

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA
ELÉCTRICA EXCEDENTE DE ECOPETROL S.A. A TRAVÉS DEL ESQUEMA
DE PRODUCTOR MARGINAL EN LA GERENCIA REFINERÍA DE
BARRANCABERMEJA**

**MARVIN ALFONSO CASTRO BARRERA
DIANA BEATRIZ CASTRO TORRADO
LILIA YANETH QUIROGA CASTAÑEDA**

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

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGETICOS
BUCARAMANGA
2013**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA
ELÉCTRICA EXCEDENTE DE ECOPETROL S.A. A TRAVÉS DEL ESQUEMA
DE PRODUCTOR MARGINAL EN LA GERENCIA REFINERÍA DE
BARRANCABERMEJA**

**MARVIN ALFONSO CASTRO BARRERA
DIANA BEATRIZ CASTRO TORRADO
LILIA YANETH QUIROGA CASTAÑEDA**

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

**César Yobanny Acevedo Arenas
M.Sc Ingeniero Eléctrico
Director de Proyecto**

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGETICOS
BUCARAMANGA
2013**

Nota de aceptación:

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

JURADO CALIFICADOR 1

JURADO CALIFICADOR 2

Bucaramanga, Abril de 2013

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	12
1.1	Descripción Del Sistema De Generación De Energía Eléctrica De La GRB. 12	
1.1.1	Capacidad Propia De Generación.....	12
1.2	CARGA INSTALADA	16
1.3	MARGEN DE CONFIABILIDAD	17
1.4	CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA DE ECOPETROL S.A.	18
1.5	Identificación del problema	18
2.	EVALUACIÓN DEL PROYECTO	20
2.1	FACTIBILIDAD TÉCNICA	20
2.2.1	Estudio Técnico del Proyecto.....	20
2.2	FACTIBILIDAD COMERCIAL	23
2.2.1	Producto.....	23
2.2.2	Mercado	23
2.2.3	Precio.....	24
2.2.4	Cuantía	25
2.2.5	Forma.....	27
2.3	FACTIBILIDAD LEGAL	27
2.3.1	Marco Legal	28
2.4	FACTIBILIDAD FINANCIERA Y ECONÓMICA.....	29
2.4.1	Información Financiera del Proyecto.....	30
2.4.2	Flujo de Caja SIN PROYECTO.....	31
2.4.3.	Flujo de Caja CON PROYECTO.....	33
2.4.4.	FLUJO DE CAJA INCREMENTAL.....	35
2.4.5.	RELACIÓN BENEFICIO-COSTO	35
2.4.6	INDICADORES DE RENTABILIDAD	37
2.4.7	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	37
3.	CONCLUSIONES	40
4.	ANEXOS	41

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Etapas del proceso de Generación Eléctrica Unidad de Balance	15
Tabla 2. Histórico de suministro Energía Eléctrica autogenerada -GRB.....	17
Tabla 3. Circuitos de Conexión con Usuarios Externos	21
Tabla 4. Especificaciones Técnicas para equipos de medición eléctrica- CREG ..	21
Tabla 5. Listado y Características de Equipos Según Cotización Presupuestal	22
Tabla 6. Inversión en Equipos.....	22
Tabla 7. Inversiones Requeridas en el Proyecto.....	23
Tabla 8. Proyección de Tarifas de Generación y Compra de Energía Eléctrica en la GRB [\$COP/kWh]	24
Tabla 9. Compra Total a ESSA/EMGESA [kWh/año]	26
Tabla 10. Balance de Energía Eléctrica GRB (MWh/año)	27
Tabla 11. Información básica de rubros relacionados al proyecto	30
Tabla 12. Flujo de caja sin proyecto	32
Tabla 13. Plan de intervención a turbogeneradores	34
Tabla 14. Flujo de caja con proyecto	36
Tabla 15. Flujo de caja incremental	36
Tabla 16. Indicadores de Rentabilidad.....	37
Tabla 17. Esquema de paradas de los Turbogeneradores GRB 2012-2016 (días/años).....	41
Tabla 18.....	41
Tabla 19. Capacidad de Generación de Turbogeneradores GRB 2012-2016 (MWh/año)	42
Tabla 20. Balance de la Energía eléctrica GRB 2012-2016.....	43
Tabla 21. Oferta de Energía Excedente Vs. Demanda Potencial (MWh/año).....	43
Tabla 22. Análisis de sensibilidad: costos adicionales de mantenimiento	43
Tabla 23. Análisis de sensibilidad : Costo promedio de Producción	44
Tabla 24. Análisis de sensibilidad: Cantidad de Electricidad comercializada	44

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Balance de Material Sección Generación Energía Eléctrica TG-2951-3	14
Figura 2. Balance de Material Sección Generación Energía Eléctrica TG-2960....	14
Figura 3. Diagrama General del Proceso de Generación de Vapor y Energía Eléctrica	16
Figura 4. Tendencia del Consumo de Potencia Eléctrica (MW).....	17
Figura 5. Árbol del Problema	19
Figura 6. Diagrama Unifilar Interconexión Eléctrica GRB – SIN	20
Figura 7. Disponibilidad de Energía Eléctrica Excedente en la GRB [MWh/año]...25	
Figura 8. Oferta de Energía Excedente Vs. Demanda Potencial [MWh/año].....	26
Figura 9. Análisis de Sensibilidad	38
Figura 10. Energía eléctrica (autogenerada) no disponible por actividades turnaround GRB 2012 - 2016.....	42

ANEXOS

		Pág.
Anexo 1.	Simulación Escenario Energético GRB 2011 – SIGMA Energy	41
Anexo 2.	Energía Excedente por Proceso de Turnaround 2012 – 2016	41
Anexo 3.	Análisis Financiero	43

GLOSARIO DE TERMINOS

AUTOGENERADOR: Es aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN, y puede o no, ser el propietario del sistema de generación.

CAPACIDAD O POTENCIA INSTALADA: Es la carga instalada o capacidad nominal que puede soportar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico.

CAPACIDAD NOMINAL: El conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas a un equipo o sistema eléctrico por el diseñador, para definir su funcionamiento bajo unas condiciones específicas.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas, es la entidad colombiana encargada de regular los servicios de electricidad y gas según se establece en la ley 142 y 143 de 1994. Fue creada por el Gobierno Nacional de Colombia con el fin de regular las actividades de los servicios públicos.

EQUIPO DE MEDIDA: Conjunto de dispositivos destinados a la medición o registro del consumo de energía y de los parámetros de calidad de la misma.

ESTUDIO DE SENSIBILIDAD: Los estudios de sensibilidad permiten analizar los proyectos en diferentes escenarios dependiendo del comportamiento de sus variables relevantes.

FLUJO DE CAJA DIFERENCIAL O INCREMENTAL: Esta metodología consiste en calcular tanto el flujo de caja sin realizar el proyecto como el flujo de caja con el proyecto, esta comparación permite determinar el flujo de caja relevante para la evaluación, que estará dado por la diferencia entre los flujos esperados.

GRB: Gerencia Refinería de Barrancabermeja, es la refinería de petróleo con mayor capacidad de procesamiento, 250 kilobarriles por día, los procesos que se adelantan en este complejo industrial están encaminados a la producción de: Gasolina motor (corriente y extra), bencina, cocinol, diesel, queroseno, Jet-A, avigás, gas propano, combustóleo, azufre, ceras parafínicas, bases lubricantes, polietileno de baja densidad, aromáticos, asfaltos, alquilbenceno, ciclohexano, disolventes alifáticos.

MARGEN DE CONFIABILIDAD: Potencia eléctrica rodante con la que debe disponer el sistema como respaldo de la estabilidad ante un disturbio o salida repentina de una fuente de energía eléctrica.

Overhaul: Término tomado del idioma inglés, que traduce un mantenimiento o reparación mayor, específicamente en este documento hace referencia a los mantenimientos que se ejecutan sobre los turbogeneradores eléctricos.

PRODUCTOR MARGINAL: Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales.

PUNTO DE MEDICIÓN: Es el punto de conexión eléctrico del circuito primario del transformador de corriente que está asociado al punto de conexión, o los bornes del medidor, en el caso del nivel de tensión I.

RELACIÓN BENEFICIO-COSTO: Es un proceso en el cual se comparan en un mismo momento del tiempo, los costos de una inversión contra sus beneficios esperados para determinar su viabilidad financiera, como ayuda para la toma de decisiones de inversión.

SIN: Sistema Interconectado Nacional, sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, según lo previsto por el artículo 11 de la Ley 143 de 1994". (Fuente: R. CREG-042-1999; Art. 1).

TARIFA: Valor que le asigna la empresa a cada kilovatio hora suministrado al USUARIO, de acuerdo con los procedimientos y factores que previamente ha establecido la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

USUARIO: Persona natural o jurídica que se beneficia de la prestación del servicio de energía eléctrica, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último se denomina consumidor.

RESUMEN

El cumplimiento de las metas de la Gerencia Refinería Barrancabermeja (GRB) en productividad, margen y sostenibilidad de sus procesos, está ligado directamente a la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica para sus plantas de proceso.

Este factor ha sido determinante para que la generación de energía eléctrica de la Refinería se ubique en uno de los primeros niveles de prioridad en sus políticas de inversión, mantenimiento y confiabilidad. Esto ha permitido que la Refinería haya recuperado en un proceso cercano a 10 años la confiabilidad de sus unidades propias de generación de energía eléctrica y estén en firme las inversiones y proyectos para ampliar su capacidad propia de generación.

No obstante, para Ecopetrol S.A. posiblemente al no ser parte del core de su negocio, no ha visto en la generación de energía eléctrica una oportunidad de negocio potencial, tal como si ha ocurrido en otras industrias, caso más resaltable el de los ingenios azucareros.

Basado en este escenario, donde Ecopetrol S.A. cuenta con la infraestructura necesaria para el aprovechamiento de la energía eléctrica, esta monografía presenta un análisis de la factibilidad técnica, comercial, legal y financiera que tiene la compañía para reducir sus costos operacionales, reduciendo la cantidad de energía eléctrica comprada y aprovechando la energía eléctrica excedente de su proceso de Autogeneración.

ABSTRACT

Compliance with the goals of the Barrancabermeja Refinery Management (GRB) in productivity, margin and sustainability of their processes, are directly related to the reliability of the electricity supply to its processing plants.

This factor has been crucial for the generation of electric power from the refinery is located in one of the first levels of priority in their investment policies, maintenance and reliability. This has enabled the refinery has recovered in a process close to 10 years the reliability of their own units of power generation and are in firm investments and projects to expand its generation capacity itself. However, the GRB possibly not being part of their core business, not seen in the power generation potential business opportunity, as if it occurred in other industries, resaltable case the sugar mills.

Based on this scenario, where Ecopetrol SA has the infrastructure necessary for the use of electricity, this paper presents an analysis of the technical, commercial, legal and financial viability that company has to reduce its operating costs by reducing the amount of electricity purchased and using electrical energy their surplus of the autogeneration process.

1. INTRODUCCIÓN

La Gerencia Refinería Barrancabermeja (GRB) dentro de su balance energético representa para Ecopetrol S.A. una oportunidad de negocio, ya que cuenta con una infraestructura que no se está aprovechando más allá del objetivo para el que fue instalada, que es el de suministrar energía eléctrica a las Unidades propias de proceso de la Refinería. Sin embargo, dadas las características del sistema y escenario actual y a mediano plazo del sistema de generación eléctrica de la GRB, se viabiliza la oportunidad de comercializar la energía eléctrica excedente de su proceso de generación.

Esta monografía presenta un análisis integral de la viabilidad de reducir los costos operacionales de Ecopetrol S.A. a partir del aprovechamiento de la energía eléctrica excedente, desde los puntos de vista técnico, comercial, legal y financiero. Adicionalmente, al final de este análisis se evalúan los diferentes resultados variando los escenarios posibles en términos de precios, costos y cantidades de oferta y demanda, para identificar las sensibilidades del proyecto y generar las recomendaciones del caso.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA GRB.

El sistema de generación de energía eléctrica de la Gerencia Refinería de Barrancabermeja – GRB está constituido por 3 centros de generación ubicados en diferentes zonas de la Refinería. La Unidad Central del Norte U-2400, la cual tiene capacidad nominal de 30 MW, la Planta eléctrica Balance U-2900 con 60 MW y la Unidad de Turbogas U-2960 con un turbogenerador de 24 MW.

El sistema eléctrico de la GRB está conectado al Sistema Interconectado Nacional SIN a través de un pórtico de 34.5 kV que a su vez, está conectado a la Empresa Electrificadora de Santander ESSA con la cual actualmente tiene un contrato de compra de energía.

1.1.1 Capacidad Propia De Generación

A continuación se hace una descripción del sistema de autogeneración eléctrica de la Refinería.

1.1.1.1. Área de Servicios Balance

La Unidad de Servicios Industriales Balance se construyó como parte del proyecto que inició en el año 1977 y entró en operación en el mes de Junio de 1979. El proyecto contempló, inicialmente, la construcción de una planta para tratamiento de agua U-2900, a cargo de Degremont S.A. Francia. Su objetivo básico de suplir sus necesidades de agua tratada, la planta de generación de vapor y energía, conformada por 3 turbogeneradores TG-2951-3 y 4 calderas B-2951-54, y una futura ampliación, la B-2955, 3 años después, a cargo de Distral.

La Planta Turbogas (U-2960), antes de su montaje en las instalaciones de la GRB, operó durante varios años en la Estación Yumbo Valle desde 1993, época en que el país sufrió las consecuencias de la sequía en los embalses de las centrales hidroeléctricas ocasionada por el fenómeno del niño. La planta fue comprada por ECOPETROL S.A., al tiempo que otras dos unidades montadas en Ocoa y Gualanday. El propósito de su traslado fue el de aumentar la carga eléctrica instalada y mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de la GRB.

La Unidad de Servicios Industriales de Balance recibe como materias primas: agua cruda proveniente de la ciénaga San Silvestre y el Río Magdalena, diferentes insumos empleados para la clarificación y adecuación del agua. Otra de las materias primas son los combustibles, gas combustible de refinería, gas natural y, como alternos, combustóleo y GLP el aire y los condensados. Una vez efectuados las operaciones y procesos se obtienen los siguientes productos: Agua clarificada, agua potable, agua desmineralizada, agua suavizada y agua de enfriamiento, vapor de alta presión (600 psi), vapor de media presión (150 psi), vapor de baja presión (50 psi), vapor de baja presión (20 psi), aire industrial y aire de Instrumentos.

En cuanto a generación de energía eléctrica los productos son los siguientes:

- **Energía Eléctrica de Media Tensión (13.8 kV):** La energía de media tensión se genera en los turbogeneradores TG-2951-3 y el Turbogas TG-2960.
- **Energía Eléctrica de Media Tensión (4.16 kV):** Se obtiene a través de transformadores de potencia de 13.8 kV a 4.1 kV y de los transformadores de potencia de 34.5 kV a 4.16 kV.

La generación de energía eléctrica en la unidad de servicios industriales de Balance tiene dos procedencias, la primera es de los turbogeneradores (TG-2951/2952/2953) que se alimentan con el vapor de 600 psi producido en las calderas y la segunda es el turbogas (TG-2960), que tiene como fluido de alimentación gas natural de la Guajira.

Para la sección de generación de energía eléctrica en los turbogeneradores la unidad carga en operación normal 500.000 lb/h de vapor de 600 psi y produce 30 MW generados y 140.000 lb/h vapor de 150 psi de extracción, corriente que alimenta los turbogeneradores alimentados con vapor de alta presión.

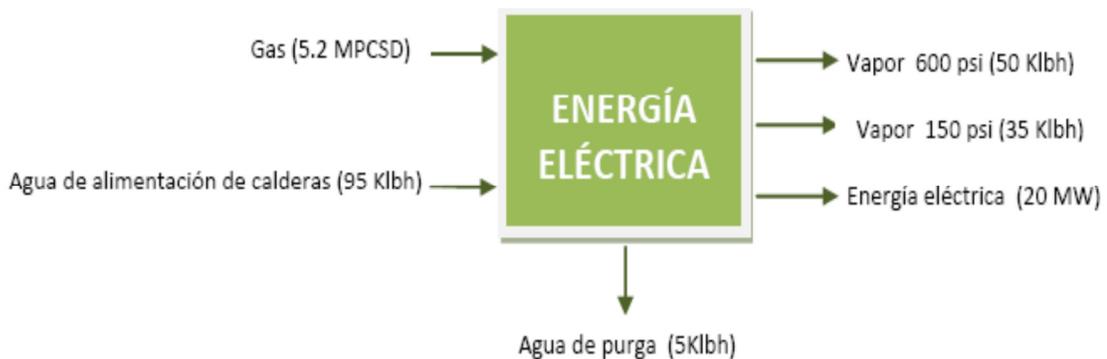
Para la energía eléctrica producida por el turbogas se tiene una producción de hasta 24 MW a partir de 5.2 millones de pies cúbicos estándar por día (PCSD) de gas y 95.000 lb/h de agua de alimentación de calderas. En las

Figura 1 y 2 se observan los balances de material para las secciones de producción de energía eléctrica en la unidad de servicios industriales de balance.

Figura 1. Balance de Material Sección Generación Energía Eléctrica TG-2951-3



Figura 2. Balance de Material Sección Generación Energía Eléctrica TG-2960



En la Tabla 1 se describen brevemente las etapas en la generación de energía eléctrica.

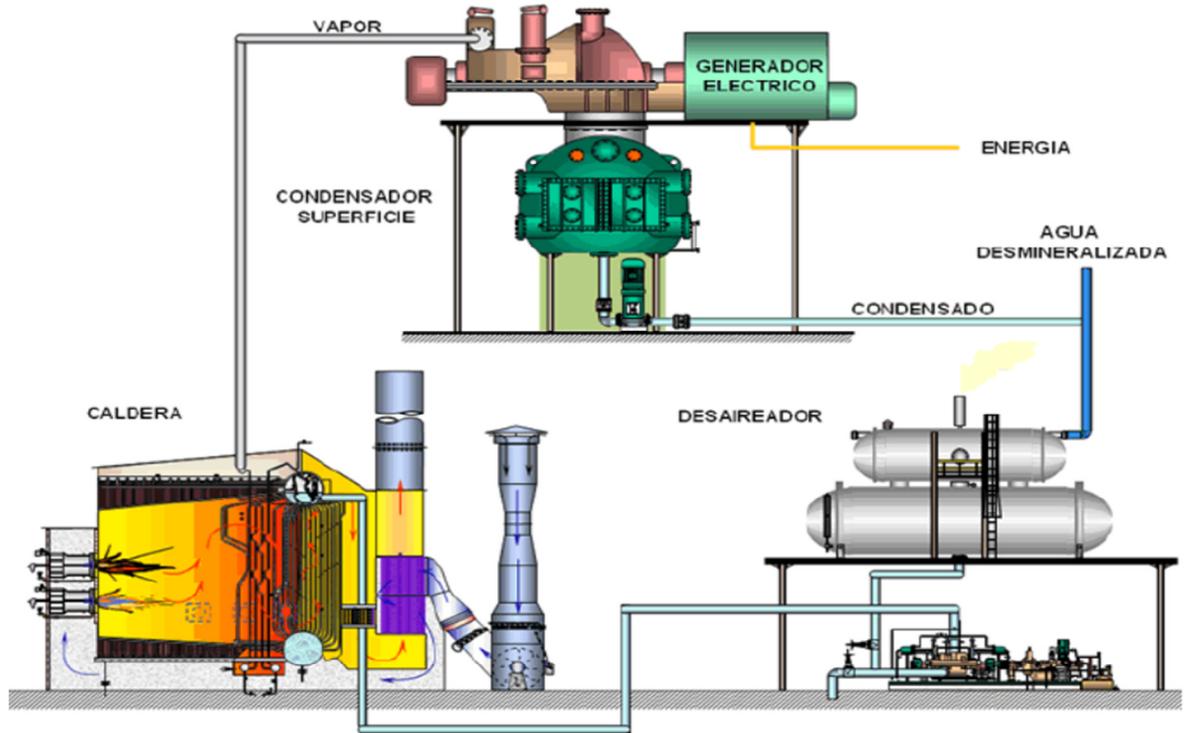
Tabla 1. Etapas del proceso de Generación Eléctrica Unidad de Balance

ETAPA	DESCRIPCIÓN
Generación de energía eléctrica en los turbogeneradores TG-2951-3	Se conoce como turbogenerador al conjunto de turbina - generador unidos mediante un acople rígido. El vapor de 600 psi que proviene del cabezal de alta presión alimenta los turbogeneradores TG-2951-3. Estas turbinas son de condensación parcial y permiten extraer un flujo de vapor de 150 psi en una de sus etapas. Las turbinas están asociadas a un condensador de superficie que recoge el vapor exhausto que ya realizó el trabajo al interior de la turbina y es condensado al intercambiar calor con agua de enfriamiento proveniente de la TE-2940. El movimiento rotacional transferido por la turbina al generador es aprovechado por el rotor para generar la corriente eléctrica. La energía eléctrica autoabastece la unidad de balance y el excedente es exportado al sistema de la refinería a través del sistema de interconexión.
Cogeneración de energía eléctrica TG-2960	El turbogas es el conjunto de subsistemas (compresores, turbinas y combustor) que aprovechan la energía de los gases de combustión para mover una turbina de potencia acoplada a un generador eléctrico y produce energía eléctrica. Esta unidad aprovecha el calor de los gases de combustión para generar vapor a partir de agua desaireada proveniente del DH-2691. La corriente de agua ingresa a la caldera por el economizador aumentando su temperatura aprovechando el calor de los gases de combustión que vienen del turbogas. El vapor generado al interior de la tubería retorna al tambor de vapor para ser conducido por la parte superior al supercalentador de vapor y generar un vapor seco al calentarlo con los gases calientes provenientes del turbogas. El vapor producido en las calderas de alta y baja presión es enviado a los cabezales de 600 y 150 psi de la Unidad 2950.

1.1.1.2 Área de Servicios Refinería

Aunque en esta unidad se cuenta con 12 equipos para la generación de vapor, solamente 5 de estos (las calderas de Central del Norte) suplen los requerimientos para la producción eléctrica en tres turbogeneradores, siguiendo un proceso similar al descrito en la sección previa. La **Figura 3** representa el proceso en general de generación eléctrica.

Figura 3. Diagrama General del Proceso de Generación de Vapor y Energía Eléctrica



1.2 CARGA INSTALADA

La carga instalada o consumo de energía eléctrica de la GRB se presenta en la **Figura 4** y la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** donde se muestra la tendencia y el consumo anual de expresada en kWh, durante los últimos años. ¹

¹ Información suministrada por el Centro de Control y Potencia GRB.

Figura 4. Tendencia del Consumo de Potencia Eléctrica (MW)

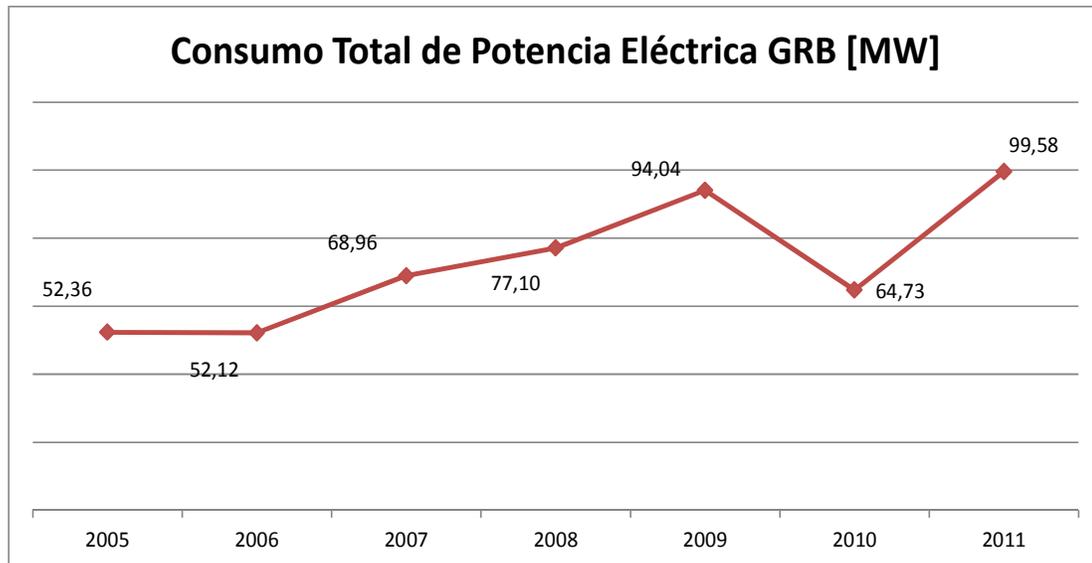


Tabla 2. Histórico de suministro Energía Eléctrica autogenerada -GRB

Año	Consumo eléctrico (kWh)	Potencia (MW)
2006	450.310.609	51,41
2007	595.794.126	68,01
2008	666.178.560	76,05
2009	626.081.280	71,47
2010	567.037.104	64,73
2011	830.350.022	99,58

1.3 MARGEN DE CONFIABILIDAD

Por directriz de confiabilidad del sistema eléctrico de la GRB está definido que el margen de confiabilidad debe ser de mínimo la potencia de la máquina propia de generación de mayor capacidad, es decir, 24 MW que es la capacidad máxima de generación del turbogenerador TG2960.

1.4 CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA DE ECOPETROL S.A.

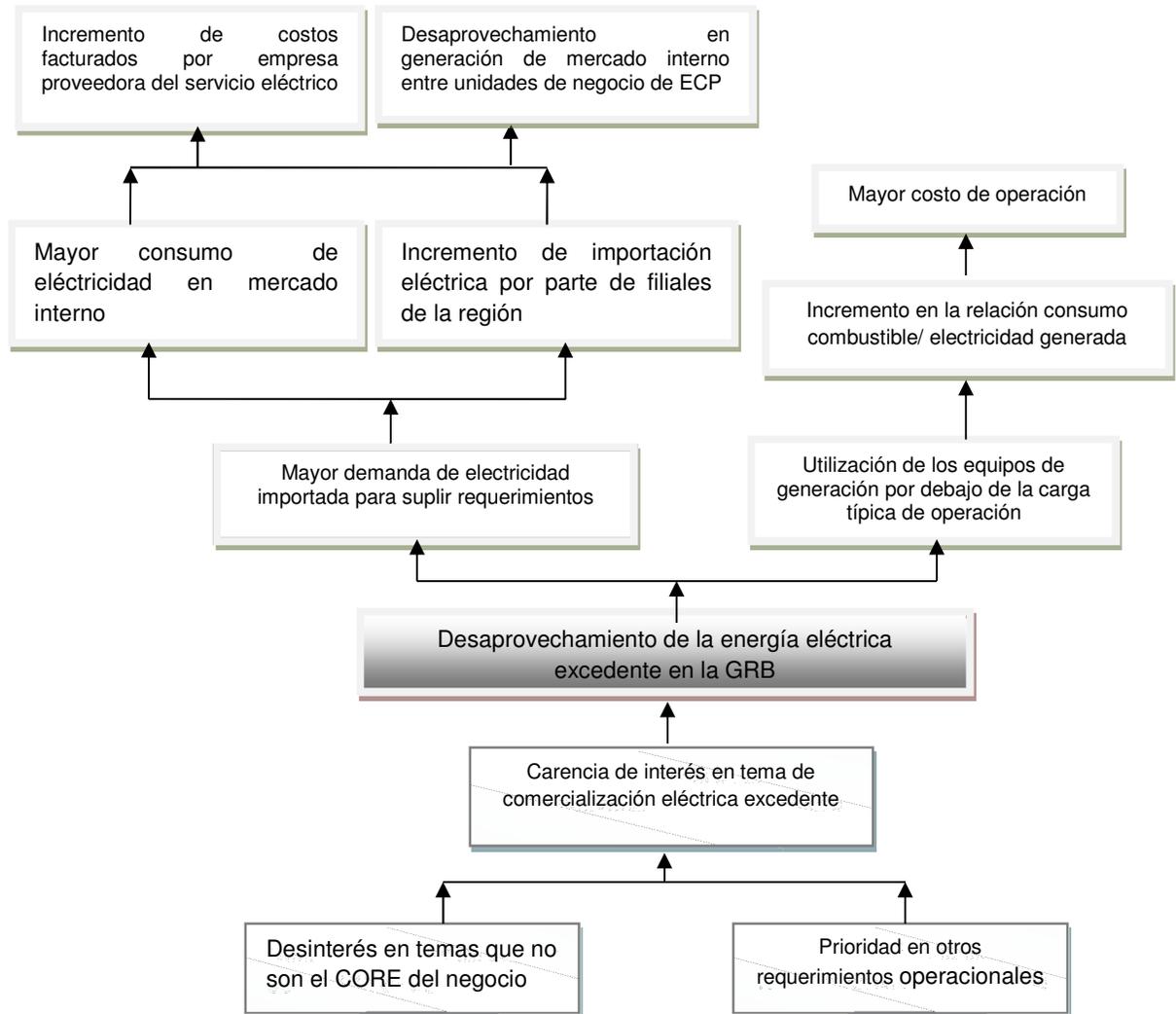
La GRB ha celebrado con la Electrificadora de Santander un acuerdo contractual que se describe a continuación.

Este contrato tiene como objeto el suministro del servicio de generación de potencia eléctrica de 24 MW. Para esto, la ESSA tiene a disposición de la GRB todo el equipo necesario para el buen funcionamiento de la unidad; la tensión en bornes (partes metálicas donde se produce la conexión con el circuito eléctrico exterior) que tiene una referencia de 34,5 kV la cual puede variar según necesidades de generación y demanda. Es de aclarar que todo el personal necesario para la administración, operación y mantenimiento, está a cargo de la ESSA (el personal designado por ESSA para este contrato no tiene ningún tipo de vinculación con Ecopetrol S.A.)

1.5 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

De manera esquemática se presenta en la Figura 5, la interpretación del problema que se busca resolver mediante la propuesta planteada con este trabajo de grado. Se hace uso de la metodología de construcción de árbol de problema para su identificación junto con las principales causas y consecuencias, para luego plantear el árbol de objetivos, que a su vez permite identificar los medios y los fines para alcanzar la solución del problema establecido.

Figura 5. Árbol del Problema



2. EVALUACIÓN DEL PROYECTO

2.1 FACTIBILIDAD TÉCNICA

Desde el punto de vista técnico, este proyecto identifica una oportunidad de negocio que tiene la GRB en el aprovechamiento de la energía eléctrica excedente de su proceso de autogeneración, que actualmente no se está utilizando. De la descripción dada del sistema de generación eléctrica de la GRB se concluye que la Refinería cuenta con la infraestructura necesaria y que siendo aprovechada con una pequeña inversión en equipos y estudios puede obtener beneficios económicos que le permitirían finalmente aumentar las utilidades del negocio.

Las características técnicas del sistema de generación de energía eléctrica de la GRB se presentaron en el capítulo 1 del presente documento, y como complemento a continuación se presentan algunos aspectos técnicos adicionales que confirman la viabilidad técnica de este proyecto.

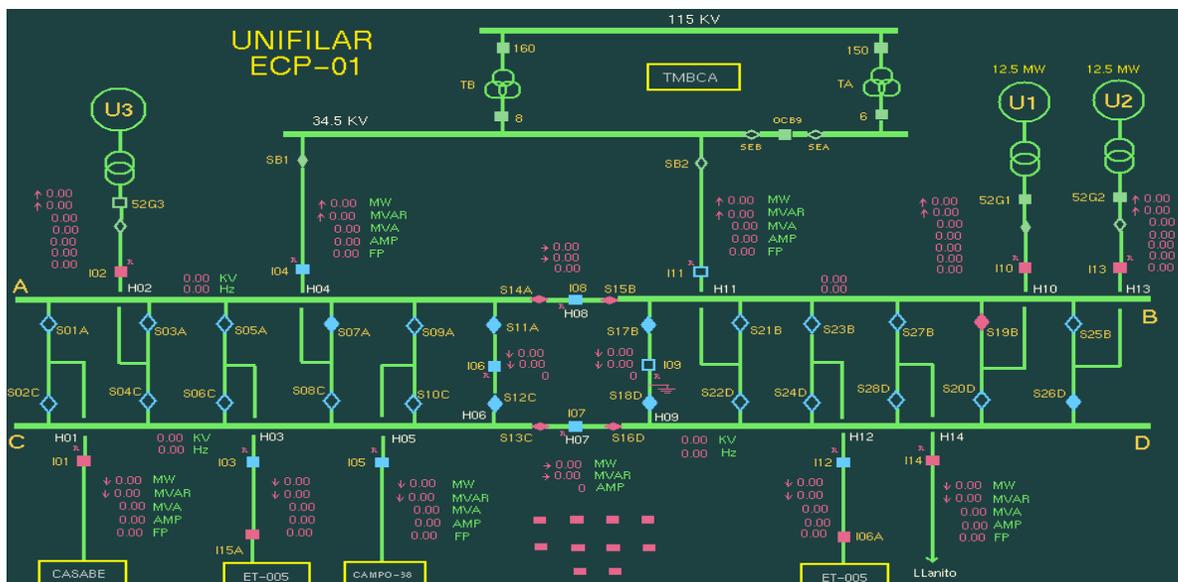
2.1.1 Estudio Técnico del Proyecto

2.1.1.1 Estimativo de Inversión en Activos Fijos

Actualmente la GRB se encuentra conectada al sistema interconectado nacional SIN a través de la subestación de patio ECP-01 que se muestra en el diagrama unifilar de la

Figura 6. Esta subestación de patio cuenta con un medidor con el que se mide la energía eléctrica que la ESSA le vende a la GRB mediante el actual contrato que tienen las dos compañías de compra de energía.

Figura 6. Diagrama Unifilar Interconexión Eléctrica GRB – SIN



La comercialización de energía eléctrica excedente de la GRB como se presenta más adelante en la evaluación de la factibilidad comercial, cuenta con tres clientes potenciales que son otras dependencias de ECOPETROL S.A. que actualmente sostienen contratos de compra de energía con la ESSA y EMGESA. Estos tres clientes potenciales (Casabe, Estación Galán y El Centro) se encuentran interconectados al SIN a través de la subestación de patio ECP-01.

Esto indica que la GRB ya cuenta con la infraestructura de transmisión y distribución que se requiere para enajenar la energía excedente de su proceso de autogeneración. Sin embargo, adicional a esta infraestructura se requiere instalar un sistema de medida en los siguientes circuitos:

Tabla 3. Circuitos de Conexión con Usuarios Externos

Cliente	Interruptor	Barra Sistema Eléctrico GRB
Casabe	I13A	ET-005
Galán	I08A	ET-005
El Centro	I05	ECP-01

Estos circuitos deben ser equipados con dispositivos que cumplan la función de medida de acuerdo a lo establecido en la Resolución 005 de 2010 y específicamente con lo exigido en el Código de Medida de la Resolución 025 de 1995 de la CREG y la propuesta regulatoria CREG020 de 2012 donde se definen los requisitos técnicos del equipo de medida para fines comerciales.

En la Tabla 4, se observan los requisitos que El Código de Medida establece:

Tabla 4. Especificaciones Técnicas para equipos de medición eléctrica- CREG

INSTALACIÓN	CT	PT	CONTADOR
Fronteras con tensiones mayores o iguales a 110kV, ó transferencias medias horarias mayores o iguales a 20MWh	0,2	0,2	0,2
Fronteras con tensiones menores a 110kV y transferencias medias horarias menores a 20MWh. Servicios Auxiliares	0,5	0,5	0,5

Para la compra de estos equipos de medida, se realizó un estudio de mercado entre tres proveedores, Orbis, Circuito y Schneider Electric. A partir del análisis técnico y económico de las ofertas recibidas, se decidió que el equipo que representa la mejor oferta es el siguiente:

ORBITAX Referencia r4hCcl05T3, Clase 0,5s Activa / Clase 1 Reactiva, Tipo 2, que es un contador-registrador integrado en un sólo equipo electrónico, con funciones de medida de energía eléctrica y analizador de red, que realiza la

medición de la energía en cuatro cuadrantes pudiendo funcionar en modo unidireccional o bidireccional.

2.1.1.2. Diseños Conceptual, Básico y Detallado

La ingeniería conceptual fue desarrollada a partir de la definición del alcance técnico del proyecto. Esta definición conceptual fue empleada como entrada del estudio de mercados con el cual se determinó el tipo de medidor de energía que cumple con las características técnicas requeridas.

Finalmente la ingeniería básica y de detalle será desarrollada por un Contratista EPC que se seleccionará a partir de un proceso de contratación a través de la Dirección de Abastecimiento de la GRB. El Contratista seleccionado se debe encargar del desarrollo de estas ingenierías, el suministro del medidor de energía, el montaje y puesta en servicio.

2.1.1.3. Inversión

Las inversiones en equipos, estudios y asesorías requeridas de acuerdo a la ingeniería conceptual para la implementación del proyecto se resumen en las Tabla 5, 6 y 7 a continuación:

Tabla 5. Listado y Características de Equipos Según Cotización Presupuestal

Características	Costo (USD)
Medidor de potencia, Marca Orbitax, Ref. r4hCcl05T3, Clase 0,5s Activa / Clase 1 Reactiva, Tipo 2	\$1.012
Transformador de potencial PT, Marca Siemens, 19918/120 V, 20 VA, Clase 0.2, Nivel aislamiento 34,5 kV	\$3.800
Transformador de corriente CT, Marca Siemens, 1200/5 A, 20 VA, Clase 0.2, Nivel de aislamiento 34,5 kV	\$2.115

Tabla 6. Inversión en Equipos

Referencia	Cantidad	Costo Unitario [COP\$]	Costo Total [COP\$]
Medidor	3	\$1.872.200	\$5.616.600
Transformador de Potencial	6 ²	\$7.030.000	\$42.180.000
Transformador de Corriente	6	\$3.912.750	\$23.476.500
TOTAL			\$71.273.100

² El circuito de conexión a El Centro (celda I05 ECP-01) no requiere instalación de PT's ni de CT's porque la celda cuenta actualmente con núcleo de medida.

Tabla 7. Inversiones Requeridas en el Proyecto

Descripción	Valor [COP\$]
Activos Fijos	
Compra de Equipos ³	\$71.273.100
Activos Diferidos	
Ingenierías, estudios y asesorías	\$28.650.000
Construcción o montaje	\$42.975.000
AIU del Contratista EPC ⁴	\$16.473.750
Total Inversión	\$ 159.371.850

Estos costos son tomados de las ofertas económicas realizadas por Orbis y Siemens y de costos típicos de ingenierías y montajes de contratos realizados por Ecopetrol S.A. para objetos similares al requerido por este proyecto.

2.2 FACTIBILIDAD COMERCIAL

A continuación se presentan los aspectos que definen la viabilidad comercial del proyecto de aprovechamiento de la energía eléctrica excedente de la GRB.

2.2.1 Producto

El producto a enajenar es la energía eléctrica excedente (kWh) del proceso de generación de la Gerencia Refinería Barrancabermeja.

2.2.2 Mercado

La energía eléctrica excedente de la GRB será transmitida a través de la infraestructura existente de interconexión eléctrica con los campos de producción CASABE y El Centro que pertenecen a la Vicepresidencia Ejecutiva de Exploración y Producción, y a la Estación de Bombeo Galán que pertenece a la Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol S.A..

Estos clientes potenciales son usuarios no regulados que hacen parte de ECOPETROL S.A. pero de negocios diferentes a la GRB desde el punto de vista contable y financiero.

Es importante aclarar que la palabra comercialización textualmente no aplica para este esquema de negocio, porque finalmente Ecopetrol S.A. no comercializará o

³ Incluye transporte y costos de nacionalización de equipos (entrega DDP)

⁴ AIU típicamente de 23% para este tipo de contratos. El AIU se cancela sobre la ingeniería y el montaje, sobre la compra de equipos no se paga AIU debido a que Ecopetrol S.A. compra y nacionaliza los equipos.

venderá a un tercero la energía excedente. La energía eléctrica excedente del proceso de autogeneración de una Refinería de Barrancabermeja será aprovechada por las dependencias anteriormente mencionadas, lo cual finalmente para Ecopetrol S.A. representa una reducción en la factura de energía eléctrica que actualmente le suministra la Electrificadora de Santander ESSA.

2.2.3 Precio

Esta parte de la factibilidad comercial está basada en datos estimados a partir de históricos de consumos, tendencias, proyecciones de volumétricos de carga de la Refinería y simulaciones realizadas con el programa de SIGMA Energy utilizado por el Centro de Control y Distribución de Potencia y la Coordinación de Energía y Pérdidas, para optimizar los costos de operación y consumos de energía y para establecer las tarifas de compra y producción de energía de la GRB.

El Anexo 1 muestra el archivo resultado de la simulación del escenario energético de la Refinería para finales del año 2011, el cual fue tomado como referencia (año 0 del proyecto) para realizar la proyección de los costos de producción del kWh de la GRB. A través del SIGMA Energy se simularon los diferentes escenarios de generación de la GRB y se proyectaron las tarifas de costos de producción y compra de energía de la Refinería hasta el 2015, los cuales se muestran en la

Tabla 8

Tabla 8. Proyección de Tarifas de Generación y Compra de Energía Eléctrica en la GRB [\$/kWh]

Unidad		Año				
		2011	2012	2013	2014	2015
Interna	TG2961	52	52	52	52	52
	TG2950	114	114	114	114	114
	TG2400	117	117	117	117	117
Externa	TermoBarranca	180 - 205	180 - 205	180 - 205	-	-
	SIN	175 - 220	175 - 220	175 - 220	160	160
	TG nuevos	-	136,56	137,23	137,9	139,93

De acuerdo con la Tabla 8, el precio de venta de la energía excedente de la GRB no debe ser inferior a COP\$117/kWh ya que es el costo de producción más alto de la GRB, y no debe ser superior a COP\$180 para que sea competitivo ante el precio mínimo ofrecido por TermoBarranca.

Como finalmente la energía eléctrica excedente no se va comercializar a un tercero, es decir, contable y financieramente Ecopetrol S.A. no recibirá ingresos

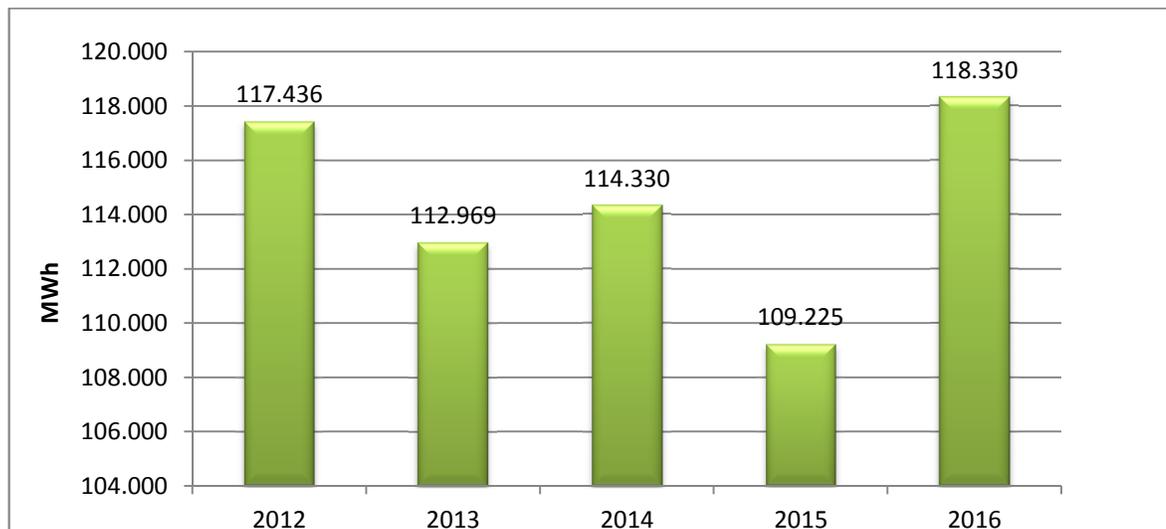
por venta de energía, no es necesario definir un precio para la factibilidad comercial. Sin embargo, para fines del análisis financiero el costo de producción del kWh que se tendrá en cuenta para evaluar la rentabilidad del proyecto será de COP\$117/kWh.

2.2.4 Cuantía

La cantidad de energía eléctrica excedente de acuerdo al balance de energía realizado, se calculó teniendo en cuenta la capacidad propia de generación, el contrato de compra de energía con la ESSA y los planes de paradas de planta o turnaround de la Unidades de proceso de la GRB 2012 – 2016. Estos resultados se presentan en el Anexo 2 donde se encuentra la energía excedente por proceso de turnaround con el detalle de la disponibilidad total de energía excedente.

En la Figura 7, se presenta a manera de resumen, el diagrama con la cantidad de energía eléctrica excedente para el periodo 2012 – 2016.

Figura 7. Disponibilidad de Energía Eléctrica Excedente en la GRB [MWh/año]



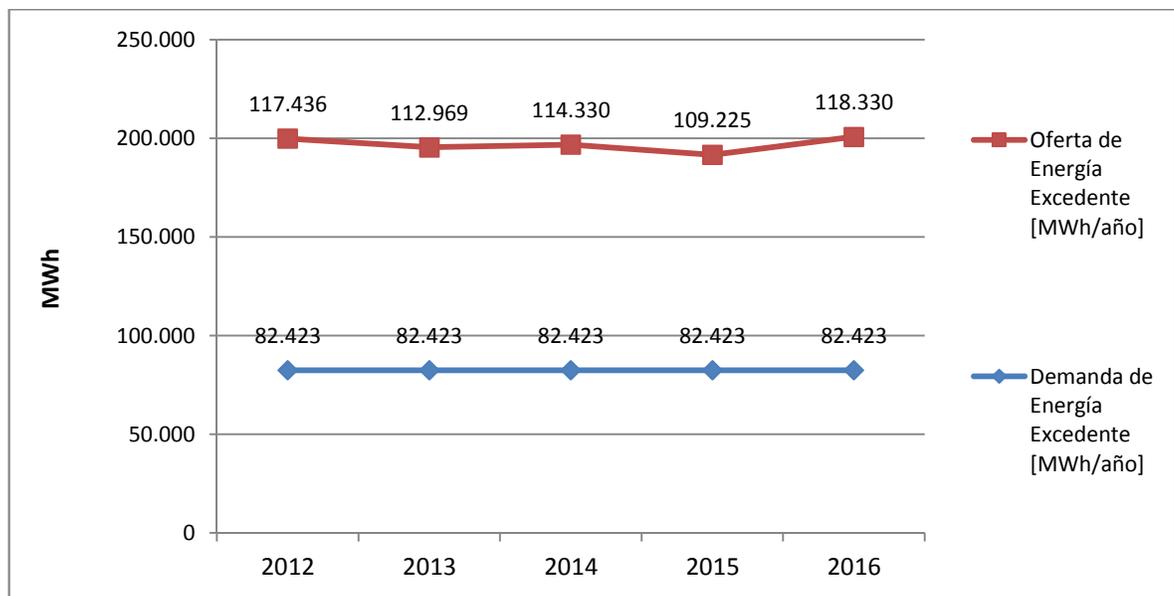
Desde luego, la cantidad de energía que se entregue a los usuarios no dependerá únicamente de la disponibilidad de ésta por parte de la GRB, sino también del consumo o demanda por parte de estos. La Tabla 9 se presenta el histórico de consumos de energía eléctrica que han realizado estos usuarios a través de la compra a comercializadores como la ESSA y EMGESA.

Tabla 9. Compra Total a ESSA/EMGESA [kWh/año]

Cliente	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Casabe	39.435.707	39.922.133	38.913.567	49.684.616	68.287.295	79.205.421
Galan	12.557.483	2.219.928	7.259	108.493	92.568	1.272.981
El Centro	55.446.393	68.098.629	71.631.145	89.449.523	11.993.350	4.475.738
Total	107.439.583	110.240.690	110.551.971	139.242.631	80.373.213	84.954.140

La disminución notable de consumo de energía a partir del año 2011 en el campo de producción El Centro se debe a la instalación de unidades de autogeneración. Por parte del campo Casabe se evidencia un aumento en el consumo energético generado por la activación de pozos de recobro que han aumentado la producción de crudo en este campo. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra la factibilidad comercializar la energía excedente desde el punto de vista de cuantía para oferta, ya que según el balance realizado y que se resume en la Tabla 8, sería mayor la energía excedente que la demanda de ésta por parte de los clientes potenciales.

Figura 8. Oferta de Energía Excedente Vs. Demanda Potencial [MWh/año]



La sumatoria de la capacidad de generación de electricidad en la GRB, la electricidad suministrada de acuerdo con el contrato Take or Pay y la electricidad disponible por los eventos de Paradas de Plantas programadas, se consolidan

como el total de energía eléctrica para el consumo en la GRB, ahora bien, la cantidad de electricidad que no se encuentra disponible sumado a al consumo propio de electricidad en las diferentes unidades de proceso de la refinería más la cantidad de electricidad por margen de confiabilidad, suman la cantidad de electricidad a consumirse. La diferencia de estos dos valores corresponde a la real cantidad de electricidad disponible de ser entregada a usuarios, y que es el eje de esta propuesta. Lo anterior se unifica en la Tabla 10.

Tabla 10. Balance de Energía Eléctrica GRB (MWh/año)

	2012	2013	2014	2015	2016
Capacidad de Generación GRB	984.960	984.960	984.960	984.960	984.960
Contrato Ecopetrol - ESSA "Take or Pay"	207.360	207.360	207.360	207.360	207.360
Energía Eléctrica Excedente por turnaround	8.666	11.399	5.560	7.655	9.560
No Disponibilidad de Generación Propia	15.840	23.040	15.840	23.040	15.840
Consumo Energía Unidades de Proceso GRB	860.350	860.350	860.350	860.350	860.350
Margen de Confiabilidad GRB	207.360	207.360	207.360	207.360	207.360
Disponibilidad de Energía Eléctrica	117.436	112.969	114.330	109.225	118.330

Con estas cifras y desde el punto de vista de confiabilidad del sistema eléctrico se tendría un estimado de 4 MW rodantes adicionales a los 24 MW de margen de confiabilidad.

2.2.5 Forma

Para el esquema de negocio planteado en este proyecto y de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente, la GRB puede enajenar o entregar la energía eléctrica a los usuarios indicados sin ningún costo y mediante acuerdos internos que estén dentro de la regulación establecida.

2.3 FACTIBILIDAD LEGAL

La viabilidad legal y comercial del proyecto depende del cumplimiento de lo establecido en la normatividad colombiana para la enajenación de la energía excedente. A continuación se presenta el marco legal que regula este proyecto.

2.3.1 Marco Legal

La Ley 142 de 1994 establece las reglas que rigen en materia de generación de energía eléctrica por parte de productores marginales, independientes o para uso particular. Por su parte, la ley 143 de 1994 no hace mención de los productores marginales o para uso particular; esa ley regula por vía general las actividades de generación y comercialización de electricidad y el hecho de la interconexión.

Sin embargo, el artículo 16 de la ley 142 es claro al señalar que el hecho de ser productor marginal, independiente o para uso particular no implica que los actos y contratos de ese productor estén sujetos a un régimen legal distinto del aplicable a los actos y contratos de las empresas de servicios públicos, cuando aquellos suministran bienes y servicios que usualmente prestan las prestan las empresas de servicios públicos.

Estas anotaciones dejan claro que la regulación para la comercialización de energía por parte de un productor marginal o independiente como es el caso de la GRB está definida por lo establecido en la Ley 142 (servicios públicos domiciliarios). Sin embargo, la GRB debe acogerse al régimen legal de la Ley 143 (generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad).

2.3.1.1 Ley 142 de 1994 (Referente a productores marginales, independientes o para uso particular)

“ARTICULO 16. .- Aplicación de la ley a los productores de servicios marginales, independiente o para uso particular. Los productores de servicios marginales o para uso particular se someterán a los artículos 25 y 26 de esta ley. Y estarán sujetos también a las demás normas pertinentes de esta ley, todos los actos o contratos que celebren para suministrar los bienes o servicios cuya prestación sea parte del objeto de las empresas de servicios públicos, a otras personas en forma masiva, o a cambio de cualquier clase de remuneración, o gratuitamente a quienes tengan vinculación económica con ellas según la ley, o en cualquier manera que pueda reducir las condiciones de competencia. Las personas jurídicas a las que se refiere este artículo, no estarán obligadas a organizarse como empresas de servicios públicos, salvo por orden de una comisión de regulación. En todo caso se sobreentiende que los productores de

servicios marginales, independientes o para uso particular de energía eléctrica están sujetos a lo dispuesto en el artículo 45 de la ley 99 de 1993.”

Los artículos 25 y 26 mencionados en el anterior artículo hacen referencia a las concesiones, permisos, ambientales, sanitarios y municipales con los que debe contar una empresa que preste un servicio público o sea un productor marginal de éste. Con estos permisos ya cuenta la GRB para el ejercicio de su objeto social.

2.3.1.2 Concepto CREG 970040 de 1997

Para ilustrar un poco más sobre el marco legal aplicable a Ecopetrol S.A. como productor marginal de energía eléctrica y para efectos de la entrega de esta energía a dependencia filiales, a continuación se presentan algunas aclaraciones realizadas por la CREG al respecto en su concepto 970040 de 1997:

“(Ofic. MMECREG - 040; 97/01/14).PRODUCTOR MARGINAL, INDEPENDIENTE O PARA USO PARTICULAR / DIFERENCIAS CON EL AUTOGENERADOR Se trata de conceptos diferentes: Los productores marginales, independientes o para uso particular pueden enajenar la energía que producen, toda o una parte de ella, a una clientela que puede estar compuesta por socios o personas vinculadas económicamente a la empresa. El autogenerador, en cambio, no enajena energía, él consume la que produce, razón por la cual sólo utiliza red pública para obtener respaldo del sistema. Por eso mismo, para ser considerado autogenerador debe tratarse de una misma persona natural o jurídica que produce y consume la energía.”

Con el marco legal presentado de la Ley 142 en lo referente específicamente a productor marginal, independiente o para uso particular y las aclaraciones presentadas en el concepto CREG 970040 de 1997, se puede considerar a la Gerencia Refinería Barrancabermeja como un productor marginal, que como dependencia de Ecopetrol S.A. puede entregar o ceder la energía eléctrica a los campos de producción CASABE y El Centro y a la Estación de Bombeo Galán que pertenecen igualmente a Ecopetrol S.A. y se consideran como socios o personas vinculadas económicamente a la misma empresa.

2.4 FACTIBILIDAD FINANCIERA Y ECONÓMICA

La evaluación financiera del presente proyecto está basada en la teoría de la evaluación financiera clásica de proyectos de inversión, que tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo, y determina una serie de indicadores para la toma de decisión en términos de su viabilidad financiera.

La metodología aplicada para la evaluación financiera consiste en un flujo de caja diferencial o incremental, para lo cual se calcula un flujo de caja sin realizar el proyecto que es el flujo de caja del caso base, también se calcula otro flujo de caja con el proyecto, entonces, el flujo de caja relevante para la evaluación será dado por la diferencia entre los flujos esperados "sin el proyecto" y los flujos esperados "con el proyecto".

En este capítulo se presenta la evaluación financiera del proyecto teniendo en cuentas las inversiones, costos operativos y costos de producción de acuerdo a lo establecido en los estudios de factibilidad anteriores. Los resultados finalmente se presentan a través de un flujo de caja y una serie de indicadores derivados de este que sirven como base objetiva y confiable para la toma de decisiones.

2.4.1 Información Financiera del Proyecto

A continuación se presenta la información base con la que se desarrollarán el flujo de caja y el estudio de sensibilidad del proyecto:

Se consolidan en la Tabla 11 los rubros relacionados con las generalidades del proyecto:

Tabla 11. Información básica de rubros relacionados al proyecto

Variable	Valor
Electricidad Vendida a Clientes (kWh/año)	82.423.111
Costo Pagado a TMBCA por kWh (\$)	\$ 180
Costo de producción kWh GRB (\$)	\$ 117
Inversión Equipos (\$)	\$ 71.273.100
Ingeniería (\$)	\$ 35.239.500
Construcción (\$)	\$ 52.859.250
Actualización control Turbogenerador Central del Norte (USD)	\$ 1.200.000
Actualización control Turbogenerador Unidad Balance (USD)	\$ 1.200.000
Overall Turbogenerador Central del Norte (\$COP)	\$ 3.000.000.000
Overall Turbogenerador Unidad Balance ((USD)	\$ 1.200.000
Impuesto a la renta (%)	36,0%
TRM	\$ 1.838 ⁵

⁵ TRM:

Fecha mayo 14 de 2013, fuente Banco de la República de Colombia



WACC	11,1%
------	-------

2.4.2 Flujo de Caja SIN PROYECTO

La Tabla 12 muestra el flujo de caja del caso base o sin proyecto. Para determinar los flujos de caja del caso base (sin el proyecto) se han tenido en cuenta únicamente los costos por compra de energía eléctrica a Termobarranca. No se

discriminan los gastos de mantenimiento porque estos son tenidos en cuenta en el modelo del SIGMA Energy para el cálculo del costo de producción del kWh.

Tabla 12. Flujo de caja sin proyecto

CASO SIN PROYECTO	Beneficios Económicos en \$COP					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
		1	2	3	4	5
Gastos y Costos sin Proyecto						
Compra de Equipos						
Recuperación						
Ingeniería						
Montaje						
Amortización Gastos Preoperativos						
Costos Fijos (Compra de energía Eléctrica)	\$ 14.836.159.980	\$ 14.836.159.980	\$ 14.836.159.980	\$ 14.836.159.980	\$ 14.836.159.980	\$ 14.836.159.980
Costos Variables (Mantenimiento adicional Turbogeneradores)						
Depreciación						
FLUJO DE CAJA	\$ 14.836.159.980	\$ 14.836.159.980	\$ 14.836.159.980	\$ 14.836.159.980	\$ 14.836.159.980	\$ 14.836.159.980
VPN Caso Sin Proyecto	\$ 69.531.423.556					

2.4.3. Flujo de Caja CON PROYECTO

Para determinar los flujos de caja del caso con proyecto se han dividido las cifras en dos grandes grupos: inversión y costos.

- La inversión se divide en compras, ingeniería y construcción.
- Los costos asociados al mantenimiento adicional que se requiere para asegurar la operación de los turbogeneradores a carga nominal para asegurar la viabilidad del proyecto, y
- Los costos de producción de la energía eléctrica que se va a entregar a los usuarios.

Para el desarrollo del flujo de caja con proyecto se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones en los respectivos rubros:

2.4.3.1 Costos de Mantenimiento

Se revisaron los históricos de mantenimiento en paradas de planta y la estrategia de confiabilidad de los turbogeneradores de la GRB, basados específicamente en los costos del trabajo realizado en el 2010 al TG2951 para actualizarlo y asegurar su ciclo de corrida a plena carga.

Los costos de actualización del sistema de control y overhaul son actividades adicionales a las ejecutadas normalmente en una intervención en parada de planta:

- Instalación del nuevo regulador automático de voltaje Basler DECS200
- Asesoría para la puesta en servicio sistema Basler
- Instalación de sistema inalámbrico para detectar fallas a tierra
- Acondicionamiento del anunciador de alarmas del SG2951
- Reubicación de controles e indicadores en el panel de control
- Reemplazo y calibración de instrumentos análogos
- Instalación del nuevo sistema de CO₂
- Reparación general de la turbina de vapor NTG-2951
- Reparación general del condensador de superficie SE2952
- Reparación general del sistema de condensado y vacío del SG2951

La actualización del sistema de control de todos los turbogeneradores y el overhaul se toman como costos con proyecto, teniendo en cuenta que se

requieren para que este sea viable y los turbogeneradores puedan operar a plena carga las 24 horas 365 días al año, lo cual es fundamental, si se requiere asegurar el cumplimiento en el suministro de energía a los usuarios.

Sin estos costos adicionales de mantenimiento el proyecto caso base también es viable porque al salirse un turbogenerador por baja confiabilidad, queda de respaldo los 24 MW del margen de confiabilidad. Para el TG2951 el costo de actualización del sistema de control es de \$1.200.000 USD.

Por otra parte, la reparación mayor para cada turbogenerador del área de Servicios Industriales Balance (TG2952, TG2953) tiene un costo estimado de \$1.200.000 USD. Para los turbogeneradores del área de Central del Norte (TG2401, TG2402 y TG2403) tiene un costo estimado de \$3.000.000.000 COP.

En la Tabla 13. se indica el plan de intervención de los turbogeneradores según la estrategia de mantenimiento y confiabilidad y el costo anual equivalente de cada una de las intervenciones:

Tabla 13. Plan de intervención a turbogeneradores

Año	2011	2012	2013	2013	2014	2015
Intervención	---	Actualización y Overhaul TG2401	Actualización y Overhaul TG2952	Actualización y Overhaul TG2402	Actualización y Overhaul TG2953	Actualización y Overhaul TG2403
CAE ⁶ \$COP	---	\$5.196.000.000	\$4.392.000.000	\$5.196.000.000	\$4.392.000.000	\$5.196.000.000

2.4.3.2 Costos de Producción de Energía Eléctrica GRB

El programa SIGMA Energy dentro de su modelo de cálculo incluye los costos de combustible así como los de mantenimiento (inspección y mantenimiento rutinario) de los turbogeneradores. Si como resultado de la inspección se identifica que se requiere un costo adicional como una actualización o reparación mayor, estos costos no son tenidos en cuenta dentro del modelo del SIGMA Energy. Por ejemplo para la evaluación de este proyecto, el software no contempla los costos

⁶ CAE: Costo anual equivalente

adicionales de mantenimiento asociados a la actualización del sistema de control y overhaul de los turbogeneradores, por esa razón se cuantifican por separado.

La Tabla 14 muestra el flujo de caja del caso con proyecto.

2.4.4. FLUJO DE CAJA INCREMENTAL

La Tabla 15 muestra el flujo de caja incremental, que es el resultado de restarle el flujo de caja CON proyecto al flujo de caja SIN proyecto. Normalmente el flujo de caja incremental resulta de la diferencia CON – SIN, sin embargo, como este proyecto lo que genera es una disminución de los costos fijos (reducción de la factura por compra de energía eléctrica) se obtuvo de la diferencia SIN – CON. En el Anexo 1, se muestran los flujos de caja completos. El VPN para el flujo de caja incremental es de COP \$751.242.039 con una TIR de 202%.

2.4.5. RELACIÓN BENEFICIO-COSTO

Es un proceso en el cual se comparan, en un mismo momento del tiempo, los costos de una inversión contra sus beneficios esperados para determinar su viabilidad financiera, como ayuda para la toma de decisiones de inversión.

Para el presente proyecto se mide como:

$$B/C = \frac{(\text{VPN Caso base} - \text{VPN Caso con proyecto})}{\text{VPN Inversión}}$$

El criterio para la toma de decisión es:

$B/C > 1$: Se ahorra más dinero del que se invierte, normalmente justifica la alternativa.

$B/C < 1$: No debe implementarse la alternativa, puesto que se ahorra menos dinero del que se invierte.

Para el caso del presente proyecto y con los resultados de los VPN de los flujos de caja del caso base (sin proyecto) y del caso con proyecto, se tiene una relación Beneficio-Costo (B/C) de 6,29 que bajo los criterios de toma de decisión ya expuestos, justifica la alternativa.

Tabla 14. Flujo de caja con proyecto

CASO CON PROYECTO	Beneficios Económicos en \$COP					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
		1	2	3	4	5
Inversion, Gastos y Costos con Proyecto						
Compra de Equipos	\$ 71.273.100					
Recuperación						\$ 35.636.550
Ingeniería		\$ 7.047.900	\$ 7.047.900	\$ 7.047.900	\$ 7.047.900	\$ 7.047.900
Montaje		\$ 10.571.850	\$ 10.571.850	\$ 10.571.850	\$ 10.571.850	\$ 10.571.850
Amortización Gastos Preoperativos		\$ 17.619.750	\$ 17.619.750	\$ 17.619.750	\$ 17.619.750	\$ 17.619.750
Costos Fijos (Compra de energía Eléctrica)	\$ 14.836.159.980	\$ 9.643.503.987	\$ 9.643.503.987	\$ 9.643.503.987	\$ 9.643.503.987	\$ 9.643.503.987
Costos Variables (Mantenimiento adicional Turbogeneradores)		\$ 5.205.600.000	\$ 4.411.200.000	\$ 5.205.600.000	\$ 4.411.200.000	\$ 5.205.600.000
Depreciación		\$ 7.127.310	\$ 7.127.310	\$ 7.127.310	\$ 7.127.310	\$ 7.127.310
FLUJO DE CAJA	\$ 14.907.433.080	\$ 14.866.723.737	\$ 14.072.323.737	\$ 14.866.723.737	\$ 14.072.323.737	\$ 14.831.087.187
VPN Caso Con Proyecto	\$ 68.529.312.934					

Tabla 15. Flujo de caja incremental

FLUJO DE CAJA INCREMENTAL	Beneficios Económicos en \$COP					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
		1	2	3	4	5
Inversion, Gastos y Costos con Proyecto						
Compra de Equipos	-\$ 71.273.100					
Recuperación						\$ 35.636.550
Ingeniería		\$ 7.047.900	\$ 7.047.900	\$ 7.047.900	\$ 7.047.900	\$ 7.047.900
Montaje		\$ 10.571.850	\$ 10.571.850	\$ 10.571.850	\$ 10.571.850	\$ 10.571.850
INGRESOS (AHORRO POR COMPRA DE ENERGÍA ELECTRICA)		\$ 5.192.655.993	\$ 5.192.655.993	\$ 5.192.655.993	\$ 5.192.655.993	\$ 5.192.655.993
EGRESOS (Costos adicionales de mantenimiento)		\$ 5.205.600.000	\$ 4.411.200.000	\$ 5.205.600.000	\$ 4.411.200.000	\$ 5.205.600.000
U.A.I.D		-\$ 12.944.007	\$ 781.455.993	-\$ 12.944.007	\$ 781.455.993	-\$ 12.944.007
Depreciación		\$ 7.127.310	\$ 7.127.310	\$ 7.127.310	\$ 7.127.310	\$ 7.127.310
Amortización gastos preoperativos		\$ 17.619.750	\$ 17.619.750	\$ 17.619.750	\$ 17.619.750	\$ 17.619.750
U.A.I.			756708933		756708933	
Impuesto			\$ 272.415.216		\$ 272.415.216	
Utilidad neta			\$ 484.293.717		\$ 484.293.717	
FLUJO DE CAJA	-\$ 71.273.100	\$ 24.747.060	\$ 509.040.777	\$ 24.747.060	\$ 509.040.777	\$ 60.383.610
VPN Incremental	\$ 751.242.039					

2.4.6 INDICADORES DE RENTABILIDAD

Para establecer la conveniencia financiera de este proyecto se realizará el análisis de cuatro indicadores de rentabilidad, los cuales muestran la información necesaria para determinar si el proyecto es rentable y las expectativas que pueden generarse desde el punto de vista financiero. En la Tabla 16 se consolidan estos indicadores y sus respectivos valores.

Tabla 16. Indicadores de Rentabilidad.

Indicador	Valor
TIR	202%
VPN	\$ 751.242.039
Pay Out	Entre 1 y 2 años
Relación Beneficio-Costo	6,29

El proyecto tiene una tasa interna de rentabilidad (TIR, 202%) muy superior a la tasa de oportunidad de Ecopetrol S.A. (WACC, 11,1%). La rentabilidad del proyecto es tan atractiva debido a que éste requiere una inversión muy baja en comparación con los beneficios proyectados. Básicamente, este fenómeno se presenta cuando una compañía cuenta con una infraestructura ya instalada, en la que solo se requiere invertir en adecuaciones o estudios menores.

Estos indicadores de rentabilidad indican que operando durante un periodo de 5 años (2012 - 2016), Ecopetrol S.A. en pesos de hoy, como resultado de este proyecto generaría una ganancia de COP \$751.242.039 ante una inversión de COP \$ 159.371.850.

Con una rentabilidad tan alta, el proyecto le permitiría a Ecopetrol S.A. en un periodo comprendido entre uno y dos años recuperar la inversión realizada durante la vida útil del proyecto (5 años).

2.4.7 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

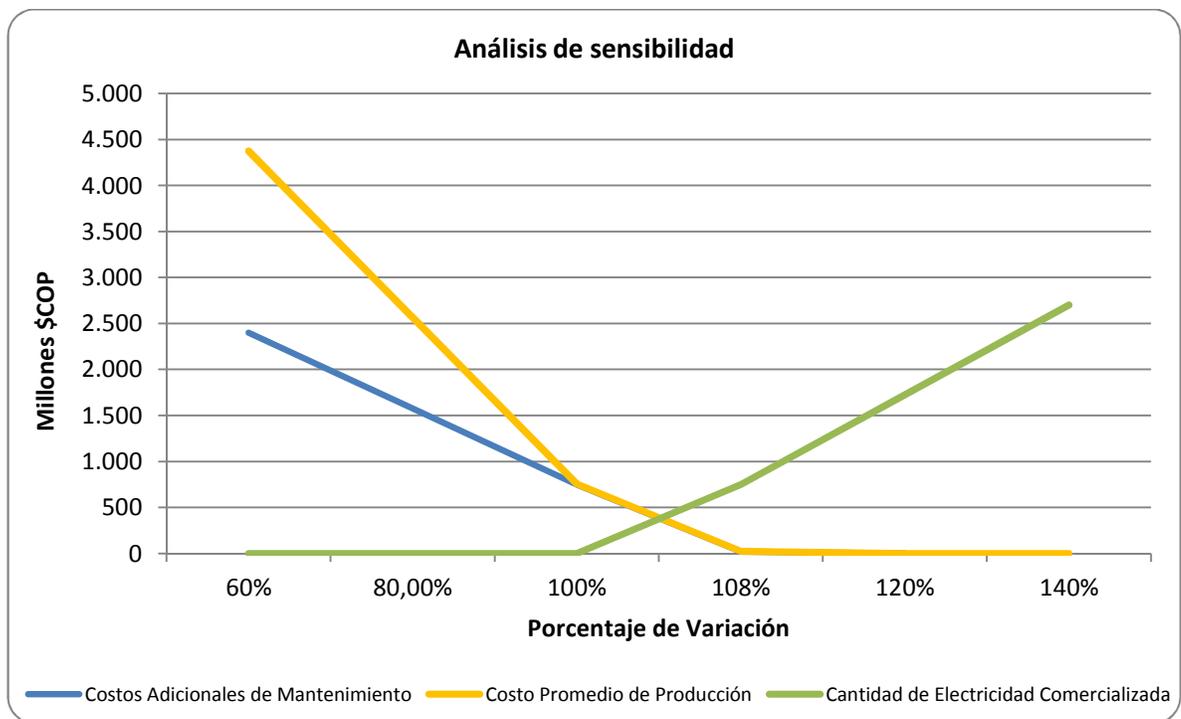
El análisis de sensibilidad permite ubicar los proyectos en diferentes escenarios dependiendo del comportamiento de sus variables claves y le permite al inversionista complementar la información obtenida con los indicadores de rentabilidad. El análisis de sensibilidad brinda la oportunidad de identificar riesgos, amenazas, factores de seguimiento y control, escenarios pesimistas y optimistas del proyecto, que finalmente representan un análisis más profundo antes de tomar la decisión de invertir en el proyecto.

Existen muchos factores que pueden afectar las finanzas del proyecto, sin embargo, para este caso específico se identificaron las siguientes variables claves que son las que afectan el proyecto de manera notable:

- Costos adicionales de mantenimiento.
- Costo de producción del kWh en la GRB.
- Cantidad de electricidad entregada a usuarios.

La **Figura 9** muestra el análisis de sensibilidad y la comportamiento del VPN al modificar las variables relevantes en un rango de 60% - 140%.

Figura 9. Análisis de Sensibilidad



Como se deduce de la Figura 9 el factor clave cuya variación genera un mayor impacto en el comportamiento financiero del proyecto, es el costo de producción del kWh, Sin embargo, se interpreta que todas las variables son igualmente críticas teniendo en cuenta que con variaciones menores del 20% hacen que el proyecto deje de ser rentable. Teniendo en cuenta que los beneficios ofrecidos por este proyecto están basados en la disminución de los costos por compra de energía de Ecopetrol S.A. a terceros, a continuación se presentan las principales conclusiones arrojadas por el análisis de sensibilidad.

El proyecto no genera beneficios si el precio de producción en la GRB del kWh aumenta en un 8,10%, es decir si llegara a ser de 126,5 \$/kWh. Esto indica que se debe hacer un control detallado de esta variable y hacer una simulación en el SIGMA Energy de cuáles son las principales variables que afectan el costo de producción del kWh en la GRB, por ejemplo, el precio del combustible.

El proyecto no genera beneficios si no se asegura una entrega mínima de kWh a los usuarios, esto para asegurar que la viabilidad del proyecto a través de la reducción de costo de \$180 pagados actualmente a la ESSA a \$117 que es el costo de producción de la GRB. Si la GRB no asegura la entrega de al menos el 84.95% de la energía eléctrica consumida actualmente por El Centro, Casabe y Galán el proyecto no genera beneficios. Este es un factor de riesgo cuyos controles de mitigación debe definir e implementar al interior la GRB, ya que esta dependencia tiene que asegurar el suministro de la energía a los usuarios para asegurar la viabilidad del proyecto y para que Ecopetrol S.A. no incurra en costos adicionales por tener que comprar la energía en la bolsa sin ningún tipo de negociación o contrato como con el que cuenta actualmente.

El proyecto no genera beneficios si los costos adicionales de mantenimiento en los que tiene que incurrir la GRB para asegurar la confiabilidad de los turbogeneradores aumentan en un 17,72%. El riesgo de que estos costos se incrementen o varíen está sujeto a otras variables como precio del dólar, imprevisibilidad o desviación en el alcance de mantenimiento inicialmente definido, extensión de los tiempos de mantenimiento, condiciones imprevistas por parte del ejecutor, entre otras. Para mayor ilustración, el Anexo 3 incluye los cálculos con los cuales se ha basado el análisis financiero que incluye el análisis de sensibilidad.

3. CONCLUSIONES

Desde los puntos de vista técnico, comercial, legal y financiero el proyecto es factible y conveniente para Ecopetrol S.A. bajo las pautas establecidas y los escenarios analizados.

Los indicadores financieros obtenidos ratifican la conveniencia financiera del proyecto y la oportunidad de negocio con la que cuenta actualmente Ecopetrol S.A. en el aprovechando la energía eléctrica excedente del proceso de autogeneración de la Refinería de Barrancabermeja.

El análisis de sensibilidad realizado permite concluir que la variable financiera a la que el proyecto es mas sensible, es el costo de producción del kWh. Sin embargo, las variaciones en la cantidad de kWh suministrados y los costos de mantenimiento adicionales generan impactos igualmente sensibles y requieren de controles y seguimiento para mantener el proyecto con los resultados favorables para Ecopetrol S.A.

El Proyecto que se analiza en esta monografía, indica a través de unos resultados financieros y de unos análisis de factibilidades que Ecopetrol S.A. debe implementar un proyecto que le permita aprovechar la energía eléctrica excedente de su proceso de autogeneración. La viabilidad de este proyecto está suficientemente sustentada en este estudio, a través del cual se puede observar su viabilidad debido a la elevada rentabilidad. Este hecho se ve reforzado en el análisis de sensibilidad, donde el proyecto mantiene alta rentabilidad dentro del rango de variación más o menos del 20% de variación en sus variables claves.

4. ANEXOS

Anexo 1: Muestra el Escenario Eléctrico de la GRB para el 2011, por tratarse de una simulación, el documento en formato Excel se adjunta como un archivo digital. El software utilizado para esta simulación corresponde al programa SIGMA-ENERGY.

Anexo 2. Muestra la estimación de la energía eléctrica excedente para el periodo 2012-2016 debido a los procesos Turnaround (paradas de planta programadas). Las tablas y gráficos han sido construidos en ambiente Excel y se muestran a continuación.

Tabla 17. Esquema de paradas de los Turbogeneradores GRB 2012-2016 (días/años)

Turbogenerador		ESQUEMA DE PARADAS DE TURBOGENERADORES Tiempo de No Disponibilidad por Mantenimiento General [días]					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017
Potencia [MW]							
TG2401	10	0	0	0	0	30	0
TG2402	10	0	0	30	0	0	0
TG2403	10	30	0	0	0	0	0
TG2951	20	0	0	0	0	0	30
TG2952	20	0	0	0	30	0	0
TG2953	20	0	30	0	0	0	0
TG2961	24	15	15	15	15	15	15
Total	114	45	45	45	45	45	45

Tabla 18. Electricidad no disponible por Turnaround en los Turbogeneradores de la GRB

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
No Disponibilidad de Generación Propia [MWh/año]	15840	23040	15840	23040	15840	23040

Figura 10. Energía eléctrica (autogenerada) no disponible por actividades turnaround GRB 2012 - 2016

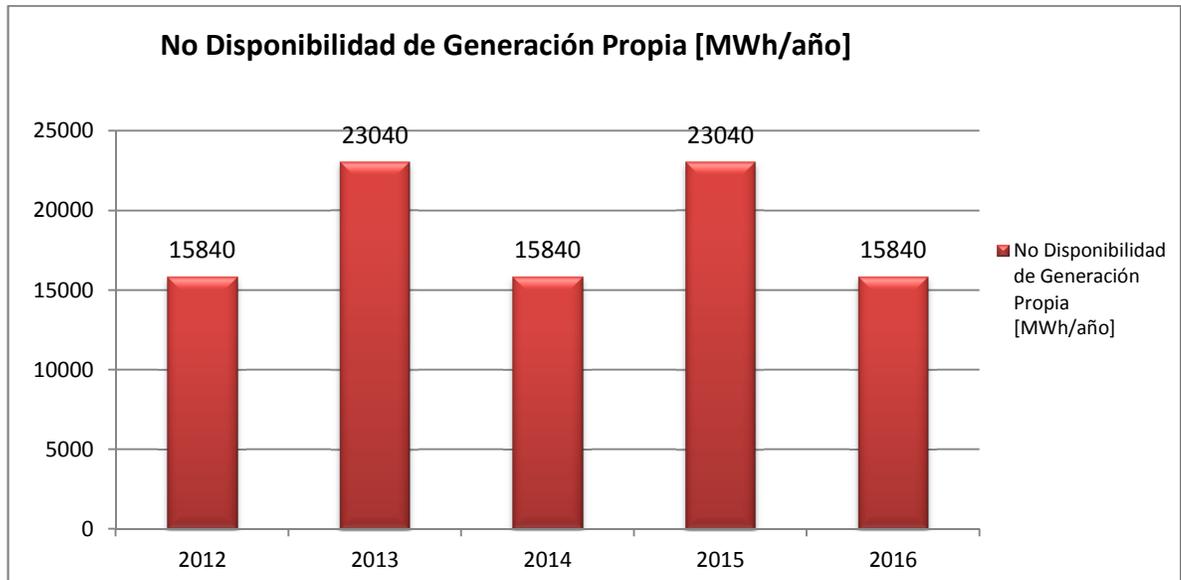


Tabla 19. Capacidad de Generación de Turbogeneradores GRB 2012-2016 (MWh/año)

Turbogenerador		CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE TURBOGENERADORES GRB [MWh/año]				
		2012	2013	2014	2015	2016
Potencia [MW]						
TG2401	10	86400	86400	86400	86400	86400
TG2402	10	86400	86400	86400	86400	86400
TG2403	10	86400	86400	86400	86400	86400
TG2951	20	172800	172800	172800	172800	172800
TG2952	20	172800	172800	172800	172800	172800
TG2953	20	172800	172800	172800	172800	172800
TG2961	24	207360	207360	207360	207360	207360
TOTAL	114	984960	984960	984960	984960	984960
CONTRATO ESSA	24	207360	207360	207360	207360	207360
TOTAL	138	1192320	1192320	1192320	1192320	1192320

Tabla 20. Balance de la Energía eléctrica GRB 2012-2016

	2012	2013	2014	2015	2016
Capacidad de Generación GRB [MWh/año]	984.960	984.960	984.960	984.960	984.960
Contrato Ecopetrol - ESSA "Take or Pay" [MWh/año]	207.360	207.360	207.360	207.360	207.360
Energía Eléctrica Excedente por T/A [MWh/año]	8.666	11.399	5.560	7.655	9.560
No Disponibilidad de Generación Propia [MWh/año]	15.840	23.040	15.840	23.040	15.840
Consumo Energía Unidades de Proceso GRB [MWh/año]	860.350	860.350	860.350	860.350	860.350
Margen de Confiabilidad GRB [MWh/año]	207.360	207.360	207.360	207.360	207.360
Disponibilidad de Energía Eléctrica Excedente GRB [MWh/año]	117.436	112.969	114.330	109.225	118.330

Tabla 21. Oferta de Energía Excedente Vs. Demanda Potencial (MWh/año)

Año	2012	2013	2014	2015	2016
Oferta de Energía Excedente [MWh/año]	117.436	112.969	114.330	109.225	118.330
Demanda de Energía Excedente [MWh/año]	82.423	82.423	82.423	82.423	82.423

Anexo 3. Indica el análisis financiero para el proyecto en cuestión.

Las tablas siguientes indican las tablas con los valores de TIR y VPN, para las tres variables de estudio, en cada caso se indica el Switching Value, correspondiente al punto en el que el VPN se iguala a cero.

Tabla 22. Análisis de sensibilidad: costos adicionales de mantenimiento

Análisis de Sensibilidad					
Costos Adicionales de Mantenimiento					
Factor sensibilidad	60%	80,00%	100%	117,7%	140%
TIR	405%	316,9%	202,0%	21,0%	-
VPN (\$MCOP)	\$ 2.400	\$ 1.575	75124,2%	2100,0%	-

Switching Value (Estimado)

117,72%

Para VPN=\$0

El proyecto no genera ganancias si la los costos adicionales de mantenimiento se incrementan en un 17,72%

Tabla 23. Análisis de sensibilidad : Costo promedio de Producción

Análisis de Sensibilidad						
Costo Promedio de Producción						
Factor sensibilidad	60%	80,00%	100%	108,1%	120%	140%
TIR	573%	423,1%	203,2%	21,0%	-	-
VPN (\$MCOP)	\$ 4.376	\$ 2.565	\$ 755	\$ 22	-	-

Switching Value (Estimado)

108,10%

Para VPN=\$0

El proyecto no genera ganancias si el precio de producción en la GRB del kWh aumenta en un 8,10%

Tabla 24. Análisis de sensibilidad: Cantidad de Electricidad comercializada

Análisis de Sensibilidad						
Cantidad de Electricidad Comercializada						
Factor sensibilidad	60,00%	80,00%	84,95%	100%	120%	140%
TIR	-	-	-	202,0%	335,2%	435,0%
VPN (\$MCOP)	-	-	-	\$ 751	\$ 1.726	\$ 2.701

Switching Value (Estimado)

84,95%

Para VPN=\$0

El proyecto no genera ganancias si la cantidad de electricidad comercializada disminuye a 84,95% de lo previsto

BIBLIOGRAFIA

- Instituto Colombiano de Normas Técnicas. Normas Colombianas para la presentación de trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta Actualización, Santa Fe de Bogotá D.C. ICONTEC NTC 1486. Abril de 2008.
- Ecopetrol. Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica. Gerencia técnica. Coordinación de Ingeniería de Proceso. Proceso: “Procesos de las Áreas de Servicios Industriales Refinería y Servicios Industriales Balance” Barrancabermeja Santander, Mayo de 2011.
- Ecopetrol. Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica. departamento de paradas de planta. proceso: “plan de paradas de planta 2012 - 2016” Barrancabermeja Santander, noviembre de 2011.
- Ecopetrol. Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica. gerencia técnica. coordinación de energía y pérdidas. proceso: “informes índice de consumo de energía – CEL (Corrected Energy Losses)” Barrancabermeja Santander, febrero de 2012.
- Ecopetrol. Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica. Gerencia técnica. Coordinación de energía y pérdidas y coordinación de distribución y control de potencia. Proceso: “informes de Corridas Sigma Energy” barrancabermeja Santander, noviembre de 2012.
- Comisión de regulación de energía y gas CREG. www.creg.gov.co/
- Ley 142 de 1994
- Ley 143 de 1994