dos puntos de un circuito abierto (polos, terminales o bornes) o de producir una corriente eléctrica en un circuito cerrado. El generador convierte la potencia mecánica en tres corrientes alternas donde las corrientes varían sinusoidalmente a la misma frecuencia donde en el caso de Latinoamérica es de 60 HZ. Cada generador tiene la capacidad de generar un total de 5.2 MW ISO a un voltaje de 13800 V.

Caja de Reducción de Velocidad.

La caja de reducción de velocidad (Gearbox) está diseñada para reducir la velocidad de la turbina de 14300 rpm a 1800 rpm usando engranajes epicicloidales diseñados por Solar Turbines para mantener la velocidad de salida en un régimen cercano al ideal de 60 HZ para el funcionamiento del generador.

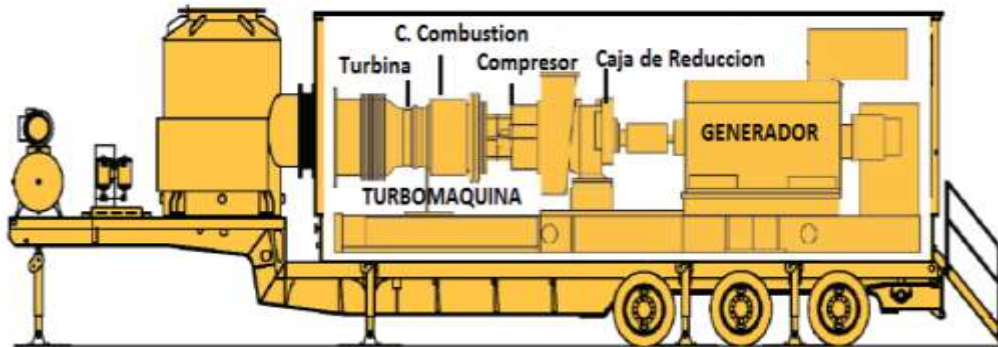


Figura 23 Configuración Motor-Generador Turbina XQ 5200.

Módulo PCR (Cuarto de Control de Potencia).

Cada Turbogenerador contiene su respectivo Cuarto de Control con paneles y computadores para el monitoreo y control de las diferentes variables (presión, temperatura, flujos, etc.) de los Turbo-generadores. Este cuarto de Control también contiene los tanques del sistema de contra incendios y control para servicios auxiliares donde en la misma unidad móvil contiene su respectivo transformador para servicios auxiliares de 13.8kV a 480V, resistencia de puerta tierra neutro y el refrigerador de aceite. Este Cuarto de Control de Potencia es una unidad móvil constituida por un chasis con un contenedor donde es añadida e interconectada al paquete del turbogenerador para crear una unidad móvil de generación de energía.



Figura 24 Cuarto de Control de Potencia T60 (PCR).

Contenedor de Tableros de Control (Switchgear) de 13.8KV.

Conforma el barraje de entrega de los cinco turbo-generadores. El contenedor de tableros de control está conformado por una combinación de interruptores, fusibles y disyuntores usados para controlar, proteger y aislar equipos eléctricos por medio de paneles eléctricos. Usualmente el switchgear se usa para aislar una falla en la red para minimizar los efectos de interrupción y en cuanto sea reparado, la energía puede volver a operar sin ningún problema o falla.



Figura 25 Tablero de control 13.8 Kv

Transformador de Subestación of 34.5 KV (35 MVA).

Este aparato eléctrico que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica de las cinco turbo-máquinas a través de una serie de bobinados permitiendo controlar el voltaje de salida a la red eléctrica. Este Transformador está sumergido en aceite con enfriamiento propio y con enfriamiento de aire forzado para aumentar la disipación del calor en las superficies de enfriamiento y por lo tanto eleva el voltaje de salida de 13.8 kV a 34.5 kV con la finalidad de poder trasladar la energía eléctrica a grandes distancias y de esa manera poder dar soporte y abastecer de energía eléctrica la zona industrial.

Módulos de Combustible

El sistema de combustible es el encargado de suministrar el combustible necesario para el funcionamiento de las máquinas, con la limpieza, temperatura y presión requeridas para una combustión efectiva. Estos Módulos contienen el proceso de refrigeración o turbo-expansores para lograr temperaturas menores de -40°C necesarias para mantener el GLP-. Subsecuentemente estos líquidos son sometidos a un proceso de purificación usando trenes de destilación para producir propano y butano líquido o directamente GLP.

El GLP se caracteriza por tener un poder calorífico alto y una densidad mayor que la del aire. Sus componentes principales son las bombas de combustible de alta presión que inyectan este a 250 PSI a la cámara de combustión.

Cada combustible contiene su propio módulo de filtración y procesamiento ya que el Diésel usado para el arranque de estas máquinas tiene que cumplir con

respectivas especificaciones de limpieza de partículas sólidas y agua para una inyección eficiente en la turbina diferente al módulo de presurización y procesamiento del GLP.

A continuación, se presenta el diseño de planta para la opción tecnológica propuesta:

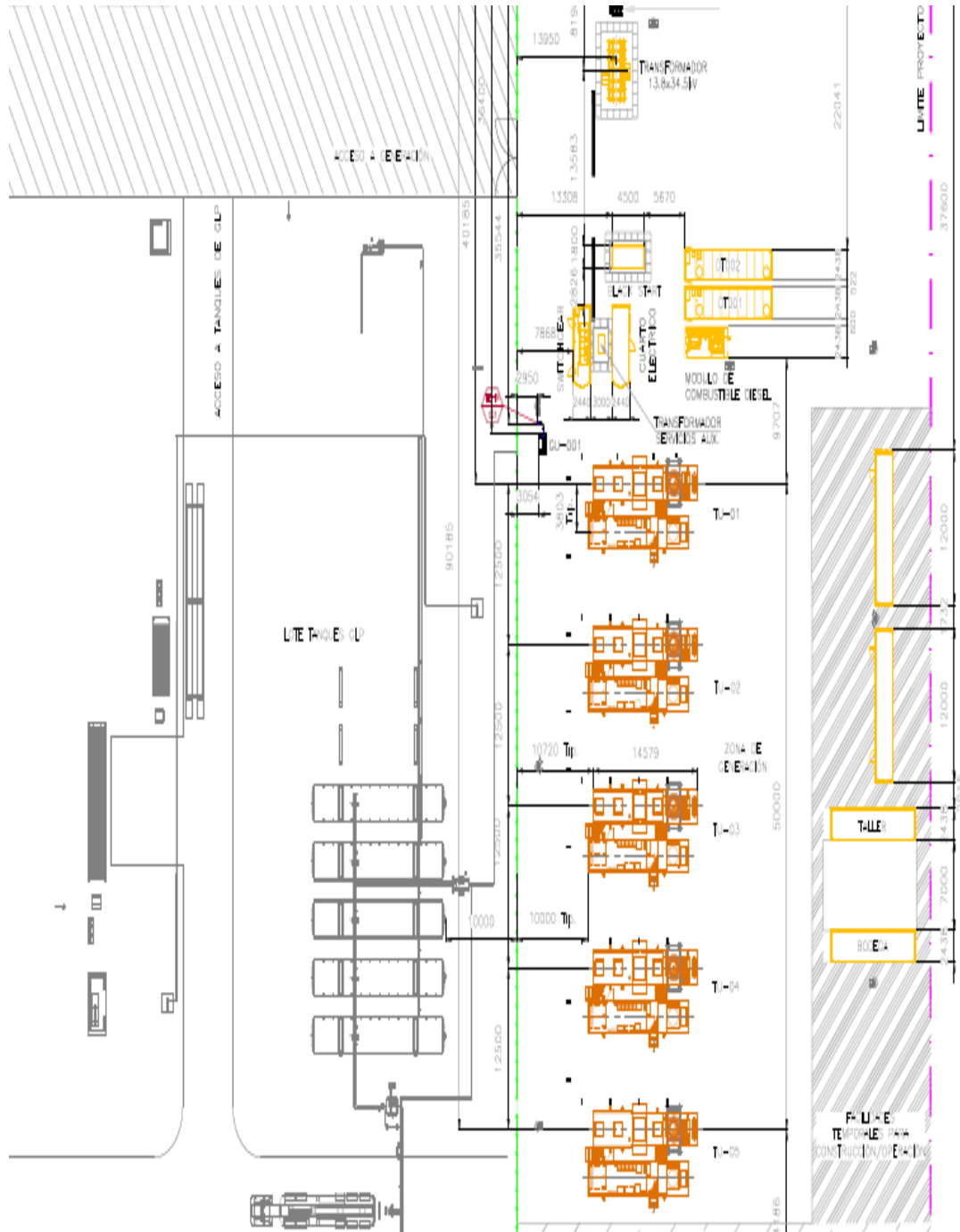


Figura 26 Layout Planta de generación usando Turbinas T60 XQ 5200.

- Opción 2: Generación GNC con Motores de combustión:

Esta planta modular consiste en un arreglo de contenedores, tipo High Cube, ISO CSC, instalados de tal manera que forman junto con su correspondiente estructura de techo una habitación para el alojamiento de los grupos electrógenos y sistemas auxiliares correspondientes

La planta modular consta de dos secciones: un paquete inicial y 5 unidades generadoras.

El paquete inicial consiste en dos contenedores que almacenan servicios comunes como suministro de alimentación de energía, suministro de aire comprimido para el arranque de los grupos electrógenos y sistema de control. Está equipado con una escalera para acceder al techo, pasarelas para fácil acceso a los radiadores y otros equipos instalados en el techo de cada unidad. Cada unidad generadora está conformada por 7 contenedores adicionales al paquete inicial, los cuales alojan los auxiliares de los grupos electrógenos, incluyendo ventilación y suministro de aire de combustión, dispuestos de manera que forman las paredes de la sala del grupo electrógeno y una cubierta conformada por un techo prefabricado. Al exterior de los contenedores se incluye además un silenciador de gases de escape, una chimenea y dos plataformas exteriores de trabajo.

Los contenedores utilizados están provistos de aislamiento térmico y acústico. Todas las paredes interiores están cubiertas por chapas metálicas. Los contenedores de las líneas de tuberías para fluidos incluyen un sistema de contención en los pisos para recolectar y contener posibles fugas.

Los cuartos para los equipos eléctricos están separados y aislados de la sala del grupo electrógeno. La sala de grupo electrógeno está dotada de 2 puertas de emergencia, una en cada lado.

A continuación, se indican los componentes:

Características componentes paquete inicial unidades de generación.

Contenedores	Equipo	Facilidades
Contenedor MV (40 ft)	2 transformadores para potencia auxiliar Panel de media tensión	Botón de parada de emergencia Iluminación Conexiones tipo Plug

		Cableado interior Aire acondicionado
Contenedor de servicio (40 ft)	Puesta a tierra Panel de control común ZAS Distribución de bajo voltaje Compresores de aire Botellas de aire comprimido	Botón de parada de emergencia Iluminación Conexiones tipo Plug Cableado interior Tubería interior al contenedor Aire acondicionado / ventilación
Estructura metálica	Plataforma y escaleras	

Tabla 1. Fuente: SoEnergy International Colombia S.A.S, 2015.

Características componentes unidades de generación

Contenedores	Equipo	Facilidades
Contenedor de auxiliares (40 ft)	Panel de control de motores Panel de control de auxiliares Panel convertidor de frecuencia Circuitos de enfriamiento de motores con intercambiadores de calor, bombas, válvulas, recipientes de expansión, etc.	Botón de parada de emergencia Iluminación Conexiones tipo Plug Cableado interior Tubería interior al contenedor Aire acondicionado / ventilación

Contenedores	Equipo	Facilidades
Contenedor de gases de exosto (40 ft)	Convertidor catalítico Intercambiador de calor con bypas Ducto de circulación de aire Acceso para inspección	Botón de parada de emergencia Iluminación Conexiones tipo Plug Cableado interior Tubería interior al contenedor Ventilación
Contenedor entrada de aire inferior (20 ft)	Soplador de aire Acceso para inspección	Botón de parada de emergencia Iluminación Conexiones tipo Plug Cableado interior
Contenedor entrada de aire medio (20 ft)	Silenciador de aire de entrada Cámara de mezcla de aire fresco y de circulación	
Contenedor entrada de aire superior (20 ft)	Protección lluvia y pantalla insectos Filtros de aire	Botón de parada de emergencia Iluminación Conexiones tipo Plug Cableado interior
Contenedor Tren de gas (20 ft)	Tren de gas Medidor de gas Circuitos de enfriamiento, bombas, intercambiadores de calor, válvulas, etc.	Botón de parada de emergencia Iluminación Conexiones tipo Plug

Contenedores	Equipo	Facilidades
	Tuberías Lube oil y waste oil	Cableado interior Tubería interior al contenedor
Contenedor aire de exosto (20 ft)	Salida aire de exosto Silenciador Protectores de lluvia	Iluminación Conexiones tipo Plug Cableado interior
Sala de máquina	Genset Plataformas de mantenimiento Ducto de combustión de aire Grúa interior	Iluminación Cables Tuberías Ventilación
Techo	Paneles metálicos tipo sándwich Estructura metálica con enfriadores Plataforma y accesos	Drenaje de lluvias Barandas Facilidades para cargue
Chimenea de gases de exosto	Silenciador Chimenea	
Tuberías de conexión	Estructura de soporte Tuberías de enfriamiento, fuel gas, fresh oil, waste oil Aislamiento	
Plataformas de trabajo	Plataforma bajo la chimenea	

Contenedores	Equipo	Facilidades
	Plataforma entre contenedor de gases de exosto y tuberías	

Tabla 2. Fuente: SoEnergy International Colombia S.A.S, 2015

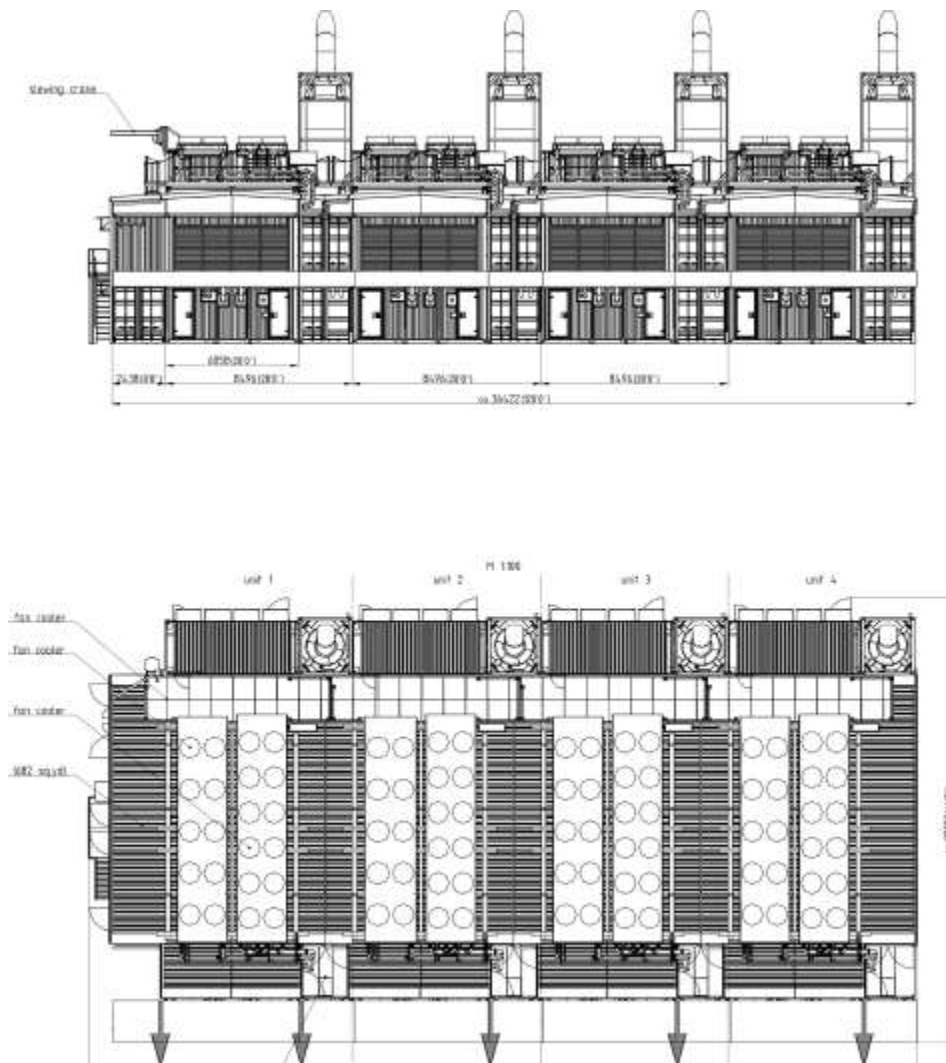


Figura 27 Layout Planta de generación usando Motores MWM TCG 2032 Modular Power Plant.

5. Estudio Financiero.

El proceso de toma de decisiones con base al análisis financiero de cada alternativa planteada, se basa en la necesidad de encontrar el mejor precio de energía por kWh. El consumo actual de energía eléctrica del campo es 1025 GWh-año. Como se comentó, esta energía es suplida por un centro de generación propio (70% del consumo) y por un contrato con un comercializador de energía (30% del consumo) (Energía tomada del SIN).

A pesar que la actividad de generación de energía eléctrica está fuera del “core” del negocio de la compañía productora, esta evaluación de alternativas se hará partiendo del hecho que el ejecutor del proyecto es la compañía productora.

5.1. Establecimiento de la línea de base.

Actualmente los costos de energía del campo de producción son: Precio de energía autogenerada a partir de las plantas existentes usando gas Natural: 145 COP\$/KWh. Es importante mencionar que este incluye el costo operativo (OPEX) y la valoración del costo por combustible. Si bien la propiedad del gas es de la compañía productora, se está usando un precio de oportunidad del gas para evaluar el costo real del kW-h.

Precio SIN: El contrato de comercialización no ofrece un precio fijo sino tiene una porción indexada al precio de bolsa. La estructura de precio es:

$$\text{CU: } 125 \text{ COP/kWh} + 0,2 * \text{Precio de bolsa} + \text{Costos regulados}^1.$$

Debido a las limitaciones técnicas actuales, cualquier alternativa para suplir la deficiencia energética implica la destinación de un “CAPEX”. En ese sentido la ejecución de un proyecto de autogeneración de energía eléctrica cercano al centro de consumo ofrece ventajas importantes:

- Disminución del número de paradas de producción asociada a discontinuidad del suministro por fallos en la línea de transmisión.
- Mejoramiento del perfil de voltaje del circuito del campo.
- Mejoramiento del factor de potencia, mediante la regulación de carga reactiva.

Sumado a estas ventajas, el centro de autogeneración permite la disminución de la exposición al precio de bolsa, y por ende la variabilidad en el costo de operación

debido al suministro energético. A continuación, se presenta el costo unitario percibido de acuerdo a la variabilidad del precio de bolsa:

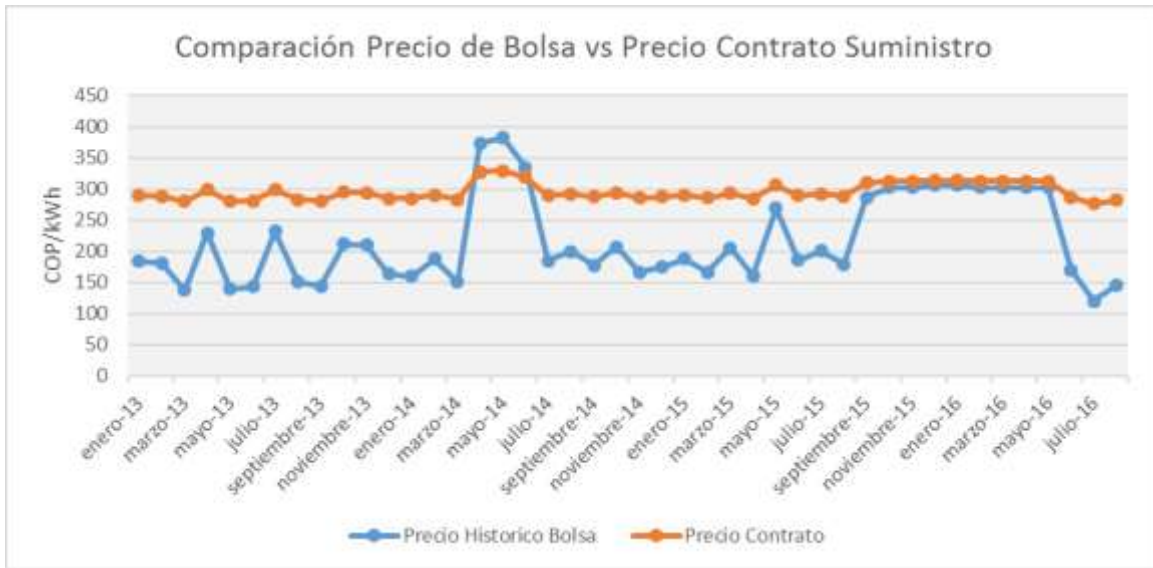


Figura 28 Comparativo precio de bolsa/ Precio contrato de suministro

Como se presentó anteriormente, este estudio se ejecuta para evaluar la viabilidad de tres alternativas:

- Opción 1: 5 unidades T60-QX5200 X 4.2 MW Potencia instalada 21 MW Combustible: GLP.

Datos Técnicos		Costos	
# Genset QX5200 T60	5	Costos O&M (USD\$/MWh)	6,73
Potencia Equipos (kW)	4100	Costos Transporte GLP (COP\$/kg)	82
Potencia Instalada (kW)	20500	Costo GLP (COP\$/kg)	891
Factor de planta	98%	Costo Almacenamiento GLP (COP\$/mes)	160.000.000,00
Potencia Disponible (kW)	20000	Costo Payroll (COP\$/Año)	923.517.907,20
Heat Rate BTU/kWh	13100	Costos Indirectos Operación (COP\$/año)	217.981.800,00
Poder Calorífico GLP (BTU/gal)	87500	Costo Seguro Equipos (COP\$/Año)	571.251.966,99
Densidad GLP (kg/gal)	2,021		

Tabla 3. Datos técnicos y costos.

- Opción 2: 6 Unidades TCG 2032 V16 Modular Power Plant X 4 MW.
Potencia Instalada: 24 MW. Combustible: GNC.

Datos Técnicos		Costos	
# Genset MWM TCG2032	6	Costos O&M (USD\$/MWh)	9,2
Potencia Equipos (kW)	4000	Costos Transporte GN (USD/MBTU)	7,5
Potencia Instalada (kW)	24000	Costo GN (USD\$/MBTU)	2,79
Factor de planta	83%	Costo Total GN (USD\$/MBTU)	10,29
Potencia Disponible (kW)	20000	Costo Payroll (COP\$/Año)	1.139.586.588,00
Heat Rate BTU/kWh	8530	Costos Indirectos Operación (COP\$/año)	234.781.800,00
Poder Calorifico GLP (BTU/SCF)	1050	Costo Seguro Equipos (COP\$/Año)	426.725.796,64

Tabla 4. Datos técnicos y costos.

Description	Price (COL\$ MM)
CAPEX ALTERNATIVA 1	57.125.196.699
CAPEX ALTERNATIVA 2	49.073.466.614

- Opción 3: Línea de interconexión 230 kV 30 km-Subestación reductora 230 kV/34,5 kV. 20 MW.

La compañía productora mediante un proceso de inteligencia de mercado, definió un posible proveedor para desarrollar el proyecto que incluye la construcción, administración, operación y mantenimiento por 20 años, por un monto de \$80.245 millones, valor presente neto. Debido a que la información técnica es limitada, y la definición de la misma sobrepasa el alcance académico de este estudio de factibilidad, se decidió definir el costo adicional por kWh de acuerdo a los siguientes supuestos:

- El costo del proyecto será pagado con un crédito bancario.
- El costo por kWh se obtendrá de la razón entre el pago total anual (Principal + Intereses) y los kWh requeridos.

5.2. Establecimiento del escenario y parámetros de la evaluación

De acuerdo a la estructura de costos presentada en el numeral anterior se procedió con la evaluación financiera de cada alternativa bajo las siguientes variables financieras:

Variables financieras	
Tiempo depreciación (años)	20
Tasa Representativa del Mercado	3058
Indicie Precios Productor	5,5%
Inflación	4,2%
Interes Bancario	9,8%
Plazo deuda (Años)	20
Tasa de descuento	15,3%

Tabla 5. Variables financieras.

El análisis de factibilidad de las alternativas parte del hecho que la implementación del proyecto no obedece a la actividad comercial principal de la compañía de petróleos, en ese sentido este proyecto no está enmarcado dentro del tipo de proyectos de generación de valor sino es de tipo “reducción de costo”. El principal criterio de evaluación es obtener el menor costo por kWh. Bajo este criterio la evaluación financiera se definió mediante la obtención del precio de venta de energía por kWh, que genere un Valor Presente Neto igual a cero usando el flujo de caja para repartición de dividendos.

Como se mencionó, el proyecto no busca la generación de valor por ende la tasa de descuento establecida no obedece al WAAC de la compañía, sino se definió como la suma del Interés Bancario del crédito y la variación del Índice de Precios del Productor.

5.3. Resultados finales de la evaluación económica.

De acuerdo a los supuestos de evaluación definidos en los numerales anteriores se presenta el precio esperado de costo de energía por kWh para cada alternativa:

Alternativa	VPN	%TIR	COSTO (COP\$/kWh)
Alternativa 1: Turbinas + GLP	-	15,3	396,1
Alternativa 2: Motores + GNC	-	15,3	358,1
Alternativa 3: Interconexión	-	NA	CU+52,9

Tabla 6. Comparación de COP\$/kWh.

De la información presentada en la Tabla 6, se procede a definir el costo total de la alternativa 3. Como se indicó anteriormente, las condiciones comerciales del contrato de venta de energía a través de un comercializador registrado en el mercado, es la mejor opción en términos de costos. Desde enero de 2013 a agosto de 2016 el precio promedio de acuerdo a la fórmula comercial acordada fue de 295,9 COP\$/kW-h. Tomando como base este precio y sumándole el costo normalizado por kW-h de la interconexión eléctrica, se obtiene un costo total de **348.8 COP/kWh**.

De acuerdo a esto, ninguna de las dos opciones de autogeneración ofrece un costo de energía menor al obtenido a través de un acuerdo comercial con un comercializador de energía aun teniendo en cuenta el costo de interconexión. Sin embargo, el valor obtenido parte del costo promedio registrado del contrato, como peor escenario se decide evaluar el costo del contrato a un costo de energía en bolsa igual al precio de escasez, el cual es el mayor precio que debería pagar la demanda en una contingencia energética. Tomando como referencia un precio de escasez de 320.88 COP\$/kW-h el costo del contrato es de 316.7 COP/kW-h.

Bajo esta condición el costo agregado del contrato incluyendo el costo normalizado de la interconexión es de **369.6 COP\$/kWh**.

El costo agregado obtenido, viabiliza la alternativa de autogeneración 2.

5.4. Análisis de sensibilidad y riesgos asociados a la inversión

Una vez se han cuantificado las variables financieras asociadas a la implementación de las alternativas, es necesario orientar la toma de decisiones con base a la determinación de los principales impactos. Como expresa Sapag & Sapag en su libro "Preparación y Evaluación de proyectos" Aun cuando la sensibilización se aplica sobre las variables económico-financieras contenidas en el flujo de caja del proyecto, su ámbito de acción puede comprender cualquiera de las variables técnicas o de mercado, que son, en definitiva, las que configuran la proyección de los estados financieros. En otras palabras, la sensibilización de factores como la localización, el tamaño o la tecnología se reduce al análisis de sus inferencias económicas en el flujo de caja.

Del análisis del mercado, se seleccionaron algunas variables que a nuestra consideración impactan los flujos del proyecto, es importante resaltar que de acuerdo a la definición el análisis de sensibilidad se evalúa con respecto a la obtención de un VPN = 0, sin embargo, de acuerdo a las características de este estudio, se cuantificara la variación del precio por kW-h obtenido en cada alternativa. Como metodología se opto por aplicar una variación de +/- 15% a cada variable seleccionado y recalcar de acuerdo al modelo, el valor por kWh que generara un VPN igual a 0. A continuación se presentan las variables seleccionadas y los resultados.:

1. Tasa representativa del mercado COP/USD: Los equipos para las alternativas de autogeneración tienen valor comercial en dólares americanos y euros. Es importante resaltar que la energía en Colombia se transa en pesos colombianos.

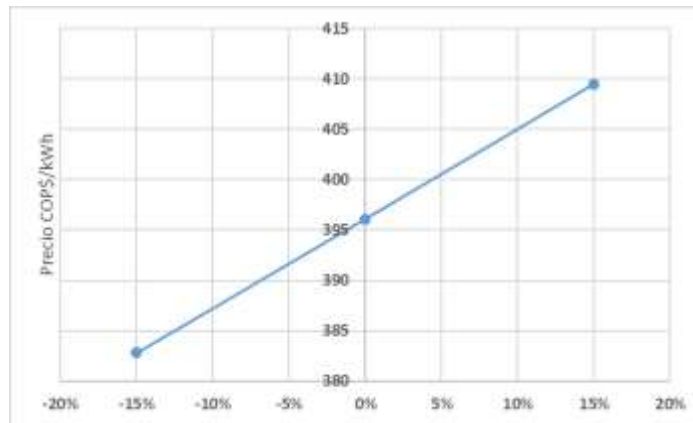


Figura 29 Variación del precio de energía relacionada a la variación de la tasa de cambio para la alternativa 1. Variación del precio: 3.4%

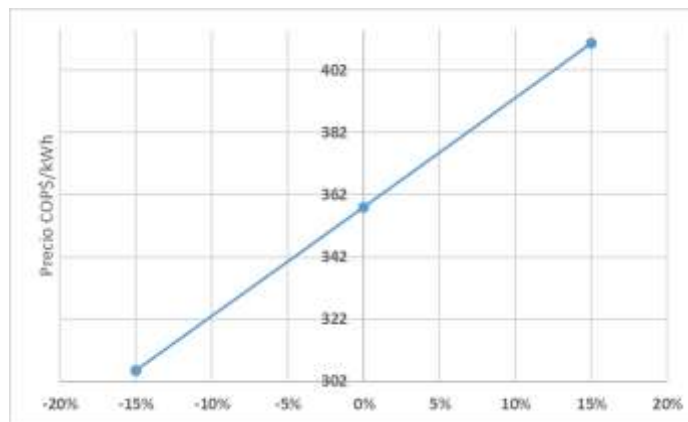


Figura 30 Variación del precio de energía relacionada a la variación de la tasa de cambio para la alternativa 2. Variación del precio: 14.7%

2. Interés Bancario: Las tres alternativas se apalancan con deuda.

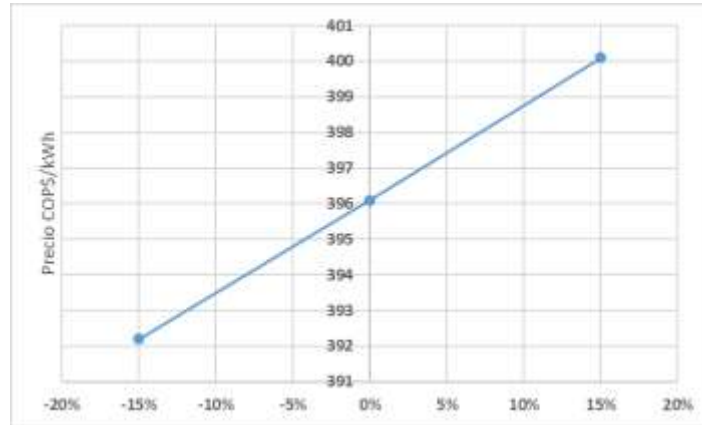


Figura 31 Variación del precio de energía relacionada a la variación de la tasa de interés para la alternativa 1 Variación del precio: 1%

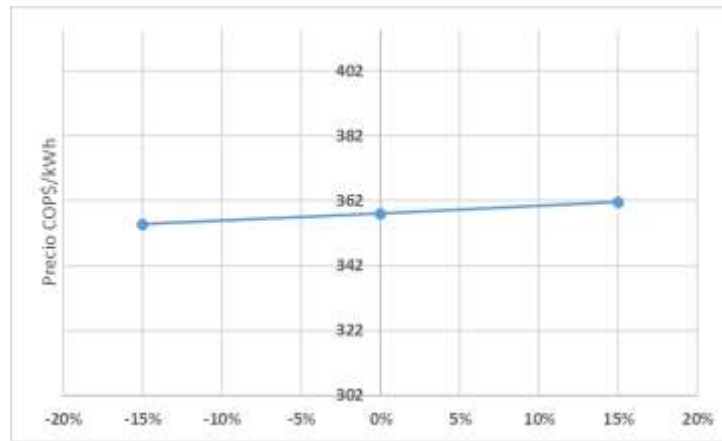


Figura 32 Variación del precio de energía relacionada a la variación de la tasa de interés para la alternativa 2 Variación del precio: 1%

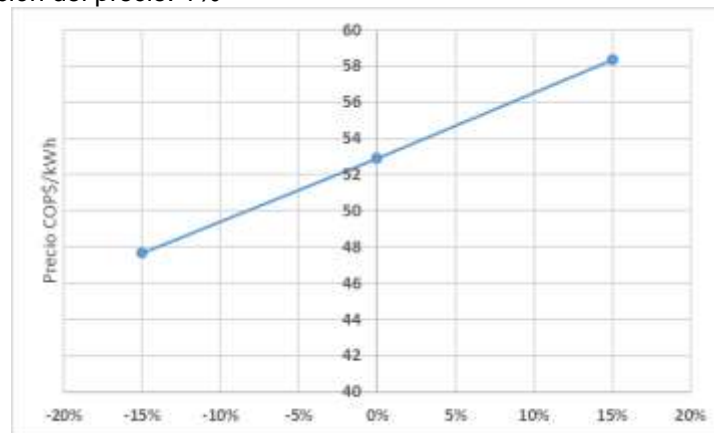


Figura 33 Variación del precio de energía relacionada a la variación de la tasa de interés para la alternativa 3 Variación del precio: 10.28%

3. Precio del combustible: Si bien tanto el costo del GNC como el del GLP, son regulados, su volatilidad atiende a las condiciones del mercado y la expectativa de producción.

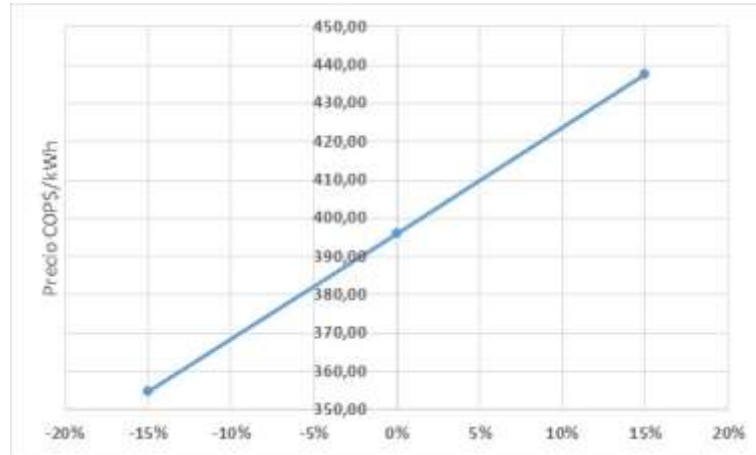


Figura 34 Variación del precio de energía relacionada a la variación del precio de combustible para la alternativa 1. Variación del precio: 10.5%

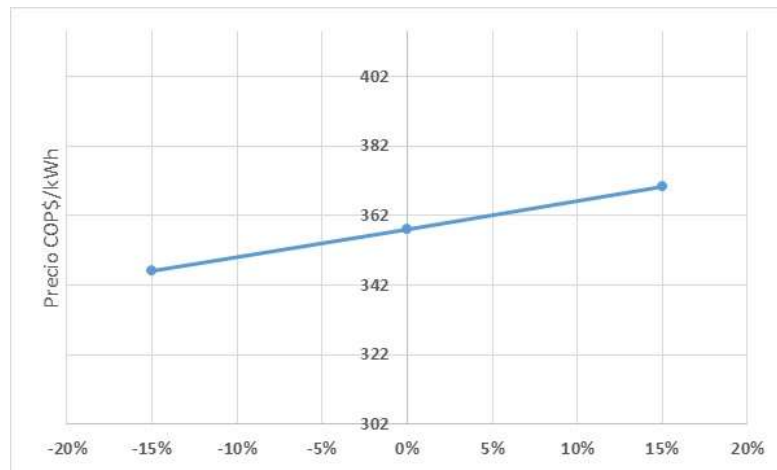


Figura 35 Variación del precio de energía relacionada a la variación del precio de combustible para la alternativa 2. Variación del precio: 3.4%

Los resultados obtenidos después del análisis de sensibilidad se presentan de manera consolidada en la tabla No 7:

Alternativa	Descripción	Variable	% Variación
1	Autogeneración con GLP	Tasa representativa del Mercado COP/USD	+/- 3,4%
		Interes bancario	+/- 1%
		Precio del combustible	+/- 10,5%
2	Autogeneración con GNC	Tasa representativa del Mercado COP/USD	+/- 14,7%
		Interes bancario	+/- 1%
		Precio del combustible	+/- 3,4%
3	Interconexión eléctrica	Tasa representativa del Mercado COP/USD	NA
		Interes bancario	+/- 10,78%
		Precio del combustible	NA

Tabla 7. Variación consolidada del precio con relación a cambios en variables sensibles.

De acuerdo a los resultados presentados en la tabla No 6, se evidencia que la alternativa No 1 es sensible al precio del combustible, ya que la eficiencia energética del sistema de generación es considerablemente baja con respecto a la otra alternativa evaluada.

Con respecto a la alternativa 2, se evidencia un impacto significativo derivado de la variación de la tasa de cambio, esto relacionado a la situación que el costo de la tecnología es en EUROS y por ende las variaciones de la tasa de cambio se ven incrementadas.

Como era de esperarse las variaciones en la tasa de interés afecta de manera significativa el costo resultante de la alternativa 1. Pues para análisis de este trabajo, se supuso que la apropiación del CAPEX se haría a través de préstamos bancarios.

Con base a los resultados obtenidos, la compañía ejecutora del proyecto tiene capacidad de administración sobre dos de las tres variables analizadas que podrían viabilizar alguna de las alternativas. Como compañía productora de hidrocarburos, y en ese sentido como uno de los principales productores de los combustibles usados para el análisis de este trabajo, tiene incidencia en el precio de los mismos y en el plan de autoabastecimiento. Así mismo, la consolidación financiera de la compañía ejecutora del proyecto le permite capacidad de negociación ante las entidades financieras para obtener tasas de interés competitivas. La tasa de cambio con respecto al dólar americano es una variable macroeconómica que no puede ser controlada.

6. CONCLUSIONES

La formulación inicial de este trabajo buscaba la definición de elementos de juicio que permitieran la selección de la mejor alternativa para suplir la demanda de energía incremental del campo petrolero. Desde el análisis financiero presentado, la clasificación de las alternativas sería la siguiente:

Ranking	Alternativa	Costo consolidado (COP\$/kWh)
1	Autogeneración usando GNC	358,1
2	Interconexión Electrica con el Sistema Nacional	369,6
3	Autogeneración usando GLP	396,1

Tabla 8. Clasificación mejor alternativa económica.

Priorizando en función a los costos, la alternativa de autogeneración usando motores de combustión a base de Gas Natural Comprimido (GNC) es la mejor alternativa. Sin embargo, de acuerdo al análisis integral de la mejor solución, recomendamos que se implemente la alternativa No 1 Autogeneración usando turbinas a base de Gas Licuado de Petróleo (GLP).

Nuestra recomendación se fundamenta en los siguientes tres hitos:

- **Abastecimiento del combustible en el largo plazo:** Como se presenta en el documento UPME Balance de gas Natural 2016-2025, la expectativa de déficit de gas natural en un escenario de oferta baja y demanda media es noviembre de 2023, en ese sentido disponer de gas en un plazo de 10 años, compromete seriamente la disponibilidad de este energético a nivel país, en donde se ahondan esfuerzos por garantizar el suministro de gas domiciliario como prioridad. Otro escenario se vislumbra con respecto a la disponibilidad del GLP, la información presentada en el documento UPME “Cadena del Gas Licuado de Petróleo”, evidencia un escenario de oferta disponible que puede ser usada para generación eléctrica. A continuación, se consolidan las curvas de oferta vs demanda para cada energético:

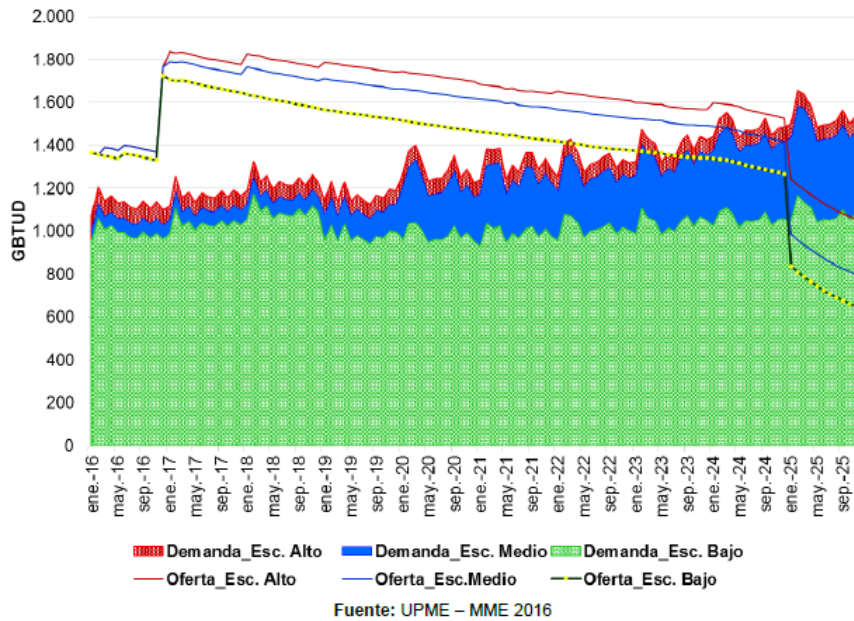


Figura 36 Escenarios de oferta-demanda de gas natural 2016-2025

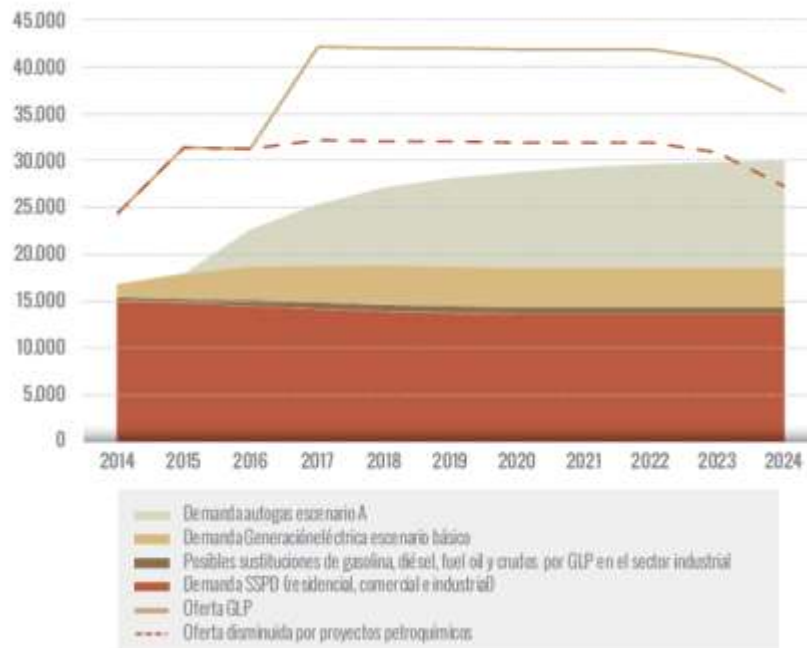


Figura 37 Balance de GLP Escenario básico

- Logística de suministro del combustible:** Con base al análisis de eficiencia energética, se estima un consumo de 3.651.000 SCFD de Gas Natural Comprimido, mientras que con GLP se estima un consumo de 145234 kg. El principal reto de la implementación de alguna de las alternativas de autogeneración es garantizar la disponibilidad del combustible, por ello, la

logística de transporte juega un rol principal. De la información obtenida, la capacidad de los vehículos de transporte de GNC y GLP es 282500 pies cúbicos y 30000 kg respectivamente. De acuerdo al consumo esperado, para garantizar el suministro de GNC se deberían disponer de al menos 13 vehículos en tránsito diariamente, con la limitación de disponer de un almacenamiento de respaldo en sitio. Por otro lado, para garantizar el suministro de GLP se requieren 5 vehículos en tránsito diariamente, y es posible la implementación de un almacenamiento estacionario en sitio que garantice el autoabastecimiento de hasta 3 días. Esta ventaja logística fundamenta nuestra recomendación.

- **Requerimientos ambientales y sociales para la implementación de proyectos energéticos en Colombia:** Dentro del alcance establecido de la licencia ambiental del campo se incluye la actividad de autogeneración de energía eléctrica. Mientras que la actividad de interconexión eléctrica no hace parte del alcance. En ese sentido la implementación del proyecto depende del gerenciamiento ambiental y social, con base a los tiempos de trámite ante los entes regulatorios, no es posible contar con la implementación de este proyecto en un periodo menor de 5 años.

Los costos regulados son 127,5 COP\$/kW-h

7. Referencias

C, LOPEZ LOPEZ, C., & SANCHEZ QUITIAN, M. V. (2007). *DIAGNOSTICO DE LAS CENTRALES TERMoeLECTRICAS EN COLOMBIA Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA NORMA DE EMISIÓN DE FUENTES FIJAS*. BOGOTA: UNIVERSIDAD DE LA SALLE.

Campo Robledo, J., & Sarmiento Guzman, V. (2011). *Relación consumo de energía eléctrica y PIB*.

UPME Unidad de Planeación Minero Energetica . (2013). *Cadena del Gas Licuado de Petróleo*.

UPME Unidad de Planeación Minero Energética . (2016). *Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015-2029*.

UPME Unidad de Planeación Minero Energética. (2013). *Mejora Interconectividad Reforma 230 kV*.

UPME Unidad de Planeación Minero Energética. (2016). *Proyección de precios de los energéticos para generación de energía eléctrica 2016-2035*.

UPME Unidad de Planeación Minero Energetico. (2016). *PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE*.