

**VIABILIDAD FINANCIERA PARA LA OPERACIÓN DE LA CENTRAL
TERMOELÉCTRICA TERMOBARRANCA**

**FIDEL RUEDA ALQUICHIRE
JAVIER ENRIQUE SIERRA BOHÓRQUEZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN ALTA GERENCIA
BUCARAMANGA**

2017

**VIABILIDAD FINANCIERA PARA LA OPERACIÓN DE LA CENTRAL
TERMOELÉCTRICA TERMOBARRANCA**

**FIDEL RUEDA ALQUICHIRE
JAVIER ENRIQUE SIERRA BOHÓRQUEZ**

Monografía realizada para optar el título de Especialista en Alta Gerencia

**Director
JAIME ENRIQUE OSORIO TRUJILLO
Magister en Administración de Empresas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN ALTA GERENCIA
BUCARAMANGA**

2017

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.	20
1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.	28
1.1 IDENTIFICACIÓN.	28
1.2 TÍTULO	32
1.3 PLANTEAMIENTO.	33
1.3.1 Descripción	33
1.3.1.1 Unidades Barranca 1 y 2.	34
1.3.1.2 Unidad Barranca 3	35
1.3.2 Elementos-Esquema.	37
1.3.3 Formulación	37
2. ALCANCE-LIMITACIONES.	38
3. JUSTIFICACIÓN	39
4. OBJETIVOS	41
4.1 OBJETIVO GENERAL.	41
4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.	41
5. MARCO REFERENCIAL.	42
5.1 MARCO CONTEXTUAL.	42
5.1.1 Antecedentes	42
5.1.2 Estado del arte	43

5.2 MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.	43
5.2.1 Cargo por Confiabilidad	46
5.2.2 MEM (Mercado De Energía Mayorista)	49
5.2.3 CREG (Comisión do Regulación de Energía y Gas).	50
5.2.4 CND (Centro Nacional de Despacho).	50
5.2.5 UPME (Unidad de Planeación Minero Energética).	51
5.2.6 Consejo Nacional de Operación.	51
5.2.7 Comité Asesor de Comercialización	52
6. METODOLOGÍA.	53
6.1 REVISIÓN SISTEMÁTICA DEL TEMA.	53
6.1.1 Información histórica de operación de la central Termobarranca.	53
6.1.1.1 Indisponibilidad histórica	53
6.1.1.2 Eficiencias térmicas	55
6.1.1.3 Costos de operación y mantenimiento	57
7. ANÁLISIS FINANCIERO	62
7.1 ALTERNATIVAS PLANTA EN EL SIN.	63
7.1.1 Planta en el SIN operando con combustible líquido y con asignación de Cargo por Confiabilidad	63
7.1.1.1 Ingresos por generación en mérito	63
7.1.1.2 Ingresos por ventas de energía firme en mercado secundario y por asignación de Oferta de Energía en Firme	66
7.1.1.3 Costos estimados de operación	68
7.1.1.4 Costos estimados de inversión	69
7.1.1.5 Estado de resultados estimado contrato en firme de Fuel Oil.	70

7.1.2 Proyección del mercado de suministro de gas para termoeléctricas en Colombia	71
7.1.3 Planta en el SIN con contrato firme de gas.	74
7.1.3.1 Contrato de gas firme.	74
7.1.3.2 Ingresos por venta de energía en contrato de largo plazo	76
7.1.3.3 Ingresos por venta de energía en bolsa	76
7.1.3.4 Ingresos por ventas de ENFICC	78
7.1.3.5 Costos de Operación	79
7.1.3.6 Estado de resultados estimado contrato en firme de gas	79
7.1.4 Planta en el SIN con contrato interrumpible de gas.	80
7.1.5 Resumen de Resultados con combustible líquido y gas.	80
7.2 ANALISIS FINANCIERO ALTERNATIVAS DE OPERACIÓN DE LA CENTRAL TERMOBARRANCA EN EL SIN.	81
8. CONCLUSIONES.	85
9. RECOMENDACIONES.	87
BIBLIOGRAFÍA.	88

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama térmico simplificado Barranca 1 y 2.	26
Figura 2. Diagrama térmico simplificado Barranca 3.	27
Figura 3. Ubicación Planta Termobarranca.	31
Figura 4. Panorámica unidades Barranca 1 y 2.	34
Figura 5. Panorámica unidad Barranca 3.	35
Figura 6. Espina de pescado.	37
Figura 7. Estructura institucional del MEM.	46

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Composición accionaria de ESSA.	23
Gráfica 2. Distribución del parque generador eléctrico colombiano.	47
Gráfica 3. Variación del precio del Fuel Oil en los últimos 20 meses puesto en puerto de Refinería de Barrancabermeja.	64
Gráfica 4. Estimación del precio del Gas en plantas térmicas del interior.	73
Gráfica 5. Precio GNL en Colombia	74
Gráfica 6. Precio de Bolsa, escasez y oferta por tipo de combustible.	77
Gráfica 7. Proyección precios de bolsa de energía 2017- 2026.	78

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Capacidad Instalada, capacidad neta, año entrada en operación y tipo de combustible utilizado por la unidades Barranca 1, 2 y 3.	24
Tabla 2. Capacidad instalada por empresa generadora y tecnología utilizada.	28
Tabla 3. Proyectos de generación en Colombia.	39
Tabla 4. Calculo de Indisponibilidad Histórica anual unidad Barranca 1.	54
Tabla 5. Calculo de Indisponibilidad Histórica anual unidad Barranca 2.	54
Tabla 6. Calculo de Indisponibilidad Histórica anual unidad Barranca 3.	55
Tabla 7. Eficiencia térmica unidades de Generación Planta Termobarranca.	56
Tabla 8. Eficiencia térmica unidad Barranca 1.	57
Tabla 9. Eficiencia térmica unidad Barranca 2.	57
Tabla 10. Eficiencia térmica unidad Barranca 3.	57
Tabla 11. Estructuración de costos fijos planta Termobarranca.	58
Tabla 12. Precio del Fuel Oíl puesto en los tanques principales de almacenamiento de la Planta Termobarranca.	59
Tabla 13. El costo variable asociado al combustible estimado por unidad de producción.	61
Tabla 14. Costo variable asociado a la tecnología utilizada.	61
Tabla 15. Estructura de costos combustible F.O. puesto en Termobarranca.	64
Tabla 16. Costo Variable de producción KWh unidades Termobarranca combustible Fuel Oíl.	65
Tabla 17. Precio de escasez – PE- estimado con GNL planta a gas de Ciclo Abierto.	68
Tabla 18. Inversiones para mantener operativa la planta por 3 a 4 años adicionales.	70

Tabla 19. Estado de resultados de operación comercial mensual (\$ millones), planta con fuel oíl y generación de 48 MW.	70
Tabla 20. Unidades de generación térmica del SIN operadas con gas natural.	71
Tabla 21. Costo Variable de producción KWh unidades Termobarranca Gas combustible.	75
Tabla 22. Estado de resultados de Operación Comercial mensual (\$millones), planta de 48 MW con gas firme.	79
Tabla 23. Resumen de resultados de operación comercial mensual para la planta en el SIN.	81
Tabla 24. Análisis financiero para la operación de la central Termobarranca con combustible líquido en el mercado secundario.	82
Tabla 25. Punto de equilibrio costo KWh para generación con combustible líquido Fuel Oíl en el mercado secundario.	83
Tabla 26. Análisis financiero para la operación de la central Termobarranca con gas combustible para generación al Sistema de Interconexión Nacional.	83
Tabla 27. Punto de equilibrio costo KWh para generación con gas Natural en el SIN.	84

GLOSARIO

°C: Grado Celsius (históricamente conocido como centígrado) es una escala de temperatura del Sistema Internacional.

°F: Grado Fahrenheit es una escala de temperatura del Sistema Ingles.

AOM: Administración Operación y Mantenimiento.

ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.

AUTOGENERADOR: generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades.

CAC: Comité Asesor de Comercialización.

CAPT: Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.

CEN: Capacidad Efectiva Neta.

CICLO RANKINE: Es un ciclo termodinámico que tiene como objetivo la conversión de calor en trabajo, constituyendo lo que se denomina un ciclo de potencia.

CND: Centro Nacional de Despacho.

CNO: Consejo Nacional de Operación.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

CV: Costo Variable de Generación.

ENFICC: Energía Firme del Cargo por Confiabilidad.

EPM: Empresas Públicas de Medellín.

ESSA: Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

FAZNI: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas.

HEAT RATE: Es la medida del rendimiento de una central termoeléctrica. Es el cociente entre la energía térmica aportada en forma de combustible (en realidad es energía química que se transforma en térmica mediante el proceso de combustión) y la energía eléctrica generada.

IH: Índice de Disponibilidad.

IHF: Índice de Disponibilidad forzada.

ISO: Organización Internacional de Normalización (ISO, del nombre original en inglés, International Organization for Standardization) es una organización para la creación de estándares internacionales compuesta por diversas organizaciones nacionales de estandarización.

Kg/cm²: Unidad de Presión equivalente a Kilogramos sobre Area representada en centímetros cuadrados.

KV: Kilovoltios.

KVA: Kilovoltioamperio Es la potencia aparente de un aparato eléctrico de características principalmente inductivas cuando funciona con corriente alterna.

MBTU: Millones de BTU.

MEM: Mercado de Energía Mayorista.

MME: Ministerio de Minas y Energía.

MWh: El megavatio-hora (MWh) es una unidad de medida de energía eléctrica, equivalente a un millón de vatios-hora. Es la energía necesaria para suministrar una potencia constante de un megavatio durante una hora.

NTC: norma técnica colombiana creada por el ICONTEC.

OCV: Otros Costos Variables.

OEF: Obligaciones de Energía Firme.

PCC: Precio Cargo por Confiabilidad.

PE: Precio de Escasez.

PSI: Unidad inglesa de Presión equivalente a Libras por en Pulgadas Cuadradas.

Rpm: Revoluciones por minuto, velocidad de giro.

SIC: Sistema de intercambios comerciales-

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

TRM: Tasa Representativa del Mercado.

USD: Dólar de los Estados Unidos.

RESUMEN

TITULO: Análisis financiero de viabilidad para la operación de la central termoeléctrica Termobarranca .

AUTORES: Fidel Rueda Alquichire
Javier Enrique Sierra Bohórquez.**

PALABRAS CLAVES: Viabilidad, Eficiencia, Regulación.

Las condiciones actuales del mercado de energía mayorista, la regulación existente y los altos costos de los combustibles en Colombia, son los factores preponderantes dentro de los análisis de viabilidad para los proyectos termoeléctricos existentes e incentivar la inversión dentro del sector para este tipo de generación necesarios para garantizar la confiabilidad para el suministro de energía eléctrica a la creciente demanda.

La alta participación de generación hidráulica en el sistema eléctrico colombiano (66%), ha creado una alta dependencia dentro del sistema a la existencia de este recurso, sin embargo, con la regulación el regulador ha intervenido para minimizar este efecto y evitar una alta volatilidad dentro de los precios de bolsa.

Los fenómenos naturales que presentan afectación sobre las temporadas de lluvia, y que han intensificado sus efectos sobre las mismas, han sido determinantes en los últimos años para el establecimiento de los precios en bolsa de la energía eléctrica en Colombia.

Todo lo expuesto anteriormente sumado a las condiciones de ineficiencia propias del ciclo energético que se maneja dentro de la central Termoeléctrica Termobarranca hacen parte de la investigación adelantada con el propósito de determinar la viabilidad o no para la operación comercial de la central en el mercado de energía mayorista.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas Escuela de Estudios Industriales y Empresariales
Especialización en Alta Gerencia Director Jaime Enrique Osorio Trujillo

SUMMARY

TITLE: Financial analysis of viability for the operation of the Termobarranca thermoelectric plant*.

AUTHORS: Fidel Rueda Alquichire
Javier Enrique Sierra Bohórquez**.

KEYWORDS: Viability, Efficiency, Regulation.

Current conditions in the wholesale energy market, existing regulation and high fuel costs in Colombia, are the preponderant factors within the viability analysis for existing thermoelectric projects, to encourage investment within the sector for this type of generation, and to ensure reliability of electric power supply to the growing demand.

The high participation of hydroelectric generation in the Colombian electrical system (66%) has created a high dependence within the system due the existence of this resource; however, with the regulation, the regulator has intervened to minimize this effect and avoid high volatility within the stock market prices.

Natural phenomena that affect rainfall seasons and that have intensified their effects on rainfall seasons, have been decisive in recent years to establish stock prices of electric energy in Colombia. and that have intensified their effects on rainfall seasons, have been decisive in recent years to establish stock prices of electric energy in Colombia.

All of the above, added to the inefficiency conditions of the energy cycle within the Termobarranca thermoelectric plant, are part of the advanced research with the purpose of determining the viability or not for the commercial operation of the power plant in the energy market wholesaler.

* Monograph

** Faculty of Mechanical Physical Engineering School of Industrial and Business Studies
Specialization in High Management Director Jaime Enrique Osorio Trujillo

INTRODUCCIÓN.

La Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. - “ESSA” - es una empresa de capital mixto, filial del Grupo Empresarial EPM, dedicada a la prestación de los servicios públicos de generación, distribución, transmisión, comercialización de energía y actividades conexas, en 87 municipios del Departamento de Santander y 2 municipios del Departamento de Bolívar, 2 del sur del Cesar y 1 de Norte de Santander. Sus productos y servicios están dirigidos a todos los estratos residenciales; a los sectores comercial, industrial, oficial, alumbrado público, en las modalidades regulada y no regulada. Para desarrollar su objeto social y satisfacer a sus grupos de interés, ESSA debe desarrollar, en el ámbito de este plan de negocios, una infraestructura que le permita cumplir con los estándares de calidad y con las demás normas técnicas y regulatorias establecidas por las autoridades competentes.

Hoy, ESSA cuenta con 125 años de experiencia en el sector eléctrico colombiano y actualmente está integrada por cuatro negocios: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica.

ESSA atiende 87 municipios del Departamento de Santander, dos municipios en el departamento de Cesar, dos en Bolívar y uno en Norte de Santander, para un total de 92 localidades.

ESSA es una compañía que tiene como objetivo principal generar valor agregado y crecimiento con rentabilidad. El fortalecimiento tecnológico le permite optimizar los procesos asociados con la atención a sus clientes. Se obtuvo con éxito la Certificación de la Calidad, NTC ISO 9001: 2008.

La cobertura actual del servicio de energía es del 99% en lo urbano y del 93% en lo rural. El 75% del sector residencial está concentrado en los estratos 1, 2 y 3.

En su área de influencia ESSA tiene aproximadamente 800.000 clientes a la fecha, de los cuales aproximadamente el 89,56% son residenciales, el 8,38% son comerciales, el 1,24% industriales, el 0,74% son oficiales y el 0,08% corresponde al alumbrado público.

En las décadas de 1920 y 1930 funcionaron de manera aislada y por iniciativa privada, diversas plantas hidroeléctricas y otras con motores Diesel que brindaban el servicio a 27 de los 73 municipios de Santander en ese entonces.

En 1.927 se constituye la Compañía Penagos S.A. y años después entra en funcionamiento la planta de Zaragoza que resuelve en buena parte las necesidades de energía eléctrica de Bucaramanga.

En 1.941 la Central Hidroeléctrica del Río Lebrija S.A., se constituye en la primera empresa en Colombia del sector eléctrico creada por asocio de la nación, el departamento y el municipio. Es así como con recursos del Estado y el liderazgo de Benjamín García Cadena, se construye la hidroeléctrica de Palmas en el río Lebrija.

Para abastecer a las provincias, se construyen las centrales de Guepsa y la Cascada en San Gil. Simultáneamente, se adelantan otros proyectos como la línea de transmisión Barrancabermeja – Puerto Wilches y Termobarranca.

El 21 de Julio de 1.975 se consolida ESSA como la conocemos hoy, al incluir la infraestructura existente en García Rovira e Hilebrija Zona Sur que comprendía La Hidroeléctrica La Cómoda, la Empresa de Energía Eléctrica del Socorro y la Cascada de San Gil. Desde entonces, la compañía avanzó de manera importante

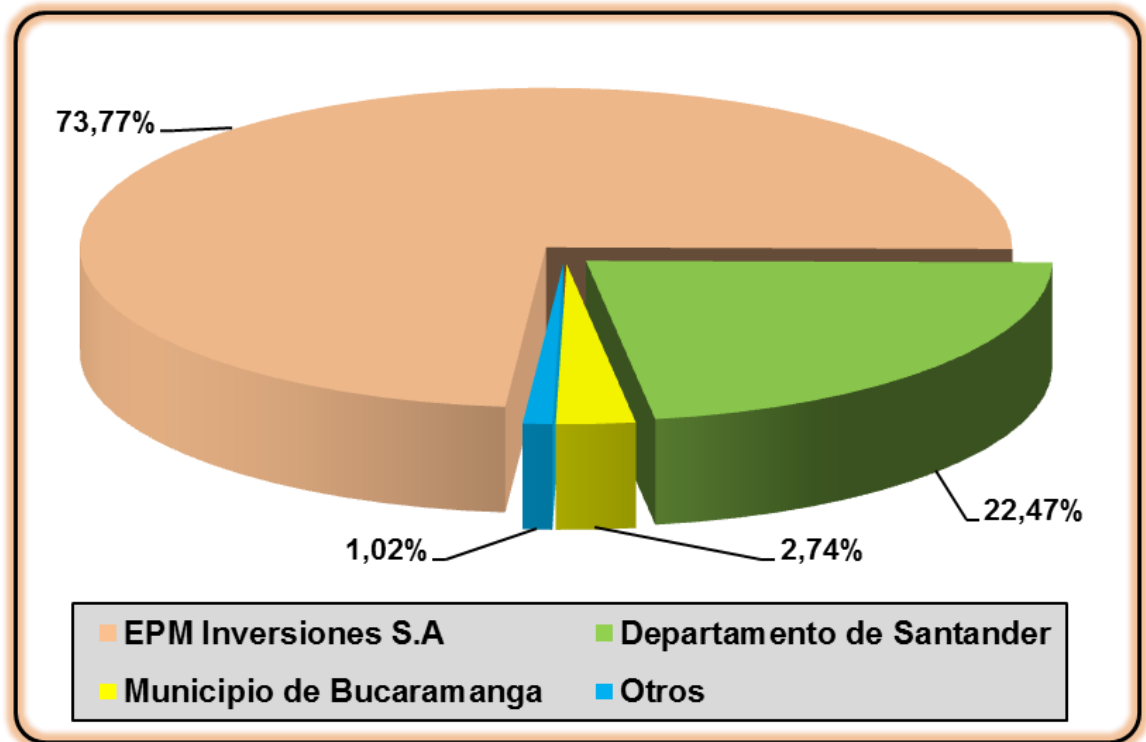
ampliando la cobertura del servicio e implementando la infraestructura requerida para dicha ampliación.

ESSA apoyó de manera importante el desarrollo de la Central Hidroeléctrica del Sogamoso participando en la elaboración de los diseños del proyecto y liderando la empresa promotora que mantuvo vivo el proyecto hasta que ISAGEN adquiere los derechos de ESSA en los diseños y se compromete en su construcción.

En febrero de 2009, La Nación vende sus acciones a Empresas Públicas de Medellín, EPM, mediante un esquema que permitió a la Gobernación de Santander aumentar su participación accionaria al 22.47% sin aportar recursos, (Ver Gráfica 1).

De esta forma, ESSA entra a formar parte de un grupo empresarial que se caracteriza por su excelencia en la prestación de servicios públicos domiciliarios y como tal, adquiere el compromiso de lograr los indicadores que reflejen dicha excelencia en su área de influencia.

Gráfica 1. Composición accionaria de ESSA.



ESSA posee en la actualidad 3 plantas de generación de energía de las cuales 2 son hidráulicas y 1 térmicas.

Las plantas hidráulicas están ubicadas en el municipio de Lebrija (Central Hidroeléctrica Palmas) y San Gil (Central Hidroeléctrica Cascada), para un total de 21 MW instalados, con las cuales se genera cerca del 4.8% de la energía que vende.

Igualmente, ESSA posee 91 MW instalados en generación térmica en la planta Termobarranca la cual se compone de dos unidades gemelas denominadas Barranca 1 y Barranca 2 con capacidad de generación de 12,5 MWh cada una y la unidad Barranca 3 con capacidad instalada de 66,0 MWh, (Ver Tabla 1).

Tabla 1. Capacidad Instalada, capacidad neta, año entrada en operación y tipo de combustible utilizado por la unidades Barranca 1, 2 y 3.

UNIDAD	CAPACIDAD NOMINAL MW	CAPACIDAD EFECTIVA NETA MW	AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN	COMBUSTIBLE
Barranca 1	12,5	12,0	1970	Gas Natural y Fuel Oíl N° 6
Barranca 2	12,5	12,0	1970	Gas Natural y Fuel Oíl N° 6
Barranca 3	66,0	27,0	1978	Gas Natural, Fuel Oíl N° 6 y ACPM

En este documento, en particular, se presenta el informe de viabilidad de la Central Termobarranca que comprende, básicamente, los siguientes aspectos:

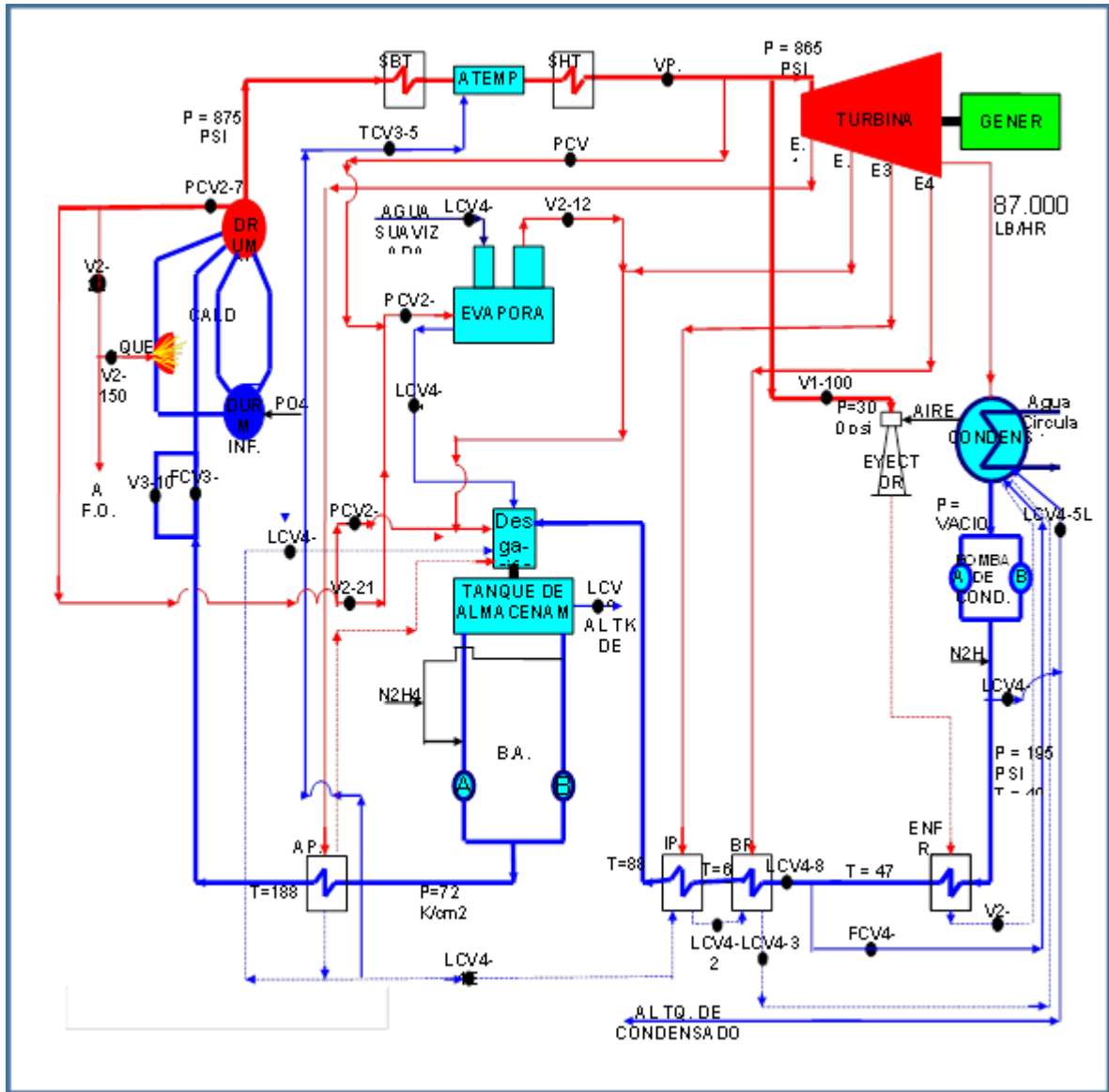
- Descripción del objeto y alcance del trabajo.
- Descripción general de los equipos y componentes principales.
- Un análisis y evaluación técnica y diagnóstico de las instalaciones teniendo en cuenta los equipos eléctricos, mecánicos y los aspectos ambientales. En el estudio se incluye el análisis de eficiencia de las calderas, turbinas y el “heat rate” de cada unidad; se realiza, también, un análisis de los paros forzados relacionados con fallas en cada equipo.
- La presentación y análisis de las soluciones y mejoras propuestas.
- La estimación y el análisis de los gastos de administración y costos de operación y mantenimiento.
- La estimación y el análisis de los costos de inversión y el Plan general de inversiones.
- El análisis y la evaluación comercial y financiera de las plantas, incluido el análisis de sensibilidad.

- Conclusiones y recomendaciones.

Como aspectos relevantes de este estudio de viabilidad, se destacan los siguientes:

- Los equipos de las unidades Barranca 1 y 2 de la central Termobarranca (Ver Figura 1) operan de manera confiable; su índice de indisponibilidad forzada (IHF) en los últimos Seis (6) años se ha mantenido alrededor 3,9% y 3,2% respectivamente, lo que da cuenta de que el esquema de mantenimiento es adecuado. El “heat rate” de las unidades puede ser mejorado con intervenciones menores como reparación de fugas de gases, mejoramiento del aislamiento, continuación los mantenimientos periódicos, implementación de nuevas tecnologías para mejorar los procesos de combustión en calderas.

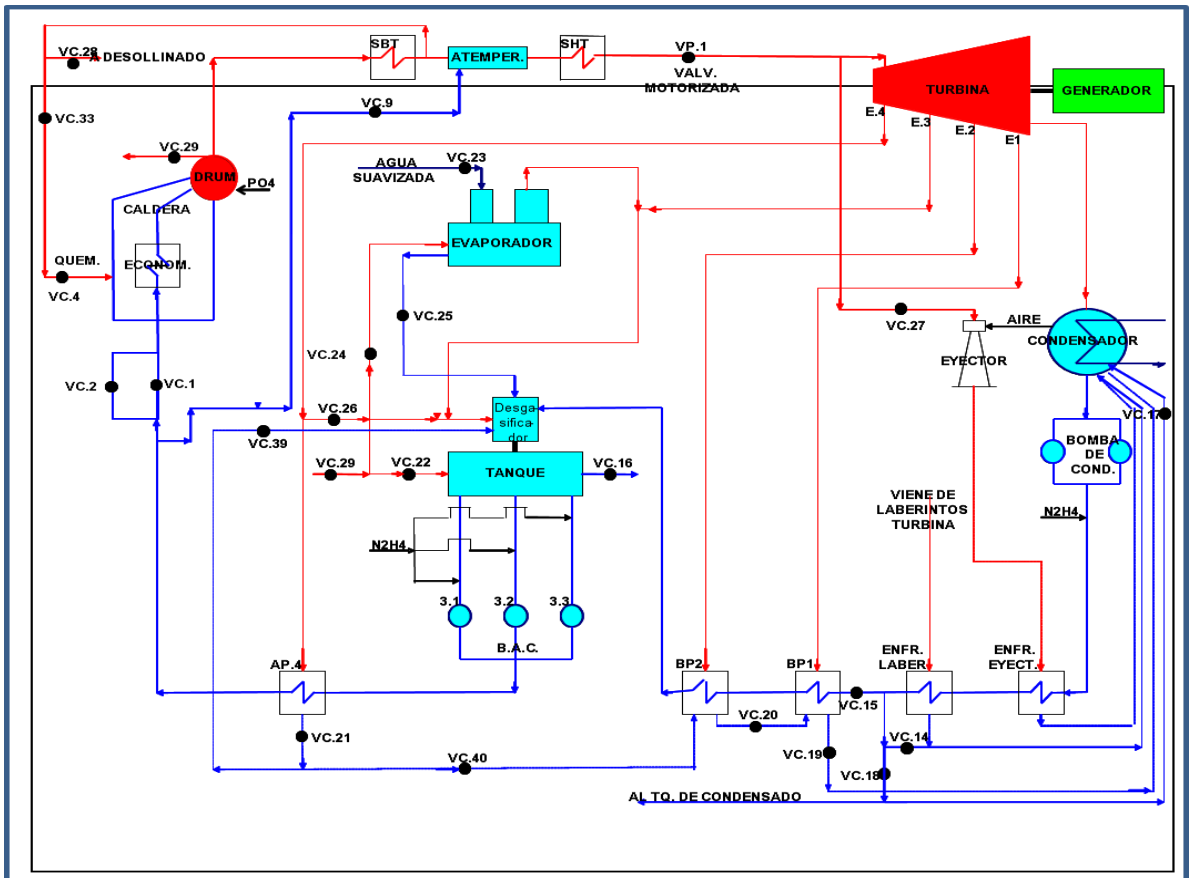
Figura 1. Diagrama térmico simplificado Barranca 1 y 2.



- La unidad Barranca 3 (Ver Figura 2) presenta problemas de confiabilidad en la operación de la turbina, caldera y el condensador el cual presenta una gran proporción de tubos sellados, disminuyen además su eficiencia. El índice de indisponibilidad de la unidad Barranca 3 reportado en los últimos Seis (6) años oscila alrededor del 5,6%. Igualmente a las unidades Barranca 1 y 2, el “heat rate” de esta unidad puede ser mejorado con intervenciones menores como

reparación de fugas de gases, mejoramiento del aislamiento, continuación los mantenimientos periódicos, implementación de nuevas tecnologías para mejorar los procesos de combustión en calderas.

Figura 2. Diagrama térmico simplificado Barranca 3.



1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

1.1 IDENTIFICACIÓN.

A partir del 20 de julio de 1995, y como consecuencia del nacimiento de la Bolsa de Energía en Colombia, el sector eléctrico se modernizó dando paso a la libre competencia y a la participación privada, situación que marco grandemente el desarrollo del sector energético del país.

La participación en generación térmica de ESSA se encuentra incluida en la generación del grupo EPM, de los cuales 91 MW pertenecen a la planta Termobarranca de los 491 MW térmicos de capacidad del grupo, (Ver Tabla 2).

Tabla 2. Capacidad instalada por empresa generadora y tecnología utilizada.¹

EMPRESA ASOCIADA	PROPIEDAD ACCIONARIA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	TECNOLOGÍA (CAPACIDAD INSTALADA EN MW)					
			HIDRÁULICA	GAS/ COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	CARBÓN	EÓLICA	COGENERACIÓN	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	PÚBLICA	3.550,00	2.990,00	491,00			19,00	5,00
EMGESA S.A. E.S.P.	PRIVADA	3.011,80	2.600,00	187,00	225,00			
ISAGEN S.A. E.S.P.	MIXTA	3.001,00	2.706,00	276,00				
CELSIA S.A. E.S.P.	PRIVADA	1.777,70	1.019,00	770,00				52,00
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	PRIVADA	1.000,00	1.020,00					
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	PÚBLICA	338,00	338,00					
TERMOVALLE S.A.S. E.S.P.	PRIVADA	206,00		205,00				
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	PRIVADA	155,00			155,00			

¹ <http://www.acolgen.org.co/index.php/2013-01-31-06-37-23/capacidad-instalada>.

EMPRESA ASOCIADA	PROPIEDAD ACCIONARIA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	TECNOLOGÍA (CAPACIDAD INSTALADA EN MW)				
			HIDRÁULICA	GAS/ COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	CARBÓN	EÓLICA	COGENERACIÓN
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA S.A. E.S.P.	PRIVADA	154,00			150,00		
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	PRIVADA	60,80	61,00				
SOPESA S.A. E.S.P.	PRIVADA	59,00		59,00			
VATIA S.A. E.S.P.	PRIVADA	41,18	51,00				
TOTAL		13.354,48	10.785,00	1.988,00	530,00	19,00	57,00

Desde principios de los noventa, el Estado Colombiano determinaba que el camino más adecuado para crear un sector eléctrico eficiente era abandonar el modelo centralizado. Como consecuencia, el sector eléctrico se dividió en actividades: generación y comercialización donde se permitió la competencia; transmisión y distribución donde se mantuvo el monopolio y se regularon los ingresos. A las empresas que estaban integradas Verticalmente se les hizo separar contablemente sus negocios. Adicionalmente, se crearon reglas para brindar una operación y administración confiables (cargo por capacidad, limitación de suministro, entre otras).

Estos cambios se iniciaron desde la Constitución de 1991 y marcaron una evolución del papel del Estado frente a los servicios públicos, pasando de tener la obligación de prestarlos, a garantizar la prestación de los mismos. Posteriormente, las leyes 142 y 143 de 1994 dieron paso a los lineamientos precisos para la creación de lo que se conocería como el Mercado de Energía Mayorista de Colombia (MEM).

La evolución del Estado en el sector eléctrico se ve ahora reflejada en el papel que cumple: dirección a través del Ministerio de Minas y Energía (MME), planeación a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), regulación a través

de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y supervisión y control, a través de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

Para complementar este esquema existen tres organismos que dan recomendaciones acerca de la operación, las funciones comerciales y la expansión, los cuales son: el Consejo Nacional de Operación (CNO), el Comité Asesor de Comercialización (CAC) y el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT).

A la fecha y fuera del marco anteriormente expuesto, por tener sus unidades de generación fuera del MEM, existe una central termoeléctrica llamada Termobarranca, propiedad de la Electrificadora de Santander S.A. E. S.P. (ESSA), localizada a siete kilómetros de Barrancabermeja, sobre la margen derecha del Río Magdalena (Ver Figura 3) y que cuenta en la actualidad con tres unidades de generación del tipo turbovapor con una capacidad total instalada de 91.000 KW.

Figura 3. Ubicación Planta Termobarranca.



Fuente: Vista satelital ubicación Planta Termobarranca Google Maps.

El estudio de viabilidad financiera para la operación de la central Termobarranca, contempla las diferentes opciones de mercado que se pueden viabilizar teniendo en cuenta principalmente los costos de los combustibles como elemento de mayor impacto en el costo variable de generación.

Ante las resoluciones emanadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), las eficiencias de las unidades térmicas con ciclo rankine regenerativo y sus costos asociados adicional a la disponibilidad y costo del transporte del gas para el parque térmico al interior del país, la probabilidad de participación en las condiciones actuales de las unidades de generación de la central termoeléctrica Termobarranca en el Mercado de Energía Mayorista son muy bajas y hacia un

futuro inmediato se hace necesario buscar condiciones que favorezcan su participación en este mercado.

La eficiencia de las unidades de generación de la central igualmente deberá ser motivo de estudio ya que es una de las variables claves asociadas para la distribución del cargo por confiabilidad² entregado por el sistema para las plantas que no son despachadas y que permanecen disponibles dentro del mismo. Este cargo es el principal apoyo económico de las plantas térmicas y por ende se deberá prestar singular importancia dentro del estudio ya que representaría la mayor parte de los ingresos para la central en épocas de hidrologías altas, teniendo en cuenta la baja probabilidad de despacho de generación por mérito asociado a su alto costo de producción, respecto a la generación hidráulica.

Con el estudio de todas las variables anteriormente mencionadas y el marco regulatorio en el cuál se encuentra inmersa nuestra oferta de generación se analizaron las opciones para determinar de manera certera la viabilidad de la operación de la central termoeléctrica Termobarranca en el Mercado.

1.2 TÍTULO

Análisis financiero de viabilidad para la operación de la central termoeléctrica Termobarranca.

² COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG-071 (03, octubre, 2006). Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. Diario Oficial. Bogotá D.C., 2006. 70 p.

1.3 PLANTEAMIENTO.

1.3.1 Descripción. Debido al proceso de transformación que ha sufrido el sector eléctrico en Colombia durante los últimos años y particularmente en su objetivo de creación de un mercado competitivo y con cobertura, obligo a crear modelos para que la planta Termobarranca entrara en un proceso de transformación técnica, operativa, administrativa y financiera con el propósito de ser más competitivos ante las condiciones actuales del mercado de energía en Colombia.

En los cinco (5) últimos años ESSA E.S.P. realizó esfuerzos financieros con miras a que con proyectos de inversión se desarrollaran programas de actualización tecnológica en Termobarranca, enfocados básicamente a aumentar la confiabilidad en la operación de frente a los compromisos que se suscribieron con el cliente ECOPETROL entre los años 2003 y 2015, es así que se han invertido cifras superiores a los \$ 14.000 millones de pesos dirigidos a: modernización de los sistemas de control y vigilancia de las unidades Barranca 1, 2, y 3, rehabilitación de las calderas Barranca 2 y 3, adquisición de equipos auxiliares y fortalecimiento de los programas de mantenimiento y políticas de optimización operativas y administrativas. Todo lo anterior ha generado que con este esfuerzo nuestra Empresa aunque siendo una de las más antiguas del parque térmico del país, hoy la planta Termobarranca continúe manteniendo condiciones de disponibilidad y respaldo de frente a las exigencias tanto del mercado de energía mayorista como a Empresas que requieran de los servicios de suministro de energía.

La composición de la central Termobarranca en sus diferentes unidades de generación es la siguiente:

1.3.1.1 Unidades Barranca 1 y 2. (Ver Figura 4) Cada una de estas unidades térmicas a vapor consta de: caldera, turbina, generador, condensador de vapor y equipos auxiliares.

La caldera es un diseño de la Combustion Engineering, tiene una capacidad de producción de 140.000 libras/hora (63 ton/h) de vapor sobrecalentado a 900 °F (482 °C) y 875 psi (61.5 kg/cm²), mediante la combustión de gas natural y/o Fuel Oil (combustóleo No. 6) a través de cuatro quemadores de disposición frontal y los gases de combustión son expulsados por una chimenea de 30 metros de altura.

Figura 4. Panorámica unidades Barranca 1 y 2.



La turbina es un diseño de De Laval Turbine Inc., de 17 etapas, impulsada por vapor seco proveniente de la caldera a 60 kg/cm² y 482 °C. La turbina está acoplada a un generador de 12.500 kW/h. refrigerado por aire.

El generador opera a un voltaje nominal de 13.800 voltios, una velocidad de 3.600 r.p.m, frecuencia de 60 Hertz y 654 amperios. El aislamiento es clase B.

Para acoplar el generador a la red se hace a través de transformador Allis Chalmers, con capacidad de 13.44/17.92 MVA, tensión de 13.800/34.500 voltios y conexión Ynd 1.

El condensador de vapor es de tipo horizontal de dos pasos, 2.500 tubos y una superficie de transferencia de calor de 10.300 pies cuadrados, refrigerado con agua del río Magdalena brazo Galán, para lo cual se utilizan bombas Verticales que suministran un flujo cada una de 2.760 metros cúbicos por hora.

1.3.1.2 Unidad Barranca 3. (Ver Figura 5) Esta unidad al igual que las dos anteriores consta de los mismos elementos pero de mayor dimensión.

Figura 5. Panorámica unidad Barranca 3.



La caldera es diseño de la Combustion Engineering, montada Distral. Su capacidad de producción de vapor es de 287 toneladas por hora de vapor sobrecalentado a 515 °C y 92 kg/cm² mediante la combustión de gas natural, Fuel Oil y/o ACPM, a través de seis quemadores de disposición frontal y los gases de combustión son expulsados a la atmósfera por una chimenea de 50 metros de alto.

El turbogruppo está formado por una turbina marca Alstom Rateau de 16 etapas, movida por vapor seco a 510 °C y presión de 90 kg/cm², la cual esta acoplada a un generador Westinghouse de 66.000 kW/h, refrigerado hidrógeno a una presión de 2.11 kg/cm².

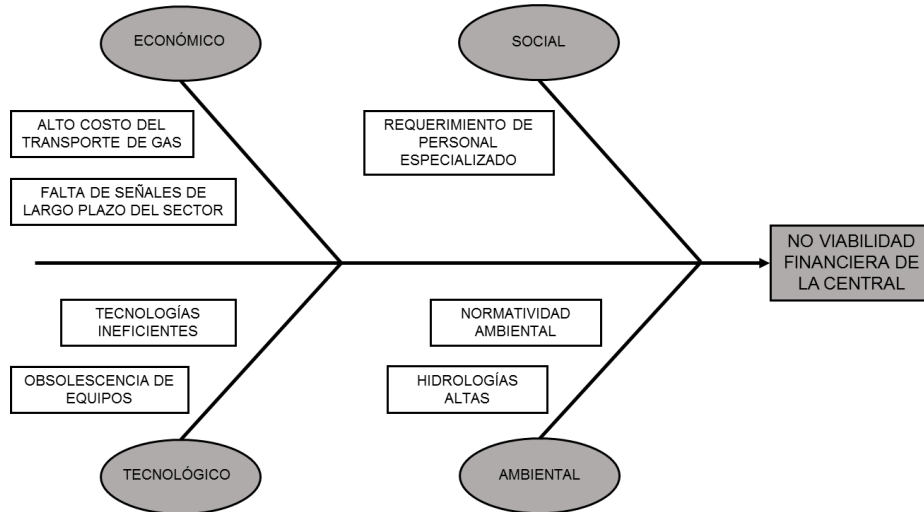
El generador opera a unas condiciones nominales de: velocidad de 3.600 r.p.m., frecuencia de 60 Hertz, voltaje de 13.800 voltios, y corriente de 3.248 amperios. Aislamiento clase B. El acoplamiento del generador a la red se hace a través de un transformador marca Westinghouse, 78.000 kVA, 13.800/230.000 kV y Ynd11.

El condensador de vapor es de dos cuerpos, tipo horizontal, dos pasos, 8.650 tubos, una superficie de intercambio de vapor de 4.610 metros cuadrados y es refrigerado al igual que las unidades Barranca 1 y 2, con agua del río Magdalena, utilizando bombas Verticales de 6.000 metros cúbicos hora cada una. Para operación a plena carga se utilizan dos bombas al mismo tiempo, es decir un flujo de 12.000 metros cúbicos hora.

Con los activos anteriormente relacionados y con el estudio de la relación de los costos para su operación con las regulaciones actualmente vigentes se busca encontrar elementos de juicio que permitan de una manera acertada dar las bases para diagnosticar desde el punto de vista financiero la continuidad o no de la operación de la central.

1.3.2 Elementos-Esquema.

Figura 6. Espina de pescado.



1.3.3 Formulación. En los elementos resaltados en el esquema de la Figura 1, se destacan los aspectos económicos, tecnológicos, sociales y ambientales estudiados dentro del análisis para determinar la viabilidad financiera de la central Termobarranca y los cuales hacen parte del objeto desarrollado en el presente estudio.

La central térmica Termobarranca se constituye en un activo generador de empleo para su zona de influencia y un posible recurso para cubrir las necesidades de energía eléctrica de una demanda cada día más creciente, por lo que los modelos operativos y financieros aquí evaluados determinaran la viabilidad para su permanencia en el mercado.

2. ALCANCE-LIMITACIONES.

El desarrollo de la monografía realizó un análisis de viabilidad financiera para la operación de la central termoeléctrica Termobarranca desarrollando un estudio de los costos de producción tanto fijos como variables, la regulación actual, las actualizaciones tecnológicas que se pueden implementar sobre la estructura existente para mejorar la eficiencia del ciclo, el comportamiento de los precios de los combustibles, con el objeto de poder entregar la energía de las unidades dentro de la estructura del Mercado de Energía Mayorista y/o hacia grandes clientes dentro de su zona de influencia, bajo un esquema de autogeneración, el cual se encuentra contemplado y regulado.³

Lo anterior fue posible mediante la consulta directa de los informes de control de producción de la central, documentación técnica sobre desarrollos tecnológicos en instalaciones termoeléctricas, fuentes de información sobre proveedores de combustibles tales como TGI y ECOPETROL y la aplicación de conceptos financieros recibidos en esta especialización.

Adicionalmente se revisó la información existente y pública que se encuentra en los diferentes portales de organismos estatales tales como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el Centro Nacional de Despacho (CND), la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME).

³ Resolución CREG 024 de 2015 y Resolución CREG 106 de 2006. Por las cuales se regulan la participación para la entrega de excedentes de energía por parte de los autogeneradores en el MEM.

3. JUSTIFICACIÓN

El creciente aumento de la demanda de energía del país aunado a la incipiente aparición de nuevos proyectos termoeléctricos (Ver Tabla 3) como consecuencia de las condiciones regulatorias del sector, obligan a que se dé una mirada sobre las plantas termoeléctricas existentes y la necesidad de contar con ellas para cubrir la demanda de energía eléctrica en épocas de baja hidrología, es ahí donde cobra gran importancia la disponibilidad de activos como los que se tienen en la central Termobarranca, esta condición expresada fue latente durante la última temporada seca del país durante el primer trimestre del año 2016, en la cual el país se vio ad portas de un racionamiento de energía eléctrica ante la fragilidad del sistema por escasez de recurso hídrico como consecuencia de los efectos del fenómeno del niño sobre la capacidad de los embalses y la marcada dependencia de este recurso para soportar la demanda de energía eléctrica.

Tabla 3. Proyectos de generación en Colombia.⁴

CENTRAL	FECHA DE ENTRADA	CAPACIDAD	RECURSO
Quimbo	Agosto 2015	198,0	Hidráulico
	Septiembre 2015	396,0	Hidráulico
Cucuana	Agosto 2015	55,0	Hidráulico
Carlos Lleras Restrepo	Diciembre 2015	78,1	Hidráulico
San Miguel	Diciembre 2015	42,0	Hidráulico
Gecelca 3	Diciembre 2015	164,0	Carbón
Tasajero II	Diciembre 2015	160,0	Carbón
Gecelca 3.2	Julio 2016	250,0	Carbón
Termonorte	Diciembre 2017	88,3	Líquidos
Ituango	Noviembre 2018	300,0	Hidráulico
	Febrero 2019	600,0	Hidráulico
	Mayo 2019	900,0	Hidráulico
	Agosto 2019	1.200,0	Hidráulico

⁴ Plan de expansión de referencia Generación-Transmisión 2015-2029 UPME.

La regulación existente en Colombia no contempla las condiciones financieras que permitan que las plantas de generación térmica sean competitivas, ya que no remuneran de manera real los costos variables de producción para mantener la operación de las mismas, estas regulaciones tuvieron como base la remuneración de los costos de producción con quema de combustibles líquidos pesados y de menor costo (Fuel Oil No. 6 y crudo de castilla) los cuales hoy en día no son utilizados por la mayoría de plantas térmicas del país, por exigencias de la normatividad ambiental que hacen poco recomendable su utilización, obligando a su sustitución con combustible de alto costo y con menor contenido de azufre que no reflejan el valor real de producción de estas plantas. La regulación existente contempla para este tipo de plantas la remuneración de sus costos variables hasta un techo establecido el cual se encuentra acotado por el precio de escasez.⁵

Realizar los análisis financieros requeridos para las diferentes opciones presentadas con el objeto de dictaminar la viabilidad o no de la operación de la central.

⁵ Resolución CREG 071-2006.

4. OBJETIVOS

4.1 OBJETIVO GENERAL.

Presentar el análisis financiero de la operación de la central Termobarranca en el Mercado de Energía Mayorista y fuera de él, para determinar su viabilidad.

4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Realizar el análisis de la regulación existente y su impacto sobre la operación de la central. (Ítem 5)
- Presentar el comportamiento histórico de la demanda de grandes clientes como ECOPETROL en los últimos 5 años y las diferentes alternativas para satisfacer la misma con los recursos existentes. (Ítem 6.1.1)
- Presentar la estructuración de costos y realizar comentarios a los mismos. (Ítem 6.1.1.3)
- Recopilar información sobre la operación de la central y proyectar su comportamiento con la incorporación de nuevas tecnologías. (Ítem 7)
- Presentar información sobre la oferta y la demanda de energía histórica y realizarse proyecciones de la misma. (ítem 7)

5. MARCO REFERENCIAL.

5.1 MARCO CONTEXTUAL.

5.1.1 Antecedentes. Termobarranca contó hasta el año 2.003 con 145.000 kW instalados, fecha a partir de la cual se realizó el traslado de las unidades Barranca 4 y Barranca 5 de Termobarranca hacia Termoyopal en el Departamento del Casanare, como una estrategia para obtener recursos con generación a boca de pozo, quedando la central Termobarranca con una capacidad instalada de 91 MW.

Desde septiembre de 2003 hasta diciembre de 2015, la central Termobarranca operó de manera exclusiva para atender la demanda de energía eléctrica de ECOPETROL en la zona Magdalena Medio, bajo un esquema por medio del cual ECOPETROL asumía en forma mayoritaria el costo variable de generación con la entrega del requerimiento total del combustible y ESSA asumía los costos fijos de AOM para la transformación de la energía del combustible suministrado en energía eléctrica a una tensión de operación de 34,5 Kv y con compromiso de entrega de 24 MWh de energía en firme y respaldo de 24 MWh adicionales para un compromiso total de 48 MWh.

Teniendo en cuenta el vencimiento de los compromisos contractuales de ESSA con ECOPETROL a partir de Enero de 2016 y el avistamiento dado de las condiciones de disponibilidad de recursos de generación de energía eléctrica en el Mercado de Energía Mayorista para el primer semestre de 2016 como consecuencia del fenómeno del niño, los precios en bolsa se elevaron por encima del precio de escasez viabilizando la operación comercial de la central Termobarranca en el Sistema Interconectado Nacional durante el primer semestre

de este año, teniendo en cuenta la no participación de esta central dentro del esquema de reconocimiento del cargo por confiabilidad.

Durante el segundo semestre de 2016 y finalizada la amenaza de racionamiento de energía eléctrica, que movió los precios de bolsa a la baja ubicándose por debajo del precio de escasez, disminuyendo la probabilidad de generación por mérito de la central Termobarranca en el Mercado de Energía Mayorista y ante la imposibilidad de generar ingresos para el cubrimiento de los costos fijos de la central, la junta directiva de ESSA toma la decisión de realizar el cierre de operaciones de la central hasta tanto se estudien alternativas de mercado para su operación futura.

5.1.2 Estado del arte. El presente trabajo se desarrolló sobre dos tipos de mercados, el mercado de libre competencia que se encuentra regulado a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y sobre los mercados existentes de demandas de energía de industrias cogeneradoras en el área de influencia de la planta de generación Termobarranca.

5.2 MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.

Luego de diez años de utilización de una herramienta similar de estabilización de ingresos denominada Cargo por Capacidad, se consideró necesario migrar hacia un esquema de mercado que proporcione la señal de largo plazo requerida para promover la expansión del parque de generación en Colombia y que, adicionalmente, permita asegurar que los recursos de generación no solo estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez de energía, sino que este abastecimiento se efectúe a un precio eficiente.

Mediante la Ley 142 de 1.994, también llamada Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y con base en mandatos de la Constitución de 1.991, se introdujo el modelo de mercados en competencia para la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, sometidos a la regulación, control y vigilancia por parte del Estado. Para el servicio de energía eléctrica en particular, con la Ley 143 de ese mismo año se estableció el esquema aplicable a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como los elementos y principios rectores del MEM. Este mercado entró en funcionamiento el 20 de julio de 1.995 bajo este enfoque.

La participación del Estado a partir de la introducción del modelo de competencia, tiene lugar en tres instancias a través de una estructura que ha permanecido sin modificaciones desde 1.994; la definición de la política energética, la regulación y la vigilancia y el control (Ver Figura 7).

La primera está a cargo del Ministerio de Minas y Energía. Una parte esencial de la política energética se desarrolla a través de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que tiene como parte de sus funciones establecer los requerimientos energéticos del país y elaborar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico, ambos de naturaleza indicativa, en concordancia con el Plan Nacional Desarrollo. La tarea regulatoria es desarrollada por la CREG, integrada por ocho miembros:

- El Ministro de Minas y Energía, quien la preside.
- El Ministro de Hacienda y Crédito Público.
- El Director del Departamento Nacional de Planeación.
- Cinco expertos en asuntos energéticos, de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro años.

La labor de vigilancia y control de la prestación de los servicios públicos domiciliarios la desempeña la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. El Superintendente es nombrado por el Presidente de la República.

Además de las mencionadas instituciones, el MEM cuenta para su funcionamiento con un ente central denominado Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) encargado del registro de contratos, la liquidación y la facturación de todas las transacciones que se efectúen en este mercado.

La planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está a cargo del Centro Nacional de Despacho (CND) que junto con el ASIC son dependencias de la empresa XM Sociedad Anónima y Empresa de Servicios Públicos, regulada por la CREG.

Figura 7. Estructura institucional del MEM.

Política	Ministerio de Minas y Energía (MME)	
Planeación	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	
Regulación	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	
Control y Vigilancia	Superintendencia de Servicios Públicos	
Operación del sistema	Centro Nacional de Despacho (CND)	
Administración del Mercado	Administrador del sistema de Intercambio Comerciales (ASIC)	

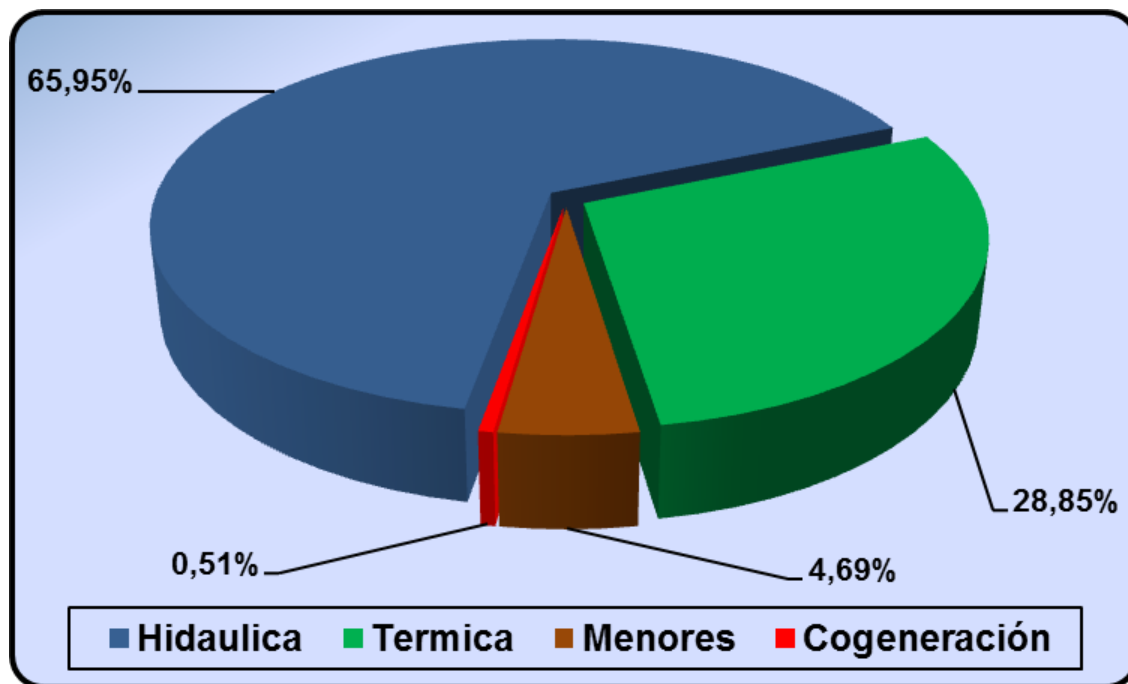
Fuente: Colombia. Comisión de Regulación De Energía y Gas (CREG).

5.2.1 Cargo por Confiabilidad. La energía eléctrica en Colombia proviene fundamentalmente de plantas de generación hidráulica (65,95% aproximadamente) y en una menor proporción de plantas de generación térmica (28,85%) (Ver Gráfica 2). Por lo tanto, al depender de los aportes hidrológicos, las épocas de sequía que se presentan durante eventos como El Niño hacen indispensable contar con plantas de generación con energía firme, que remplacen la energía generada por hidroeléctricas, para atender la demanda. De no contar con estos recursos, los usuarios tendrían que ser racionados, con los correspondientes costos sobre la economía nacional y el bienestar de la población.

Uno de los principios subyacentes en un sistema de precios como el diseñado para el MEM en Colombia, es que este debe proporcionar la señal económica de largo plazo para la expansión de la capacidad instalada requerida por el país. Así

mismo, la evolución y el comportamiento de los precios deben reflejar el nivel de confiabilidad en el suministro que está dispuesta a pagar la demanda nacional.

Gráfica 2. Distribución del parque generador eléctrico colombiano.



Fuente: Asociación Colombiana de Generadores de Energía (ACOLGEN).

Sin embargo, la volatilidad de los precios en la bolsa, que se explica en gran parte por el elevado componente hidráulico, la estacionalidad climática (siete meses de invierno y cinco meses de Verano) y la aparición periódica de El Niño, puede constituir un riesgo considerable para aquellos generadores que deben disponer de fuentes de financiación de sus proyectos de generación, si no se cuenta con mecanismos que cubran estas eventualidades.

Por estas consideraciones, se encontró indispensable implementar un esquema de remuneración que permita hacer viable la inversión en los recursos de generación necesarios para atender la demanda de manera eficiente en condiciones críticas de abastecimiento hídrico, a través de la estabilización de los

ingresos del generador. Este esquema está incorporado en la legislación colombiana desde la Ley 143 de 1.994, en su artículo 23.

Tras diez años de aplicación ininterrumpida del Cargo por Capacidad, la CREG diseñó un nuevo esquema basado en un mecanismo de mercado denominado Cargo por Confiabilidad, que opera desde el primero de diciembre de 2.006. Este mecanismo conserva lo esencial del esquema de liquidación, facturación y recaudo que garantizó, con éxito, durante los diez años continuos el pago a los generadores del Cargo por Capacidad.

Uno de los componentes esenciales del nuevo esquema es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Este nuevo esquema permite asegurar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes.

Para estos propósitos, se subastan entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir las necesidades del sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del SIN, a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

Las OEF del nuevo Cargo por Confiabilidad establecen un vínculo jurídico entre la demanda del MEM y los generadores, que permite, tanto a generadores como a usuarios del sistema, obtener los beneficios derivados de un mecanismo estable en el largo plazo y que da señales e incentivos para la inversión en nuevos

recursos de generación, garantizando de esta forma el suministro de energía eléctrica necesario para el crecimiento del país. Es de anotar que este esquema lleva una vigencia de más de una década que lo hace obsoleto de frente a los costos actuales para el suministro de los combustibles y las eficiencias de las nuevas tecnologías de generación.

El énfasis anteriormente descrito en el concepto del nuevo Cargo por Confiabilidad tiene su asidero en que sobre el mismo se desarrollara gran parte del análisis financiero para la operación de la central dentro del Mercado de Energía Mayorista.

5.2.2 MEM (Mercado De Energía Mayorista). El MEM está conformado por un conjunto de sistemas de intercambio de información entre los generadores y los comercializadores que operan en el SIN, que permite a estos agentes realizar sus transacciones de compra y venta de electricidad tanto de corto como de largo plazo.

En este mercado se transan toda la energía que se requiere para abastecer la demanda de los usuarios conectados al SIN, representados por los comercializadores, y que es ofertada por los generadores que conectan sus plantas o unidades de generación a dicho sistema.

Son agentes del MEM los generadores y los comercializadores. Los generadores están obligados a participar en el MEM con todas sus plantas o unidades de generación conectadas al SIN y con capacidad mayor o igual a 20 MW, las cuales deben ser despachadas centralmente por el CND. Todos los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al SIN están obligados a realizar sus transacciones de energía a través del MEM.

Cualquier generador que ingrese a este mercado puede desarrollar la actividad de generación mediante su participación libre, en igualdad de condiciones, en cualquiera de estas transacciones o en todas ellas.

Este esquema operativo, así como las reglas de funcionamiento y participación han permanecido estables desde la entrada en operación del MEM, incorporando solamente las modificaciones necesarias para promover la competencia y la eficiencia en el mercado.

Desde su regulación inicial en 1.996, para el anterior Cargo por Capacidad se definió un período de vigencia de 10 años que culminó el 30 de noviembre de 2006. Una vez vencido este período, y después de un proceso de aproximadamente dos años de estudios, propuestas y discusión con la industria y demás interesados, se sustituyó dicho Cargo por el actual Cargo por Confiabilidad aplicable desde el 1° de diciembre de 2.006.

5.2.3 CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas). La Comisión de Regulación de Energía y Gas es una unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía creada por las Leyes 142 y 143 de 1.994.

Las comisiones de regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.

5.2.4 CND (Centro Nacional de Despacho). Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional.

Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

5.2.5 UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Es una unidad administrativa especial del orden nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1.994 y por el Decreto 255 de enero 28 de 2.004.

Su objetivo es realizar la planeación del desarrollo sostenible de los sectores de minas y energía de Colombia, para la formulación de las políticas de Estado y la toma de decisiones en beneficio del país, mediante el procesamiento y el análisis de información.

5.2.6 Consejo Nacional de Operación. Fue creado por las Leyes 142 y 143 de julio 11 de 1.994. Su función principal (art. 172, Ley 142) es acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación conjunta del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica.

El Consejo Nacional de Operación es el órgano ejecutor del reglamento de operación, todo con sujeción a los principios generales de esta ley y a la preservación de las condiciones de competencia. Las decisiones del Consejo Nacional de Operación serán apelables ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible.

El Consejo Nacional de Operación estará conformado por un representante de cada de las empresas de generación, conectadas al Sistema De Interconectado Nacional que tengan una capacidad instalada superior al 5% del total nacional, por dos representantes de las empresas de generación del orden nacional,

departamental y municipal conectadas al Sistema Interconectado Nacional, que tengan una capacidad instalada entre el 1% y el 5% del total nacional, por un representante de las empresas propietarias de la red nacional de interconexión con voto solo en asuntos relacionados con la interconexión, por un representante de las demás empresas generadoras conectadas al Sistema Interconectado Nacional, por el Director del Centro Nacional de Despacho, quien tendrá voz pero no tendrá voto, y por dos representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente actividades de generación siendo por lo menos una de ellas la que tenga el mayor mercado de distribución (art. 37, Ley 143).

5.2.7 Comité Asesor de Comercialización. Es un Comité creado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante la Resolución 68 de 1.999, para asistirle en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista.

Mediante la Resolución CREG 123 de 2.003, la CREG modificó su estructura y facultó al Comité para la contratación de un Secretario Técnico independiente.

6. METODOLOGÍA.

6.1 REVISIÓN SISTEMÁTICA DEL TEMA.

6.1.1 Información histórica de operación de la central Termobarranca.

6.1.1.1 Indisponibilidad histórica. A continuación se presenta la información correspondiente al comportamiento histórico de la operación de las unidades de generación de la central Termobarranca, con el propósito de determinar las variables de disponibilidad que impactan la estructuración de costos con miras a determinar su viabilidad para la operación en los diferentes escenarios. El cálculo de la Indisponibilidad histórica está determinado por:

$$IH = (\text{Horas de operación} + \text{Horas de reserva}) / (\text{Horas totales del periodo})$$

La unidad Barranca 1 durante los últimos seis años presentó una indisponibilidad promedio del 3,94% del total de las horas de este periodo, constituyéndose en un factor determinante para honrar los compromisos adquiridos para su operación dentro del sistema de suministro de Energía de ECOPETROL en el área Magdalena Medio. Para el mismo periodo el factor de utilización de esta unidad correspondió a un 33,1% sobre la atención de la demanda de energía eléctrica para el cliente, conforme al requerimiento operativo de cada unidad por parte de ECOPETROL. (Ver Tabla 4).

Tabla 4. Calculo de Indisponibilidad Histórica anual unidad Barranca 1.

AÑO	KWH/AÑO	HORAS OPERACIÓN	HORAS RESERVA	HORAS DESCUENTO	HORAS INDISPONIBLES	CALCULO IH	GENERACION TOTAL ANUAL PLANTA TERMOBARRANCA	PORCENTAJE GENERACION UNIDAD SOBRE EL TOTAL
2010	52.530.400,00	5.737,25	2.519,58	0,00	503,17	5,744%	164.572.598,00	31,92%
2011	72.120.335,00	7.271,55	1.442,12	0,00	46,33	0,529%	224.765.164,00	32,09%
2012	67.311.727,00	7.135,03	1.610,08	0,00	38,88	0,443%	219.080.982,00	30,72%
2013	54.013.265,61	6.173,63	2.521,98	0,00	64,38	0,735%	188.175.517,61	28,70%
2014	57.984.447,00	5.646,90	3.056,77	0,00	56,33	0,643%	182.994.006,00	31,69%
2015	34.364.043,00	3.504,17	3.895,35	1.237,53	122,95	15,531%	78.959.281,00	43,52%

Así mismo la unidad Barranca 2 durante los últimos seis años presentó una indisponibilidad promedio del 3,23% del total de las horas de este periodo, constituyéndose en un factor determinante para honrar los compromisos adquiridos para su operación dentro del sistema de suministro de Energía de ECOPETROL en el área Magdalena Medio. Para el mismo periodo el factor de utilización de esta unidad correspondió a un 31,6% sobre la atención de la demanda de energía eléctrica para el cliente, conforme al requerimiento operativo de cada unidad por parte de ECOPETROL. (Ver Tabla 5).

Tabla 5. Calculo de Indisponibilidad Histórica anual unidad Barranca 2.

AÑO	KWH/AÑO	HORAS OPERACIÓN	HORAS RESERVA	HORAS DESCUENTO	HORAS INDISPONIBLES	CALCULO IH	GENERACION TOTAL ANUAL PLANTA TERMOBARRANCA	PORCENTAJE GENERACION UNIDAD SOBRE EL TOTAL
2010	42.949.492,00	4.477,22	3.671,48	0,00	611,30	6,978%	164.572.598,00	26,10%
2011	65.259.648,00	6.538,95	2.216,90	0,00	4,15	0,047%	224.765.164,00	29,03%
2012	67.189.283,00	6.867,90	1.830,77	0,00	85,33	0,971%	219.080.982,00	30,67%
2013	61.715.132,00	7.105,85	1.592,72	0,00	61,43	0,701%	188.175.517,61	32,80%
2014	67.160.448,00	7.326,85	1.390,52	0,00	42,63	0,487%	182.994.006,00	36,70%
2015	26.882.345,00	2.614,18	5.251,77	826,20	67,85	10,206%	78.959.281,00	34,05%

Igualmente, la unidad Barranca 3 durante estos últimos seis años presentó una indisponibilidad promedio del 5,62% del total de las horas de este periodo, que a pesar de ser superior a los valores arrojados por las unidades 1 y 2 se enmarcaban dentro del límite contractual para el cumplimiento de los compromisos adquiridos para su operación dentro del sistema de suministro de Energía de ECOPETROL en el área Magdalena Medio. Para el mismo periodo el factor de utilización de esta unidad correspondió a un 35,3% sobre la atención de la demanda de energía eléctrica para el cliente, conforme al requerimiento operativo de cada unidad por parte de ECOPETROL. (Ver Tabla 6).

Tabla 6. Calculo de Indisponibilidad Histórica anual unidad Barranca 3.

AÑO	KWH/AÑO	HORAS OPERACIÓN	HORAS RESERVA	HORAS DESCUENTO	HORAS INDISPONIBLES	CALCULO IH	GENERACION TOTAL ANUAL PLANTA TERMOBARRANCA	PORCENTAJE GENERACION UNIDAD SOBRE EL TOTAL
2010	69.112.265,00	4.937,97	2.658,98	0,00	1.163,05	13,277%	164.572.598,00	42,00%
2011	87.385.181,00	6.085,40	2.212,18	0,00	462,42	5,279%	224.765.164,00	38,88%
2012	84.579.972,00	5.672,45	2.891,32	0,00	220,23	2,507%	219.080.982,00	38,61%
2013	72.447.120,00	4.951,27	3.662,77	0,00	145,97	1,666%	188.175.517,61	38,50%
2014	57.849.111,00	4.012,45	4.646,33	0,00	101,22	1,155%	182.994.006,00	31,61%
2015	17.713.017,00	1.290,37	6.606,73	733,77	129,13	9,850%	78.959.281,00	22,43%

6.1.1.2 Eficiencias térmicas. Para el análisis desarrollado, cobra gran importancia el conocimiento de las eficiencias térmicas y el heat rate de las unidades de generación teniendo en cuenta el tipo de tecnología empleado, equivalente a la conversión de la energía suministrada dentro del combustible en energía eléctrica, siendo preponderante este aspecto para la determinación de los costos variables de producción. El cálculo de esta eficiencia viene determinado por:

$$\text{Heat Rate} = (\text{Energía consumida del combustible}) / (\text{Energía eléctrica generada})$$

Unidades del Heat Rate= (BTU) / (KWh).

Para el caso de las unidades de generación de la central Termobarranca se tomaron como bases los resultados de las últimas pruebas de eficiencias realizadas y auditadas por parte del Centro Nacional de Despacho para el cálculo del cargo por capacidad asignado para la remuneración de la central. Conforme a los resultados presentados y teniendo en cuenta que para la producción de 1 KWh se requerirían 3.412,14 BTU/h, las eficiencias corresponderían a las presentadas por parte de la firma auditora en el año 1999 (Ver Tabla 7).

Tabla 7. Eficiencia térmica unidades de Generación Planta Termobarranca.⁶

UNIDAD	CAPACIDAD NETA (kW)	CONSUMO TÉRMICO ESPECIFICO (BTU/kWh)	EFICIENCIA (%)
Barranca 1	10.569	10.341	33,00
Barranca 2	12.752	10.536	32,39
Barranca 3	53.759	11.747	29,05

Como parte del seguimiento realizado del comportamiento operativo de las unidades de generación Barranca 1, Barranca 2 y Barranca 3, fueron realizadas pruebas de eficiencia y consumo térmico específico en el año 2010, evidenciándose un aumento en el consumo de combustible por Kw generado. (Ver Tablas 8, 9 y 10).

⁶ Auditoría para asignar cargo por capacidad: LEE E INFANTE LTDA, Ingenieros consultores 1999.

Tabla 8. Eficiencia térmica unidad Barranca 1.

UNIDAD BARRANCA 1				
FECHA	GAS Mpc	GAS MBTU	GENERACIÓN (kWh)	HEAT RATE (BTU/kWh)
15 de enero de 2010	2.131,790	2.129	185.811	11.458
17 de enero de 2010	2.110,678	2.108	180.539	11.676
1 de marzo de 2010	2.155,215	2.152	179.941	11.959
2 de marzo de 2010	2.158,350	2.155	180.075	11.967
3 de marzo de 2010	2.355,155	2.352	200.131	11.752
Promedio				11.763

Tabla 9. Eficiencia térmica unidad Barranca 2.

UNIDAD BARRANCA 2				
FECHA	GAS Mpc	GAS MBTU	GENERACIÓN (kWh)	HEAT RATE (BTU/kWh)
3 de febrero de 2010	2.370,041	2.367	196.606	12.039
4 de febrero de 2010	2.380,000	2.377	197.280	12.049
12 de junio de 2010	3.386,555	3.382	276.255	12.242
13 de junio de 2010	3.388,148	3.383	273.660	12.362
3 de febrero de 2010	2.370,041	2.367	196.606	12.039
Promedio				12.173

Tabla 10. Eficiencia térmica unidad Barranca 3.

UNIDAD BARRANCA 3				
FECHA	GAS Mpc	GAS MBTU	GENERACIÓN (kWh)	HEAT RATE (BTU/kWh)
25 de junio de 2010	4.858,385	4.851	309.481	15.675
26 de junio de 2010	4.894,850	4.888	310.449	15.745
27 de junio de 2010	4.774,358	4.767	316.557	15.059
25 de junio de 2010	4.858,385	4.851	309.481	15.675
26 de junio de 2010	4.894,850	4.888	310.449	15.745
PROMEDIO				15.493

6.1.1.3 Costos de operación y mantenimiento. Los costos de operación y mantenimiento deben dividirse en dos componentes:

- Costos fijos: son todos aquellos costos que son independientes de cómo se opere la planta. Incluyen costos de administración, personal operativo, seguros, entre otros.
- Costos variables: Se refieren al consumo de insumos auxiliares (agua, lubricantes, aditivos, combustible), refacciones y reparaciones.

Para el caso específico de estudio y tomando como base información histórica de operación de la central dentro del estado de PYG de la misma, las mayores participaciones dentro de la estructuración de costos fijos son causadas por la contratación de mano de obra de personal fijo y temporal para la operación y mantenimiento de las unidades con una participación del 53,6% dentro del total de los costos fijos; igualmente y debido al riesgo inherente para la producción de energía térmica las primas de seguro impactan negativamente 16,8% del costo final de producción (Ver Tabla 11).

Tabla 11. Estructuración de costos fijos planta Termobarranca.

CUENTA	VALOR MENSUAL (\$)
Impuestos	1.387.157
Contrato O&M (Outsourcing)	189.000.000
Costo Mto (Incluye materiales y otros costos)	59.251.667
Contratos por otros servicios	14.129.335
Costos de personal	127.850.391
Arrendamientos	1.000.660
Seguros	99.541.463
Servicios públicos ⁷	72.377.410
Costos generales	26.286.921
TOTAL COSTOS FIJOS	590.825.004

La estimación de costos variables de operación y mantenimiento para la central Termobarranca se consideró teniendo en cuenta la flexibilidad operativa con que

⁷ Mayor costo correspondiente al consumo de energía eléctrica de sus servicios auxiliares.

se cuenta para el consumo de diferentes combustibles para su operación y el costo asociado a los mismos para la entrega en la central.

La planta cuenta con la flexibilidad para la quema de combustible líquido Fuel Oil No. 6 y gas en las calderas asociadas a cada una de las unidades de generación y se cuenta con la infraestructura necesaria para el transporte y almacenamiento de los mismos, con puntos de despacho desde la Refinería de ECOPETROL en Barrancabermeja.

Dentro de la estructura de los costos para la generación de energía térmica la mayor participación se encuentra representada por el costo variable de producción asociado al suministro del combustible para la central (Ver Tabla 12).

Tabla 12. Precio del Fuel Oil puesto en los tanques principales de almacenamiento de la Planta Termobarranca.⁸

ESTRUCTURA PRECIO SPOT DEL FUEL OÍL ≤ 20.000 BARRILES VIGENTE A 8 DE FEBRERO DE 2016			
CONCEPTO		VALOR UNITARIO (\$/BI)	VALOR UNITARIO (\$/GI)
SUMINISTRO	IPFO SPOT ECOPETROL REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA (US\$17/BI con TRM de \$ 3.400/US)	57.800,00	1.376,19
	IVA (US\$ 2,22/BI CON trm \$3.400/US)	9.248,00	220,19
	Tarifa uso de muelle Refinería	3.727,08	88,74
	SUBTOTAL SUMINISTRO DE F.O.	70.775,08	1.685,12
LOGÍSTICA	Transporte fluvial de Refinería a Termobarranca (entrega en	2.199,96	52,38

⁸ Estructura de precios para suministro de Fuel Oil contrato EPM-Biomax

ESTRUCTURA PRECIO SPOT DEL FUEL OÍL ≤ 20.000 BARRILES VIGENTE A 8 DE FEBRERO DE 2016			
CONCEPTO	VALOR UNITARIO (\$/BI)	VALOR UNITARIO (\$/GI)	
	tanques)		
	Servicio portuario /almacenamiento, manejo y mezcla)	11.900,00	283,33
	SUBTOTAL LOGÍSTICA	14.099,96	335,71
ADMINISTRACIÓN	Overhead Administrativo y Financiero (10% de la logística + IVA)	1.635,60	38,94
	Margen Mayorista	14.344,68	341,54
	Impuestos (Estampilla PUA, GMF (1,5% del Total))	1.512,83	36,02
	SUBTOTAL ADMINISTRATIVO	17.493,11	416,50
COSTO TOTAL ESTIMADO		102.368,15	2.437,34

Teniendo en cuenta las eficiencias asociados y los costos del combustible líquido Fuel Oil, el costo variable sobre Kilovatio generado en la planta Termobarranca oscila entre los 267,28 \$/KWh y los 305,46 \$/KWh, dependiendo de la unidad utilizada para su generación (Ver Tabla 13)

Tabla 13. El costo variable asociado al combustible estimado por unidad de producción.

UNIDAD	Volumen (M ³ /DIA)	Volumen (GI/DIA)	Volumen (BI/DIA)	Precio FOB (US\$/BI)	Precio (\$/BI)	Energía (KWh)	Costo Variable (\$/KWh)
Barranca 1	111,95	29.577	704,23	36,4356	109.307	12.000	267,28
Barranca 2	111,95	29.577	704,23	36,4356	109.307	12.000	267,28
Barranca 3	255,89	67.606	1.609,66	36,4356	109.307	24.000	305,46

Es importante contar con referencias a nivel internacional dependiendo del tipo de tecnología y combustibles utilizados, para determinar la viabilidad financiera para la operación de la central Termobarranca (Ver Tabla 14).

Tabla 14. Costo variable asociado a la tecnología utilizada.⁹

Combustible Tecnología	Agua	Gas Simple	Gas Ciclo Combinado	Gas cierre ciclo	Carbón pulverizado	Viento Aero - generador
Capacidad (MW)	200,00	150,00	200,00	450,00	150,00	19,50
Costos Generación (USD/MHh)	\$ 0,03	\$ 0,05	\$ 0,04	\$ 0,03	\$ 0,04	\$ 0,03
Costos instalación (USD/MW)	\$ 1,13	\$495,00	\$ 700,00	\$ 1,02	\$ 1,07	\$ 704,00
Eficiencia%		34,30	49,30		29,70	
Costo combustible (MUSD/año)	\$ 0,00	\$ 18,73	\$ 17,10	\$ 4,50	\$ 5,34	\$ 0,00

⁹ Fuente: CIGE Versión 1.0 de Integral S.A. 2005.

7. ANÁLISIS FINANCIERO

Para realizar el análisis de rentabilidad de las diferentes alternativas para la operación de la central Termobarranca se tomó como referencia el flujo de caja libre, validando el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Valor Presente Neto: Se trata del traer el valor financiero al día de hoy de los flujos de caja futuros generados por la inversión. Para esto se utilizará como “tasa de retorno” correspondiente al costo de oportunidad del inversionista (WACC).

WACC: es el tipo de interés al que hay que descontar los flujos de caja para obtener un Valor Presente Neto igual a cero. A mayor Tasa Interna de Retorno mayor rentabilidad.

Para que el proyecto sea viable económicamente la TIR debe ser mayor que el WACC. El proyecto genera valor si el costo de la deuda es menor que la TIR de la inversión.

El análisis realizado se basó en la viabilidad financiera de la planta Termobarranca soportado en las perspectivas de remuneración en el Sistema Interconectado Nacional - SIN – o como autogenerador, los precios proyectados de bolsa y ventas en contratos, el estado de la infraestructura, los costos de operación y mantenimiento, la disponibilidad y costos de combustible y los requisitos ambientales y regulatorios.

Una referencia general para los casos en estudio es el comportamiento de los precios para ventas de energía en bolsa y ventas en contratos, que se

constituirían en las fuentes de ingreso para la operación de la central operando en el Sistema Interconectado Nacional.

Para tal fin se plantean una serie de alternativas que se desarrollan en el presente documento.

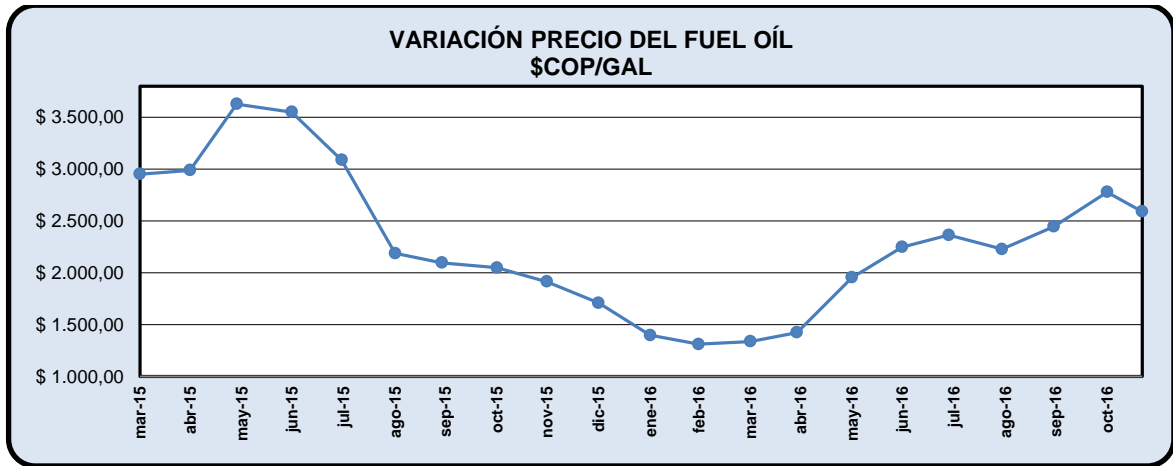
7.1 ALTERNATIVAS PLANTA EN EL SIN.

7.1.1 Planta en el SIN operando con combustible líquido y con asignación de Cargo por Confiabilidad. El supuesto básico de esta alternativa es que la planta contaría con un contrato firme de suministro de combustible líquido (FO6).

7.1.1.1 Ingresos por generación en mérito. Para la determinar los ingresos por generación en méritos de las unidades de generación de la planta Termobarranca operando en el Sistema Interconectado Nacional, es importante el cálculo de nuestro costo de oferta estructurado sobre el costo variable de producción asociado al valor del combustible (FO₆) puesto en la central. Para tal fin se tomó como referencia los precios establecidos por ECOPETROL a 31 de octubre de 2016 (Ver Grafica 3), el heat rate arrojado en la operación del primer trimestre de 2016 y referenciado en estudio de viabilidad adelantado por EPM.¹⁰

¹⁰ Análisis de escenarios futuros Termobarranca.

Gráfica 3. Variación del precio del Fuel Oil en los últimos 20 meses puesto en puerto de Refinería de Barrancabermeja.



Fuente: ECOPETROL Crudos nacionales y fuel oil [en línea] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/precios/precios-vigentes/crudos-nacionales-y-fuel-oil>.

En la Tabla 15 se presenta la estructura de costos para el combustible F.O. puesto en tanques principales de la planta Termobarranca, incorporándose los costos logísticos y administrativos.

Tabla 15. Estructura de costos combustible F.O. puesto en Termobarranca.

ESTRUCTURA PRECIO SPOT DEL FUEL OÍL ≤ 20.000 BARRILES VIGENTE A OCTUBRE DE 2016			
CONCEPTO		VALOR UNITARIO (\$/BI)	VALOR UNITARIO (\$/GI)
SUMINISTRO	Ipfo spot ECOPETROL refinería de Barrancabermeja (US\$31/BI con TRM de \$ 3.000/US	93.000,00	2.214,29
	IVA	14.880,00	354,29
	Tarifa uso de muelle Refinería	3.727,08	88,74
	Subtotal suministro de F.O.	111.607,08	2.657,31
LOGÍSTICA	Subtotal logística	14.099,96	335,71

ESTRUCTURA PRECIO SPOT DEL FUEL OÍL ≤ 20.000 BARRILES VIGENTE A OCTUBRE DE 2016			
CONCEPTO		VALOR UNITARIO (\$/BI)	VALOR UNITARIO (\$/GI)
ADMINISTRACIÓN	Subtotal administrativo	17.493,11	416,50
COSTO TOTAL ESTIMADO		143.200,15	3.409,53

Teniendo en cuenta el poder calorífico asociado al combustible y la eficiencia de las unidades de generación procedemos al cálculo del costo variable de producción asociado a la quema del combustible (Ver Tabla 16).

Tabla 16. Costo Variable de producción KWh unidades Termobarranca combustible Fuel Oíl.

UNIDAD	Heat Rate (BTU/KWh)	Poder Calorífico F.O. (MBTU/GI)	Capacidad Instalada (KW)	Consumo combustible (MBTU/h)	Consumo Volumétrico Combustible (GI/h)	Costo combustible F.O. (\$/GI)	Costo variable horario combustible (M\$/h)	Ventas netas de energía (KW/h)	Costo variable KWh (\$/KWh)
Barranca 1	14.500	0,142	12.500	181,25	1.276,41	\$ 3.752,0	\$ 4,352	12.000	362,7
Barranca 2	14.500		12.500	181,25	1.276,41		\$ 4,352	12.000	362,7
Barranca 3	16.500		27.000	445,50	3.137,32		\$ 10,697	24.000	445,7

La planta operando con combustible líquido FO₆ el costo variable (CV) de producción se estima entre 362,7 \$/kWh (unidades Barranca 1 y 2) y 445,7 \$/kWh (unidad Barranca 3).

El costo variable está por encima del precio de bolsa esperado para el resto del año y para los próximos años, lo cual no permite preVer generación en mérito en la Bolsa de Energía sino se presenta un fenómeno El Niño.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto el análisis de los costos variables de la generación asociado al combustible líquido superan el precio de escasez y los precios bolsa proyectados a corto y mediano plazo, dejando sin opción de ingresos para la operación comercial en el Sistema Interconectado Nacional.

7.1.1.2 Ingresos por ventas de energía firme en mercado secundario y por asignación de Oferta de Energía en Firme. El estimado de cálculo de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad –ENFICC- para la elaboración de este documento se hace bajo el supuesto de que fuese viable la participación de la planta en el esquema de confiabilidad; aun cuando se entiende que para plantas que participan por primera vez en el cargo por confiabilidad no se permite la remuneración de ENFICC si el costo variable es superior al precio de escasez (Ver Tabla 17).

Bajo este escenario, en caso de ser factible, se requeriría tener un contrato firme de suministro de combustible para solicitar el cálculo de ENFICC y realizar ventas de energía de respaldo en el mercado secundario hasta dic/2019.

Es importante mencionar que el cálculo de la ENFICC se ve afectado directamente por la cantidad de combustible contratada, la capacidad efectiva neta de la planta, y el índice de indisponibilidad histórica (IHF).

Teniendo en cuenta que la planta por encontrarse fuera del Sistema Interconectado Nacional, no cuenta con el histórico de indisponibilidad forzadas y bajo un escenario optimista, por regulación CREG para unidades térmicas a gas o con combustibles líquidos en el primer año de operación se consideraría con un valor de 20%. Conforme a lo anteriormente expuesto con este último valor la ENFICC sería de 922 MWh/día.

Las ventas en el mercado secundario son inciertas. Las ventas de EPM en este mercado entre los años 2013 a 2015 fueron del 18%, 66% y 9% respectivamente en relación al potencial de ventas en el mercado secundario. Por lo anterior se supuso que se puede tener la expectativa de poner en el mercado secundario el 20% de la ENFICC (considerado como un escenario esperado teniendo en cuenta las condiciones históricas de este mercado para EPM) valorada a 12 USD/MWh que corresponde al 75% del PCC -precio Cargo por Confiabilidad- (supuesto en 16 USD/MWh), para unos ingresos de \$ 199 millones al mes (con TRM de 3000 \$/USD).

Suponiendo que antes del 1/Dic/2019 no se pueda realizar la sustitución de las plantas a líquidos, sería factible que a partir de esta fecha se podría optar por asignación de Cargo por Confiabilidad a prorrata, lo cual se espera que suceda para la asignación del año dic 2019- nov 2020. Suponiendo una asignación a prorrata del 80%, un IHF del 20% y un precio de cargo de 16 USD/MWh, la planta recibiría un ingreso mensual de \$ 1.327,1 millones al mes.

Después del año 2020 se supone con base en las señales de la CREG, en el mercado se sustituirían las plantas que hoy operan con combustible líquido por plantas con costo variable inferior al Precio de Escasez. La subasta de sustitución está planteada en el Documento CREG 070/2015 en el cual se propone retirar del mercado las plantas a combustible líquido e incluir plantas con costo variable menor al 80% del Precio de Escasez.

En los análisis de estrategia comercial de la empresa se está suponiendo que se realiza una subasta de sustitución en 2016 para que entren plantas que reemplacen las plantas a los combustibles líquidos a partir de dic/2020. En este escenario Barranca no recibiría ingresos por Cargo por Confiabilidad ni por generación en mérito.

Es de anotar que para efectos del ejercicio se supone que ocurre un cambio regulatorio que llevaría a que el precio de escasez se calcule con base en el precio del GNL importado, sustentado en que en la coyuntura de El Niño 2015-2016 se evidenció el desfase entre el precio de escasez actual y el costo de las plantas térmicas.

Aunque el tema aún no ha sido resuelto por la CREG, en el cuadro siguiente se muestra una estimación del precio de escasez con base en GNL de 10.0 USD/MBTU puesto en planta para operar en una central a gas de ciclo abierto.

Tabla 17. Precio de escasez – PE- estimado con GNL planta a gas de Ciclo Abierto.

TITULO		
TRM	\$ 3.000,00	Pesos/USD
HR	10,00	MBTU/MWh
P combustible	\$ 10,00	USD/MBTU
CV combustible	\$ 300.000,00	COP/MWh
OCV	\$ 63.000,00	COP/MWh
AOM	\$ 10.500,00	COP/MWh
TOTAL PE	\$ 373.500,00	COP/MWh

Nótese que aún un escenario de ajuste del precio de escasez, la planta Termobarranca tendría un costo variable asociado al combustible superior al precio de escasez, por lo que, en un eventual fenómeno del Niño, se generaría a pérdida.

7.1.1.3 Costos estimados de operación Se deben asumir costos fijos de Administración, operación y mantenimiento (AOM), cargos Centro Nacional de Despacho (CND) y sistema de intercambios comerciales (SIC), costos ambientales, así como tener un contrato firme de combustible líquido para participar en cálculo y asignaciones de Oferta de Energía en Firme (OEF) y así

aspirar a remuneración por Cargo de Confiabilidad a partir de dic/2019 o vender energía ENFICC de respaldo en el mercado secundario entre 2016 y 2019; observándose la necesidad de realizar inversiones significativas en la caldera de la unidad Barranca 3, por cumplimiento de horas de mantenimiento preventivo.

En este orden de ideas los costos estimados de operación serían:

- Costo AOM: \$590 millones/mes (incluye nómina, viáticos, restaurante, aseo, servicios públicos, entre otros, así como el contrato de operación y mantenimiento de la planta estimado en \$189 millones/mes). (Ver Tabla 11)
- Costo CND-SIC: \$12 millones /mes.
- Costos ambientales para pruebas de emisiones estimado por \$ 29 millones/mes.
- Costo de monitoreo ambiental, plan de manejo ambiental y permisos ambientales: aproximadamente \$ 351 millones/año, para un promedio de \$ 30 millones/mes.
- Costo Contrato firme de respaldo de combustible líquido: \$90 millones/mes (se tiene en cuenta el tipo de combustible y la facilidad de almacenamiento en la planta).

Total costos mensuales: \$ 751 millones/mes aproximadamente (sin incluir las inversiones en caldera de unidad Barranca 3).

7.1.1.4 Costos estimados de inversión. Teniendo en la cuenta las horas de operación acumuladas y el desgaste normal por el funcionamiento de los equipos principales de las unidades de generación, son requeridas inversiones para la puesta a punto de los mismos y garantizar su funcionamiento con los estándares de confiabilidad históricos de la central (Ver Tabla 18).

Tabla 18. Inversiones para mantener operativa la planta por 3 a 4 años adicionales.

INVERSIÓN EN MILLONES				
(\$ CONSTANTES DE 2014)				
Unidad	2016	2017	2018	2019
1	\$ 2.980,00	\$ 2.556,00	\$ 1.735,00	\$ 800,00
2	\$ 4.976,00	\$ 2.330,00	\$ 1.575,00	\$ 800,00
3	\$ 6.750,00	\$ 150,00	\$ 4.550,00	\$ 4.960,00

7.1.1.5 Estado de resultados estimado contrato en firme de Fuel Oil. De acuerdo al análisis realizado en los numerales 7.1.1.2 para los ingresos por ventas de energía en firme en el mercado secundario, 7.1.1.3 para los costos estimados de operación el resultado del ejercicio para esta alternativa presenta como resultado final una pérdida anual de \$ 552 millones anuales sin tener en cuenta los costos de inversión (Tabla 18) contemplados en el numeral 7.1.1.4 (Ver Tabla 19).

Tabla 19. Estado de resultados de operación comercial mensual (\$ millones), planta con fuel oil y generación de 48 MW.

ESTADO DE RESULTADOS CON CONTRATO FUEL OÍL	
INGRESOS	
Ventas de Energía en mercado secundario (M\$)	\$ 199,00
TOTAL (M\$)	\$ 199,00
*En 2019 - 2020 se puede estimar un ingreso por ENFICC de 1.327,1 M\$	
EGRESOS (M\$)	
AOM (M\$)	\$ 590,00
CND – SIC (M\$)	\$ 12,00
Prueba De Emisiones (M\$)	\$ 29,00
Monitoreo, Planes y Permisos Ambientales (M\$)	\$ 30,00
Firmeza de Suministro de CL (M\$)	\$ 90,00
Total (M\$)	\$ 751,00
Neto (M\$)	\$ (552,00)
TOTAL INVERSIONES 2016 - 2019 SOLO UNIDADES BARRANCA 1, 2 Y 3 (M\$)	\$ 34.162,00

Adicionalmente se deben considerar las inversiones entre los años 2016 y 2019, para las unidades Barranca 1, 2 y 3 totalizan \$ 34.162 millones (Ver Tabla 18).

Observando los costos e ingresos estimados en esta alternativa, no se ve viable mantenerla en el mercado, ni aun recibiendo remuneración de OEF del cargo 2019-2020.

7.1.2 Proyección del mercado de suministro de gas para termoeléctricas en Colombia. Es importante contar con una referencia en cuanto a la demanda y oferta del gas para el suministro a las diferentes plantas térmicas del país que operan con este combustible, y el comportamiento del mercado no solo a nivel nacional sino también internacional y la dependencia del mismo con los precios internacionales del petróleo.

Tabla 20. Unidades de generación térmica del SIN operadas con gas natural.

UNIDAD TÉRMICA	UBICACIÓN	CAPACIDAD (MW)
Tebesa	Atlántico	791,00
Flores 4b	Atlántico	450,00
Termocentro*	Santander	264,00
Menelctrica 1	Santander	167,00
Proelctrica 1	Bolivar	45,00
Proelctrica 2	Bolivar	45,00
Termoyopal 2	Casanare	30,00
Barranca 3	Santander	24,00
Cimarrón	Casanare	20,00
El morro 1	Casanare	19,90
El morro 2	Casanare	19,90
Termoyoal 1	Casanare	19,90
Barranca 1	Santander	12,00
Barranca 2	Santander	12,00
Purificación	Tolima	8,00
Termopiedras	Tolima	3,80
TOTAL		1.931,50

El comportamiento del precio del petróleo ha sido clave para la economía en la última década. Sin embargo, desde hace un par de años, el gas natural ha surgido en el sector energético como una nueva fuente de energía. De acuerdo con un informe de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) a nivel internacional el gas natural está jugando un papel clave en la demanda de energía gracias a sus bajos costos en comparación a otras fuentes energéticas y a las grandes reservas. La producción no convencional de gas, aquella que es tecnológicamente más costosa por su extracción, entre en 2010 y 2014, pasó del 15% al 20% de la producción total de gas, y se estima que llegue a representar el 29% de la producción mundial de gas en 2030.

A pesar de la caída en la producción que se registró en 2012, el año pasado esta logró crecer 3%. Un caso puntual es Estados Unidos quien posee el 23% de la oferta mundial de gas, y a finales de 2014 aumentó en 17,4% su producción, en comparación al mismo mes de 2013.

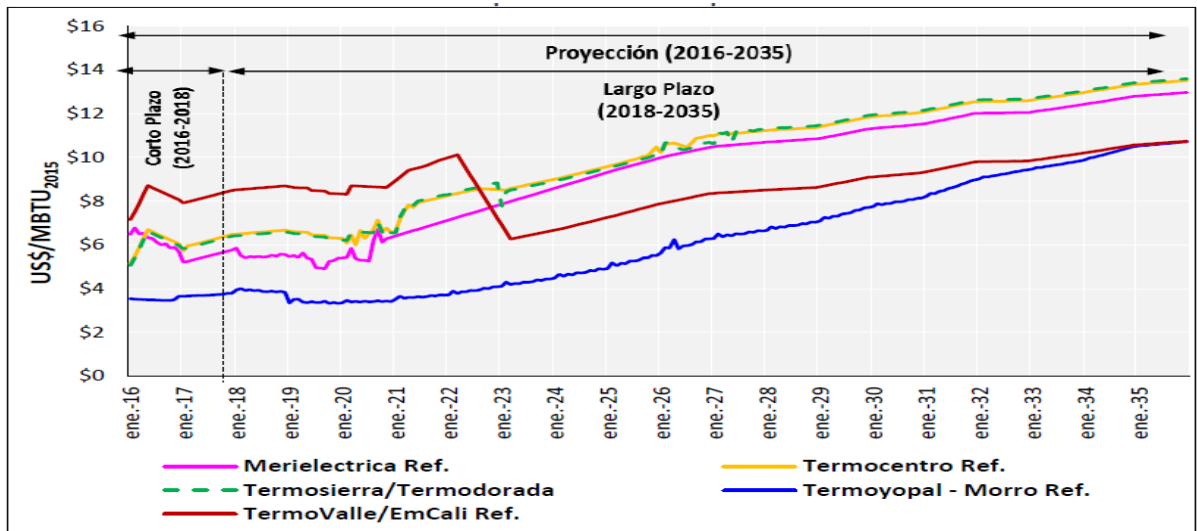
El desplome de los precios internacionales del petróleo, está teniendo efectos en los precios del gas natural. A finales de abril de 2015 los precios del petróleo cayeron 43,8% respecto al mismo mes del 2014, dinámica que contagió a los precios del gas, los cuales disminuyeron 44,6% en el mismo periodo.¹¹

Se estima igualmente que a partir del año 2018 existe la necesidad de importar gas natural al país para garantizar el abastecimiento, estas necesidades van a ser suplidas por la planta de regasificación de gas que se construye en estos momentos en la Ciudad de Cartagena, con proyección de entrada en operación para diciembre de 2016, y que se encuentra ubicada en inmediaciones de la isla Barú, que contará con una capacidad de almacenamiento de 171.000 m³ de GNL y una capacidad de regasificación de 400 MPCD, con lo cual se proyectó atender

¹¹ Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica Enero 2016- Diciembre 2035. UPME.

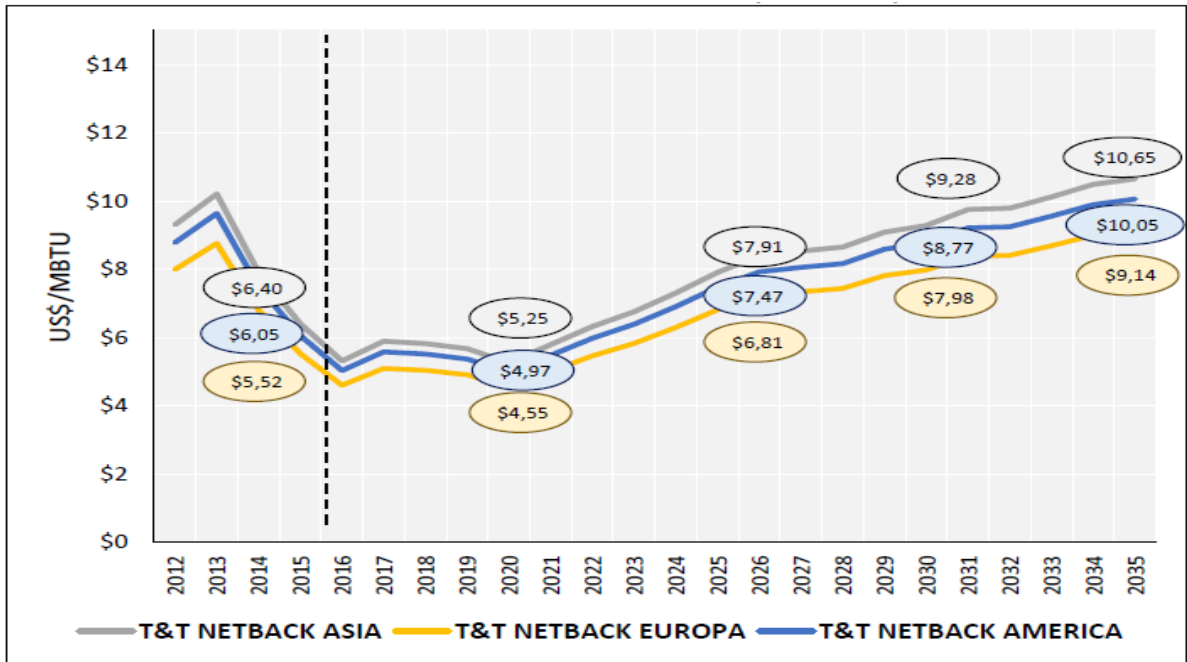
las demandas de este combustible para las centrales térmicas ubicadas en la costa norte colombiana y liberar esta capacidad para la atención del incremento de la demanda del energético al interior del país.

Gráfica 4. Estimación del precio del Gas en plantas térmicas del interior.



Fuente: Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica Enero 2016-Diciembre 2035. UPME.

Gráfica 5. Precio GNL en Colombia



Fuente: Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica Enero 2016-Diciembre 2035. UPME.

7.1.3 Planta en el SIN con contrato firme de gas. Con el escenario anteriormente expuesto y sobre la base de la consecución de un contrato para el suministro de gas combustible en firme interrumpible para la central Termobarranca, es importante tener en cuenta los aspectos económicos que se incorporarían tanto en las condiciones del contrato como en la proyección de ingresos para ventas en contratos de largo plazo o colocación de energía en bolsa.

7.1.3.1 Contrato de gas firme. Teniendo en cuenta la flexibilidad operativa que nos brindan las calderas asociadas a las unidades de generación para la quema de combustible gaseoso, nos adentramos en el análisis de ingresos y costos para la operación de la central sobre la base que se pudiese acceder a un contrato en firme de suministro de gas, situación necesaria para aspirar a asignación de ENFICC. Para este análisis se debe conocer el comportamiento en cuanto al

precio y a la oferta que se presenta de este energético tanto a nivel mundial como a nivel local, y las condiciones que influyen en su precio puesto en la planta Termobarranca.

La planta Termobarranca con una capacidad efectiva de 48 MW requiere un suministro de 19.392 MBTUD, cantidad que actualmente es comercialmente difícil de conseguir en su totalidad, por condiciones de transporte en el sistema nacional de gas. Existe otra alternativa de suministro de gas hacia la central y es la de suministro por parte de ECOPETROL quien eventualmente podría suministrar el combustible, dependiendo del uso que tenga la refinería de Barrancabermeja y del gas que llegue de los diferentes campos menores, entre ellos el de Petrosantander¹².

El costo mensual del suministro y transporte firme de gas, suponiendo que se compran 19.392 MBTUD a 6.00 USD/MBTU (incluye transporte hasta la planta), con un TOP del 100%, asciende a \$ 10.472 millones/mes.

Tabla 21. Costo Variable de producción KWh unidades Termobarranca Gas combustible.

UNIDAD	Heat Rate (BTU/KWh)	Capacidad Instalada (KW)	Consumo combustible (MBTU/h)	Costo combustible Gas. (\$/MBTU)	Costo variable horario combustible (M\$/h)	Ventas netas de energía (KW/h)	Costo variable KWh (\$/KWh)
Barranca 1	14.500	12.500	181,25	\$18.000	\$3,26	12.000	271,875
Barranca 2	14.500	12.500	181,25		\$3,26	12.000	271,875
Barranca 3	16.500	27.000	445,5		\$8,02	24.000	334,125

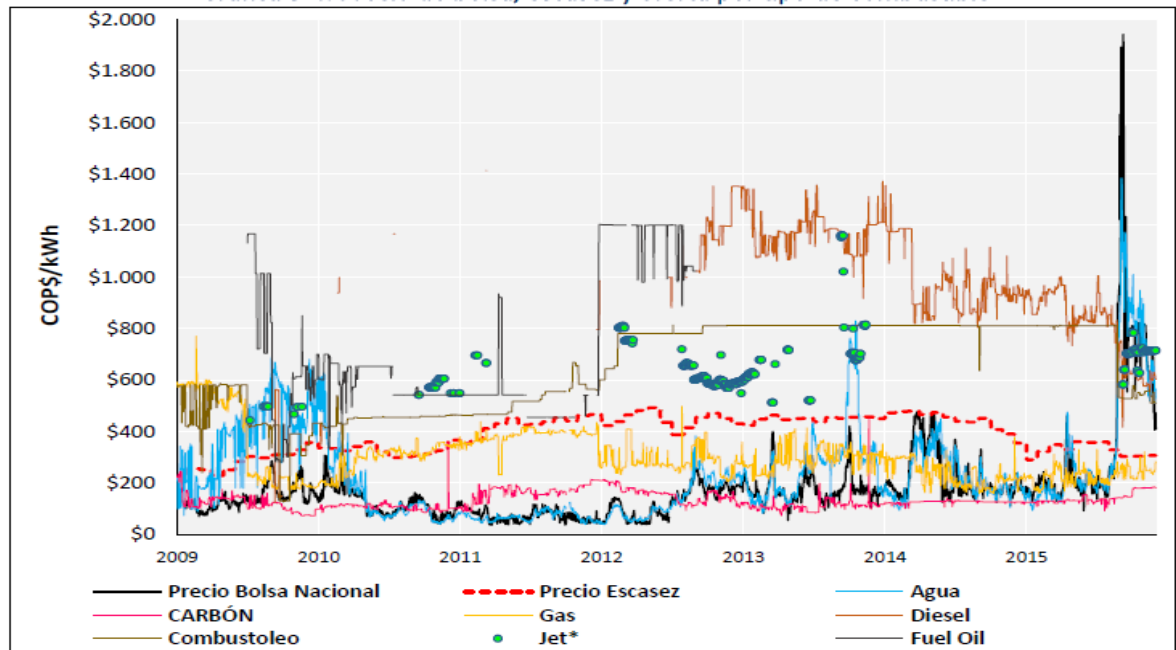
¹² Empresa de Estados Unidos con objeto social de explotación de petróleo, gas y otros hidrocarburos

7.1.3.2 Ingresos por venta de energía en contrato de largo plazo. El precio realista de gas para un contrato en firme, en caso de existir disponibilidad en el mercado puede estar alrededor de los 6.00 USD/MBTU, por tanto las unidades Barranca 1, 2 y 3 tendrían un costo variable promedio de 292,6 \$/kWh, con lo cual no se podría vender un contrato de energía de largo plazo, teniendo en cuenta el comportamiento de los precios de cierre de los procesos licitatorios de las empresas comercializadoras de energía difícilmente alcanzan los \$200 para el costo de generación en la tarifa, inviabilizando la alternativa para obtener ingresos dentro de un contrato a largo plazo.

7.1.3.3 Ingresos por venta de energía en bolsa. Teniendo en cuenta el comportamiento histórico de los precios de bolsa y eliminando las distorsiones ocasionadas con motivo de periodos de baja hidrología como consecuencia del fenómeno del niño, las cuales se presentan de manera estacionaria y periódica cada 4 años aproximadamente, se observa una baja probabilidad de participación por mérito dentro de este mercado conforme al comportamiento de estos precios en los próximos años y el costo variable de producción asociado al gas combustible (292,6 \$/KWh).

Existe la opción por parte del generador de colocar energía en bolsa, a un menor precio de su costo variable de producción, bajo su propio detrimento, situación que podría acontecer con el propósito de hundir el costo del gas adquirido con firmeza para disminuir la pérdida, lo cual lógicamente no sería lo ideal dentro del negocio, pero generaría un ingreso estimado de \$5.750 millones/mensuales.

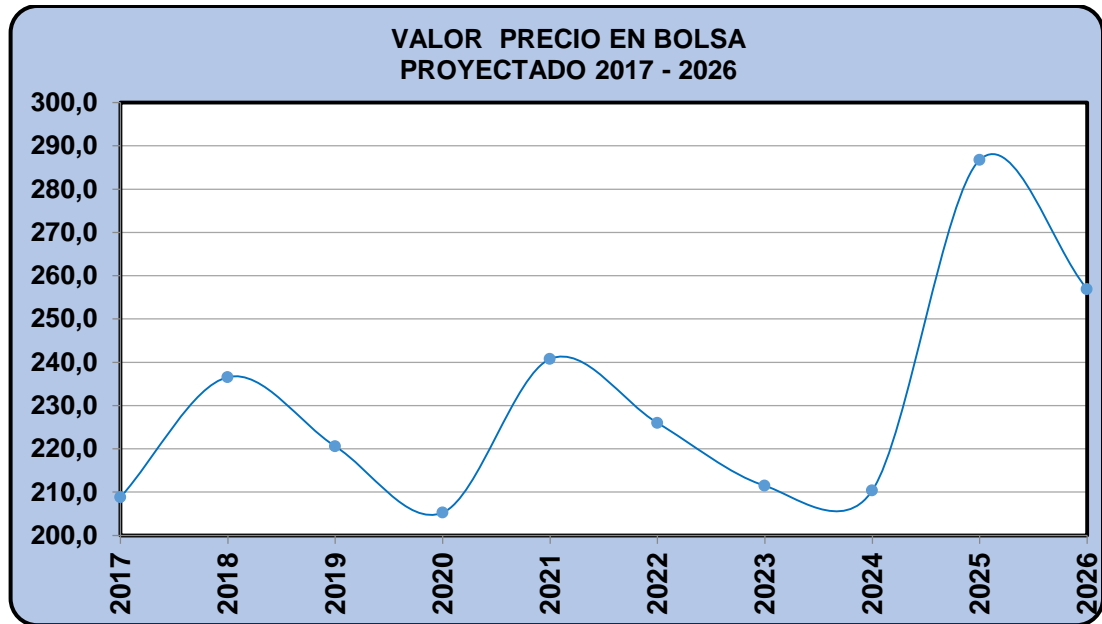
Gráfica 6. Precio de Bolsa, escasez y oferta por tipo de combustible.¹³



Las proyecciones de precios de bolsa para los próximos 10 años vislumbran un panorama que no favorece la participación de la central Termobarranca para la generación de ingresos dentro de este mercado. Los precios de bolsa proyectados se presentan a continuación:

¹³ Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica Enero 2016- Diciembre 2035. UPME.

Gráfica 7. Proyección precios de bolsa de energía 2017- 2026.



AÑO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
\$/KW	208,8	236,6	220,6	205,3	240,8	226,0	211,5	210,4	286,7	256,9

Fuente: Proyección precios de bolsa representación comercial EPM.

7.1.3.4 Ingresos por ventas de ENFICC. Para la proyección de ingresos mensuales de la central por cargo de confiabilidad, se tuvo en cuenta la capacidad efectiva de 48 MW asociadas a las unidades Barranca 1, 2 y 3, se estimó igualmente una remuneración de 12 US\$/MW instalado con una asignación de cargo del 20% sobre esta capacidad y una TRM de 3.000 \$/US\$.

Conforme a lo anterior se tendría una proyección de ingresos asociados a la ENFICC de \$1.327 millones/mensuales. Es importante igualmente tener en cuenta que la asignación de cargo por confiabilidad aplica igualmente a lo contemplado en el numeral 7.1.1.2.

7.1.3.5 Costos de Operación. Los costos son similares a los indicados en el punto 7.1.1.3, sin incluir el pago de firmeza de entrega de combustible líquido, pero incluyendo el pago del contrato firme de gas.

El costo del contrato en firme de gas para garantizar la entrega de la ENFICC asignada se encuentra relacionado en el numeral 7.1.3.1 y asciende a un valor total de \$10.472 millones/mensuales.

7.1.3.6 Estado de resultados estimado contrato en firme de gas. De acuerdo al análisis realizado en los numerales 7.1.3.4 y 7.1.3.3 para los ingresos por ventas de energía en firme y en bolsa el mercado secundario, respectivamente, y 7.1.3.5 para los costos estimados de operación el resultado del ejercicio para esta alternativa presenta como resultado final una pérdida anual de \$ 4.000 millones anuales sin tener en cuenta los costos de inversión (Tabla 18) contemplados en el numeral 7.1.1.4 (Ver Tabla 22).

Tabla 22. Estado de resultados de Operación Comercial mensual (\$millones), planta de 48 MW con gas firme.

ESTADO DE RESULTADOS CON CONTRATO FIRME DE GAS (CON GAS A 6,0 USD/MBTU)	
INGRESOS	
Venta ENFICC*	\$ 1.327,00
Venta Energía en Contratos	\$ -
Ingreso Ventas en Bolsa	\$ 5.750,00
TOTAL	\$ 7.077,00
EGRESOS	
Contrato de Gas en Firme + Gasoducto	\$ 10.472,00
Compra de Energía en Bolsa	\$ -
AOM	\$ 590,00
CND - SIC	\$ 12,00
Prueba de Emisiones	\$ -
Monitoreo, Planes y Permisos Ambientales	\$ 3,00
TOTAL	\$ 11.077,00
NETO	\$ (4.000,00)

Comparando costos e ingresos, se observa que esta opción no sería viable. Adicionalmente se deben considerar las inversiones requeridas entre 2016 y 2019, para las unidades Barranca 1, 2 y 3 que totalizan \$ 34.162 millones, lo cual deja nuevamente por fuera esta opción.

7.1.4 Planta en el SIN con contrato interrumpible de gas. Otra modalidad de operación sería con gas con un contrato interrumpible a precio fijo, que se utilizaría en época de El Niño cuando se esperan precios de energía altos en el mercado, posibilitando la generación en mérito de la planta.

La compra de gas a precio fijo interrumpible no permite acceder a ENFICC y por ende no se tendría ingresos por este concepto. Se prevé un precio alto del gas para usarlo en época de El Niño.

Para esta alternativa se supone que se logre una negociación de compra de 8,000 MBTUD de gas directamente con Petrosantander, que tiene suministro de gas a 3 km de la planta, pero se requeriría la construcción de un gasoducto cuyo costo se estima en \$3,000 millones y que la opción de Petrosantander estuviese vigente, puesto que en la actualidad le suministra el gas a Ecopetrol y este último no está dispuesto a perder su contrato.

7.1.5 Resumen de Resultados con combustible líquido y gas. El resumen de los resultados para la operación comercial en las diferentes alternativas planteadas para la operación en el Mercado de energía Mayorista, nos arrojan como resultados pérdidas en cada uno de ellos, que inviabilizan la operación comercial de la central. (Ver Tabla 23)

Tabla 23. Resumen de resultados de operación comercial mensual para la planta en el SIN.

CIFRAS EN MILLONES DE PESOS (\$)	Combustible liquido y asignación de cargo por confiabilidad	Combustible gas y asignación de cargo por confiabilidad
Capacidad MW	48,00	48,00
Costo Variable Barranca 1 - 2 (\$kwh)	\$ 362,70	\$ 271,88
Costo Variable Barranca 3 (\$kwh)	\$ 445,00	\$ 334,12
Venta ENFICC	\$ 0,00	\$ 1.327,00
Ventas en mercado secundario	\$ 199,00	
Ingreso Ventas de Bolsa		\$ 5.750,00
TOTAL INGRESOS	\$ 199,00	\$ 7.077,00
CND - SIC	\$ 12,00	\$ 12,00
Prueba de Emisiones	\$ 29,00	
Monitoreo, Planes y Permisos	\$ 30,00	\$ 3,00
Firmeza de Suministro CL	\$ 90,00	
Contrato De Gas En Firme		\$ 10.472,00
AOM Inicial	\$ 590,00	\$ 590,00
TOTAL EGRESOS	\$ 751,00	\$ 11.077,00
NETO	\$ (552,00)	\$ (4.000,00)

7.2 ANALISIS FINANCIERO ALTERNATIVAS DE OPERACIÓN DE LA CENTRAL TERMOBARRANCA EN EL SIN.

El análisis financiero desarrollado para las diferentes alternativas valoradas en ingresos y en costos se realiza bajo la modalidad de flujo de caja libre tomando valores constantes con precios de 2016.

Teniendo en cuenta que con los valores presentados y con los ejercicios realizados no dan viabilidad para la operación comercial de la planta Termobarranca en el Sistema Interconectado Nacional, se hace necesario determinar el valor del KWh tanto para el mercado secundario operando con combustible líquido Fuel Oil como el valor del KWh operando con quema de gas combustible bajo el esquema de cargo por confiabilidad en el SIN.

Tabla 24. Análisis financiero para la operación de la central Termobarranca con combustible líquido en el mercado secundario.

ANALISIS FINANCIERO TERMOBARRANCA CON FUEL OIL			
CIFRAS EN MILLONES DE PESOS CONSTANTES			
INGRESOS	2016	2017	TOTAL 2017-2026
Ingresos Ventas de Energía Mercado Secundario		35.948	359.475
TOTAL INGRESOS OPERACIONALES		35.948	359.475
COSTOS EFECTIVOS DIRECTOS			
CND - SIC		12,0	120,0
Prueba de Emisiones		29,0	290,0
Monitoreo, Planes y Permisos		30,0	300,0
Firmeza de Suministro CL		90,0	900,0
AOM		590,0	5.900,0
Consumo Combustible Líquido		28.908,0	289.080,0
TOTAL COSTOS EFECTIVOS DIRECTOS		29.659,0	296.590,0
UTILIDAD OPERACIONAL		6.289	62.885
Depreciación		-3.416	-34.162
UT OPERAC		2.872	28.723
Impuesto de Renta		718	9.507
Inversión	-34.162		
FLUJO DE CAJA PARA EVALUACIÓN	-34.162	5.570	53.378
METODOS DE EVALUACION FINANCIERA			
VPN Flujo De Caja Libre	\$ 0,6		
TIR	9,11% E.A.		

Tabla 25. Punto de equilibrio costo KWh para generación con combustible líquido Fuel Oil en el mercado secundario.

Potencia (MW)	48
Periodo (Horas)	8.760,0
Porcentaje de Generación	0,2
Precio (\$/MWH)	\$427.457,9
Energía Mercado Secundario (MWH)	84.096,0
Ingresos Anuales (MILL \$)	\$35.947,5

Tabla 26. Análisis financiero para la operación de la central Termobarranca con gas combustible para generación al Sistema de Interconexión Nacional.

ANALISIS FINANCIERO TERMOBARRANCA CON GAS			
CIFRAS EN MILLONES DE PESOS CONSTANTES			
INGRESOS	2016	2017	TOTAL 2017-2026
Ingresos ventas de energía mercado secundario		139.212	1.392.124
TOTAL INGRESOS OPERACIONALES		139.212	1.392.124
COSTOS EFECTIVOS DIRECTOS			
CND - SIC		144,0	1.440,0
Prueba de Emisiones		0,0	0,0
Monitoreo, Planes y Permisos		36,0	360,0
AOM		7.080,0	70.800,0
Consumo gas		125.664,0	1.256.640,0
TOTAL COSTOS EFECTIVOS DIRECTOS		132.924,0	1.329.240,0
UTILIDAD OPERACIONAL		6.288	62.884
Depreciación		-3.416	-34.162
UT OPERAC		2.872	28.722
Impuesto de Renta		718	9.507
INVERSIÓN	-34.162		
FLUJO DE CAJA PARA EVALUACIÓN	-34.162	5.570	53.377
METODOS DE EVALUACION FINANCIERA			
VP FLUJO DE CAJA	\$ 0,1		
TIR	9,11% E.A.		

Tabla 27. Punto de equilibrio costo KWh para generación con gas Natural en el SIN.

POTENCIA (MW) 48	
Periodo (Horas)	8.760,0
Porcentaje de Generación	0,8
Precio (\$/MWH)	\$413.849,6
Energía Mercado Secundario (MWH)	336.384,0
Ingresos Anuales (MILL \$)	\$139.212,4

8. CONCLUSIONES.

- Ante los escenarios comerciales analizados, no se ve viable la operación comercial de la planta en el Sistema Interconectado Nacional, atribuible principalmente a los altos costos de los combustibles establecidos actualmente dentro del territorio nacional.
- Dentro de los aspectos más importantes a tener en cuenta ESSA deberá implementar dentro de los costos de mantenimiento el mejoramiento de la eficiencia energética (heat rate), teniendo en cuenta el alto porcentaje (70%) de incidencia del costo del combustible en el valor final del KWh generado.
- Con un plan de mantenimiento como el que se lleva actualmente, con la reposición de equipos que tiene proyectado ESSA y con la intervención mayor que se tiene prevista para la unidad 3, todas las unidades pueden funcionar sin presentar mayores problemas durante los siguientes 10 años.
- Se recomienda la instalación del sistema de seguimiento de las emisiones de combustión (CO y O₂) para controlar el exceso de aire y la eficiencia de las calderas.
- Se recomienda instalar medidores para determinar los flujos de purga.
- Se recomienda intensificar el plan de mantenimiento y cuidado del aislamiento de los equipos y de las redes de vapor, con ello se evitan las pérdidas de energía al ambiente y de combustible asociadas, lo que favorece el heat rate de la central, además favorece la seguridad en la operación porque un

aislamiento correctamente seleccionado evita las quemaduras por contacto del personal con las partes expuestas.

- Se recomienda corregir las fugas de calor por paredes y las fugas de aire detectadas en las calderas de manera prioritaria, con estas medidas se espera que las unidades aumente su eficiencia.

9. RECOMENDACIONES.

- La localización de la planta Termobarranca, cerca de proveedores de combustibles así como la infraestructura existente para recibir los mismos, le otorgan un carácter estratégico a este terreno con miras a desarrollar nuevos negocios.
- Ante la existencia de productores de combustibles en la región y la alta demanda de energía eléctrica por parte de los mismos, se deben explorar alternativas para el suministro de energía eléctrica por parte de ESSA bajo el esquema de autogeneración, con el compromiso de entrega de combustible requerido para la generación por parte de ellos y el compromiso de ESSA para la transformación en energía eléctrica garantizando su disponibilidad, tal como se operó durante la última década con el cliente ECOPETROL.
- Cierre de operaciones de la central Termobarranca por su inviabilidad financiera para la operación en el Sistema Interconectado Nacional conforme a la regulación existente y a las condiciones para la adquisición de combustibles para su operación.

BIBLIOGRAFÍA.

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG. Normas y jurisprudencia [en línea]. Disponible en: <http://www.creg.gov.co/>

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG. Resolución CREG-071 (03, octubre, 2006). Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

COLOMBIA. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, UPME. [en línea]. Disponible en: <http://www1.upme.gov.co>

ECOPETROL S.A. [en línea]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co>

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. [en línea]. Disponible en: <http://www.essa.com.co>

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS S.A, ECOPETROL S,A. Crudos nacionales y fuel oil [en línea]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/precios/precios-vigentes/crudos-nacionales-y-fuel-oil>.

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN, EPM. Proyección precios de bolsa representación comercial.

MUNDO ELÉCTRICO COLOMBIANO. Revista [en línea]. Disponible en: <http://www.mundoelectrico.com/>

TERMOBARRANCA. Manuales unidades de generación.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, UPME. Plan de expansión de referencia Generación-Transmisión 2015-2029.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, UPME. Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica Enero 2016- Diciembre 2035.