

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA EL MONTAJE DE UNA PLANTA DE  
COGENERACION ELECTRICA EN LA REFINERIA DE BARRANCABERMEJA  
DE ECOPETROL S.A.**

**LEONARDO OJEDA PRECIADO  
NESTOR SERRANO LOSADA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FISICOMECHANICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
ESPECIALIZACIÓN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS  
BUCARAMANGA  
2011**

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA EL MONTAJE DE UNA PLANTA DE  
COGENERACION ELECTRICA EN LA REFINERIA DE BARRANCABERMEJA  
DE ECOPETROL S.A.**

**LEONARDO OJEDA PRECIADO  
NESTOR SERRANO LOSADA**

**Monografía para optar al título de  
Especialista en Evaluación y Gerencia de Proyectos**

**Director:**

**Dr. GUILLERMO LEÓN BUSTAMANTE ÁLZATE  
Ingeniero Civil, MBA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FISICOMECAICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
ESPECIALIZACIÓN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS  
BUCARAMANGA  
2011**

## DEDICATORIA

A Dios por su infinito amor y misericordia,  
por el regalo de la vida.

A mí amada esposa Mare por su amor y paciencia.

A mis hijos Tata y Ale  
el regalo más grande que mi Dios me ha dado.

A mi papá Alfonso, mis hermanos y hermanas  
al igual que a todos mis sobrinos y sobrinas por ser mi familia.

A mis tías Dalgy, Donia y Lesbia  
siempre presentes.

Al equipo PMSI de Ecopetrol.  
un verdadero lujo.

Un agradecimiento muy especial al profesor Guillermo Bustamante,  
por todo su tiempo, apoyo y orientación en el desarrollo de este trabajo.

*Leonardo*

A Dios por la iluminación y fortaleza que me brinda.  
A Olga mi esposa por su paciencia y apoyo en estos 2 años.

*Nestor*

## TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN .....	23
2	FORMULACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	26
2.1	Análisis del problema .....	27
2.2	Alcance del estudio de prefactibilidad .....	28
3	JUSTIFICACION .....	30
4	OBJETIVOS .....	31
4.1	Objetivo general .....	31
4.2	Objetivos específicos .....	31
5	MARCO CONTEXTUAL.....	32
6	MARCO TEORICO.....	39
6.1	Qué es la Cogeneración .....	39
6.2	Sistemas de Cogeneración .....	40
7	ESTUDIO DEL ENTORNO.....	44
7.1	Entorno general.....	44
7.2	Sector energético y cogeneración.....	45
7.3	Entorno específico.....	48
7.3.1	Diagnóstico estratégico de Porter. ....	48
7.3.2	Otros aspectos del entorno específico .....	49
8	ANÁLISIS DE MERCADO .....	51
8.1	Mercado objetivo.....	51
8.2	Producto.....	58

8.3	Promoción.....	58
8.4	Análisis de la oferta.....	59
8.5	Análisis de la demanda .....	61
8.6	Precio.....	63
8.7	Compras de energía actuales .....	64
8.8	Costos de generación eléctrica actual .....	65
8.9	Costos de generación de vapor actual.....	66
8.10	Precio de materia prima .....	66
8.10.1	Gas (Natural y de Refinería) .....	66
8.10.2	Agua y productos químicos.....	69
8.10.3	Consumo interno de la planta .....	70
8.11	Conclusión al estudio de mercados .....	70
9	ESTUDIO TECNICO .....	72
9.1	Descripción del proceso.....	72
9.1.1	Alimentación de Gas Natural y Gas de Refinería.....	73
9.1.2	Combustión .....	76
9.1.3	Generación Eléctrica.....	78
9.1.4	Gases de escape - Generación de Vapor .....	79
9.1.5	Procesos complementarios.....	79
9.2	Tecnología .....	82
9.3	Capacidad instalada y/o tamaño .....	86
9.3.1	Capacidad en energía eléctrica.....	86
9.3.2	Capacidad en vapor de proceso .....	87

9.4	Equipos y maquinaria.....	87
9.4.1	Turbogenerador a gas.....	87
9.4.2	Caldera Recuperadora de Calor (HRSG).....	91
9.4.3	Cuarto de control.....	93
9.4.4	Subestación eléctrica .....	93
9.5	Distribución de la planta (PLOT PLAN).....	94
9.6	Estudio de localización.....	96
9.6.1	Macrolocalización.....	96
9.6.2	Emplazamiento .....	96
9.6.3	Georreferenciación del sitio escogido .....	102
9.7	Aspectos de ejecución .....	103
9.7.1	Definición del alcance técnico.....	104
9.7.2	Cronograma de ejecución .....	104
9.7.3	Hitos principales.....	105
9.7.4	Estrategia de compras y contratación .....	107
9.7.5	Constructibilidad.....	108
9.7.6	Factores críticos de éxito .....	111
9.8	Aplicación modelo de maduración de proyectos de Ecopetrol.....	112
10	ESTUDIO AMBIENTAL .....	114
10.1	Permisos y licencias ambientales .....	114
10.2	Medio Abiótico.....	115
10.2.1	Geomorfología .....	115
10.2.2	Suelos.....	115

10.2.3	Hidrología .....	115
10.2.4	Calidad del agua.....	116
10.2.5	Climatología.....	116
10.3	Medio Biótico.....	117
10.3.1	Ecosistemas terrestres .....	117
10.3.2	Vegetación.....	117
10.3.3	Fauna.....	117
10.3.4	Componente Socioeconómico .....	117
10.4	Evaluación de impactos .....	117
10.4.1	Metodología .....	117
10.4.2	Identificación de Impactos Ambientales.....	118
10.4.3	Calificación de Impactos Ambientales .....	118
10.4.4	Calificación de impactos .....	118
10.4.5	Evaluación Cualitativa.....	122
10.4.6	Análisis de los Impactos .....	125
11	ESTUDIO LEGAL.....	131
11.1	Consideraciones generales.....	131
11.2	Proyecto como mecanismo de desarrollo limpio (MDL) .....	132
11.3	Conclusiones de estudio legal .....	137
12	ESTUDIO FINANCIERO .....	139
12.1	Metodología del estudio .....	139
12.2	Caso base.....	139
12.3	Caso con proyecto .....	142

12.3.1	Inversión inicial .....	142
12.3.2	Beneficios por bonos MDL (Mecanismos de desarrollo limpio) .....	145
12.3.3	Beneficios en confiabilidad .....	145
12.4	Flujo de caja incremental .....	147
12.5	Conclusiones al estudio financiero .....	148
13	ESTUDIO DE RIESGOS .....	149
13.1	Plan de gerenciamiento de riesgos .....	149
13.2	Identificación de los riesgos .....	150
13.3	Evaluación cualitativa de riesgos .....	152
13.4	Evaluación cuantitativa de riesgos .....	154
13.5	Respuesta a los riesgos .....	162
13.6	Control y monitoreo de riesgos .....	162
14	CONCLUSIONES.....	164
15	RECOMENDACIONES .....	165
	BIBLIOGRAFÍA .....	166
	CIBERGRAFIA .....	167
	ANEXOS .....	168

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA N° 1. ÁRBOL DEL PROBLEMA. ....	27
<i>FIGURA N° 2. ÁRBOL DE OBJETIVOS. ....</i>	<i>28</i>
FIGURA N° 3. ÁREA DE BALANCE Y ÁREA DE REFINERÍA. ....	33
FIGURA N° 4. ESQUEMA BASE DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN. ....	39
FIGURA N° 5. ESQUEMA DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN CON TURBINAS DE GAS. ....	41
FIGURA N° 6. ESQUEMA DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN CON MOTOR ALTERNATIVO. ....	41
FIGURA N° 7. SISTEMA DE COGENERACIÓN CON MICROTURBINA. ....	42
FIGURA N° 8. ESQUEMA DE UN SISTEMA DE TRIGENERACIÓN. ....	43
FIGURA N° 9. PARTICIPACIÓN POR TECNOLOGÍA. ....	46
FIGURA N°10. POTENCIAL DE LA COGENERACIÓN EN EL SECTOR INDUSTRIAL COLOMBIANO ....	47
FIGURA N° 11. COGENERACIÓN A NIVEL MUNDIAL. ....	48
FIGURA N° 12. PARTICIPACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA. ....	60
FIGURA N° 13. PROCESO DE COGENERACIÓN CON GAS ....	73
FIGURA N° 14. DIAGRAMA DE GAS - REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA .	75
FIGURA N° 15. TURBINA TIPO INDUSTRIAL GENERAL ELECTRIC INC. ....	77
FIGURA N° 16. GENERADOR ELÉCTRICO. ....	78

FIGURA N° 17. DIAGRAMA GENERAL CALDERA RECUPERADORA DE CALOR (HRSG). .....	79
FIGURA N°18. ESQUEMA GENERAL DE COGENERACIÓN CON TURBINA. ...	81
FIGURA N° 19. ESQUEMA DE COGENERACIÓN CON MOTORES A GAS. ....	81
FIGURA N° 20. COMPARATIVO EFICIENCIA VS TAMAÑO EN LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DEL MERCADO. ....	83
FIGURA N° 21. DISPOSICIÓN GENERAL TURBOGENERADOR SIEMENS SGT800. ....	89
FIGURA N°22. DISPOSICIÓN GENERAL TURBOGENERADOR GENERAL ELECTRIC MS6001B. ....	91
FIGURA N° 23. CALDERA RECUPERADORA HRSG. ....	92
FIGURA N° 24. ARQUITECTURA DE UN SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO PARA UNA PLANTA COGENERADORA. ....	93
FIGURA N° 25. PLANIMETRÍA DE DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS. ....	95
FIGURA N° 26. DISTRIBUCIÓN OPCIONAL DE PLANTA DE LA UNIDAD COGENERADORA. ....	95
FIGURA N° 27. PLANO ÁREA ANTIGUA CIÉNAGA 6. ....	99
FIGURA N° 28. PLANO DE PLANTA DEL ÁREA ENTRE LA PLANTA UOPII Y EL CENTRO DE CONTROL DE POTENCIA (CCP). ....	100
FIGURA N° 29. PLANO DE PLANTA DEL ÁREA DE LA ANTIGUA PLANTA DE ALQUILACIÓN .....	101
FIGURA N° 30. PLANO DE GEORREFERENCIACIÓN. ....	103
FIGURA N° 31. ESTRUCTURA DE DESGLOSE DE TRABAJO (EDT). ....	104
FIGURA N° 32. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN .....	106
FIGURA N° 33. ESTRATEGIA DE COMPRAS Y CONTRATACIÓN .....	108

FIGURA N° 34. POSIBLE RUTA DE TRANSPORTE DE LOS EQUIPOS MAYORES. ....	109
FIGURA N° 35. UTILIZACIÓN DE GRÚA PARA MONTAJE DEL TURBOGENERADOR. ....	110
FIGURA N° 36. MODELO DE MADURACIÓN DE PROYECTOS DE ECOPETROL S.A. ....	112
FIGURA N° 37. NIVELES DE CALIFICACIÓN DEL ÍNDICE FEL. ....	113
FIGURA N° 38. PRINCIPALES CUENCAS DEL MUNICIPIO DE BARRANCABERMEJA. ....	115
FIGURA N° 39. DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD COSTO EQUIVALENTE CASO BASE. 158	
FIGURA N° 40. DIAGRAMA DE TORNADO COSTO EQUIVALENTE CASO BASE. .....	159
FIGURA N° 41. DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD COSTO EQUIVALENTE CON PROYECTO. ....	159
FIGURA N° 42. DIAGRAMA DE TORNADO CONTO EQUIVALENTE CON PROYECTO. ....	160
FIGURA N° 43. DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD COSTO EQUIVALENTE INCREMENTAL. ....	161
FIGURA N° 44. DIAGRAMA DE TORNADO CONTO EQUIVALENTE INCREMENTAL. ....	161
FIGURA N° 45. MONITOREAR Y CONTROLAR LOS RIESGOS: ENTRADAS, HERRAMIENTAS Y TÉCNICAS Y SALIDAS .....	163

## LISTA DE FOTOS

FOTO N° 1. VISTA AÉREA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA.....	23
FOTO N° 2. MUNICIPIO DE BARRANCABERMEJA. ....	32
FOTO N°3. MODELO DE PLANTA DE AGUA UF/RO. ....	34
FOTO N°4. MODELO DE COMPRESOR CENTRÍFUGO. ....	36
FOTO N° 5. CALDERAS DISTRAL UBICADAS EN EL ÁREA FOSTER DE REFINERÍA.....	37
FOTO N° 6. TURBOGENERADOR TG2961 UBICADO EN LA UNIDAD DE BALANCE. ....	38
FOTO N° 7. SISTEMA DE ENTRADA DE ALIMENTACIÓN DE GAS A LA GRB. ....	76
FOTO N° 8. PLANTA DE COGENERACIÓN UTILIZANDO MOTORES A GAS COMO DRIVER PRINCIPAL. ....	77
FOTO N° 9. SISTEMAS AUXILIARES DE UNA UNIDAD DE COGENERACIÓN. ....	80
FOTO N° 10. ESQUEMA DE COGENERACIÓN USANDO MOTORES A GAS. ....	82
FOTO N° 11. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TÍPICA EN LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA.....	94
FOTO N° 12. ÁREA DE ANTIGUA CIÉNAGA 6.....	98
FOTO N° 13. ÁREA ENTRE LA PLANTA UOPII Y EL CENTRO DE CONTROL DE POTENCIA (CCP). ....	99
FOTO N° 14. ÁREA ANTIGUA PLANTA DE ALQUILACIÓN. ....	100
FOTO N° 15. DIFERENTES ETAPAS DE MONTAJE DE UNA CALDERA HRSG.....	111

## LISTA DE TABLAS

TABLA N° 1. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE AGUA POR PLANTA – GRB.	35
TABLA N° 2. DATOS DE GENERACIÓN DE AIRE ACTUALES EN LA GRB. ....	35
TABLA N°4. POTENCIAL DE LA COGENERACIÓN EN EL SECTOR INDUSTRIAL COLOMBIANO. ....	49
TABLA N° 5. CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS DIFERENTES DEPENDENCIAS DE LA REFINERÍA. DATOS DE 2010. ....	52
TABLA N° 6. CONSUMOS DE VAPOR EN LAS DIFERENTES DEPENDENCIAS DE LA REFINERÍA. DATOS DE 2010. ....	56
TABLA N° 7. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA ACTUAL Y FUTURO - RESUMEN. ....	62
TABLA N° 8. BALANCE DE VAPOR ACTUAL Y FUTURO – RESUMEN. ....	63
TABLA N° 9. COMPARATIVA DE COSTOS FINALES. ....	64
TABLA N° 10. VALORES DE CONSUMOS Y COMPRAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROMEDIO 2010. ....	64
TABLA N° 11. COSTOS GENERACIÓN ELÉCTRICA ACTUAL INTERNA. ....	65
TABLA N° 12. COSTOS GENERACIÓN DE VAPOR ACTUAL DE 150 PSI. ....	66
TABLA N° 13. COSTO DE COMBUSTIBLE EN LA REFINERÍA. ....	68
TABLA N° 14. PRECIOS DE GAS CON PROYECCIONES. ....	69
TABLA N° 15. COSTO DEL TRATAMIENTO DE AGUA. ....	70
TABLA N° 16. RELACIÓN PRODUCTOR-CONSUMIDOR GRB. ....	74
TABLA N° 17. COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS. ....	85
TABLA N° 18. CARACTERÍSTICAS TURBOGENERADOR SIEMENS SGT800.	88

TABLA N° 19. CARACTERÍSTICAS TURBOGENERADOR GENERAL ELECTRIC MS6001B.....	90
TABLA N° 20. CARACTERÍSTICAS CALDERA RECUPERADORA HRSG.....	92
TABLA N° 21. ANÁLISIS DE EMPLAZAMIENTO.....	102
TABLA N° 22. COORDENADAS DE GEORREFERENCIACIÓN.....	103
TABLA N° 23. VOLUMEN DE CAPTACIÓN DE AGUA.....	114
TABLA N° 24. CLIMATOLOGÍA DEL MUNICIPIO DE BARRANCABERMEJA. .	116
TABLA N° 25. SECUENCIAS DE ACTIVIDADES AMBIENTALES.....	118
TABLA N° 26. ASPECTOS AMBIENTALES AFECTADOS DURANTE EL DESARROLLO DEL PROYECTO.....	118
TABLA N° 27. VARIABLES DE CALIFICACIÓN.....	119
TABLA N° 28. CALIFICACIÓN Y CLASIFICACIÓN CUALITATIVA.....	123
TABLA N° 29. MATRIZ DE CALIFICACIÓN Y CLASIFICACIÓN CUALITATIVA (CONSTRUCCIÓN).....	124
TABLA N° 30. MATRIZ DE CALIFICACIÓN Y CLASIFICACIÓN CUALITATIVA (OPERACIÓN).....	125
TABLA N° 31. LICENCIAS Y PERMISOS. NORMATIVIDAD APLICABLE.....	133
TABLA N° 32. LICENCIAS Y PERMISOS VS REQUERIMIENTOS DEL PROYECTO.....	135
TABLA N° 33. FLUJO DE CAJA LIBRE DEL CASO BASE (SIN PROYECTO)..	141
TABLA N° 34. DISTRIBUCIÓN DE COSTOS DE LA INVERSIÓN INICIAL DEL PROYECTO.....	143
TABLA N° 35. FLUJO DE CAJA LIBRE DEL CASO PROYECTO (CON PROYECTO).....	146

TABLA N° 36. FLUJO DE CAJA LIBRE INCREMENTAL. ....	147
TABLA N° 37. CATEGORÍAS DEFINIDAS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS DEL PROYECTO. ....	150
TABLA N° 38. CLASIFICACIÓN DE RIESGOS SEGÚN SU CATEGORÍA. ....	152
TABLA N° 39. CLASIFICACIÓN DE RIESGOS. ....	1533
TABLA N° 40. CLASIFICACIÓN DE RIESGOS SEGÚN SU PROBABILIDAD. SEGÚN SU IMPACTO. ....	1533
TABLA N° 41. VALOR ESPERADO DEL RIESGO. ....	1533
TABLA N° 42. MATRIZ DE CONTROL DE RIESGOS. ....	154

## LISTA DE GRAFICAS

GRAFICA N°1. ESQUEMA GENERAL DE LOS SERVICIOS DE ENERGÍA Y VAPOR. ....	38
GRAFICO N° 2. APORTE EN ENERGÍA DE LAS DIFERENTES FUENTES DE GAS QUE UTILIZA LA REFINERÍA. ....	67
GRÁFICA N° 3. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO MUNDIAL TURBINAS DE GAS Y DE LAS MÁQUINAS RECIPROCANTES. ....	84

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. EVALUACIÓN FINANCIERA DETERMINÍSTICA.....	168
ANEXO 2. EVALUACIÓN FINANCIERA PROBABILÍSTICA. ....	178

## GLOSARIO

**Auto-generador** / Aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto no usan la red pública para fines distintos de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

**Cogeneración** / Es el proceso de producción combinada de energía eléctrica y de energía térmica, que se hace parte integrante de la actividad productiva de quien produce dichas energías, destinadas ambas al consumo propio o de terceros en procesos industriales o comerciales.

**CREG** (Comisión de regulación de energía y Gas) / Entidad reguladora de los servicios de energía eléctrica y gas combustible.

**Gerencia Refinería de Barrancabermeja (GRB)** / Gerencia que tiene a cargo la operación de la Refinería de Barrancabermeja.

**Indicadores SOLOMON** / Estudio comparativo de funcionamiento de Refinerías de productos petrolíferos, el cual proporciona datos normalizados para evaluar el propio funcionamiento de la Refinería y determinar bases para mejorar con respecto a otras en el sector.

**Mecanismo de Desarrollo Limpio** Consiste en la realización de proyectos en países en desarrollo, que generen un ahorro de emisiones adicional al que se hubiera producido en el supuesto de haber empleado tecnología convencional, o no haber incentivado la capacidad de absorción de las masas forestales.

**PMO** / Project Management Office, Oficina de administración de proyectos de Ecopetrol.

**Servicios Industriales** / Estos se definen como todos los procesos encaminados o tendientes a la producción de los servicios de Energía Eléctrica, Vapor, Agua y Aire.

**UPME** (Unidad de Planeación Minero-Energética) / Entidad estatal que elabora y actualiza el Plan de Expansión de Referencia del sector eléctrico.

## RESUMEN

**TITULO: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA EL MONTAJE DE UNA PLANTA DE COGENERACION ELECTRICA EN LA REFINERIA DE BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A.<sup>1</sup>**

**AUTORES:**

OJEDA PRECIADO, Leonardo – Ingeniero Electricista

SERRANO LOSADA, Néstor Leonel – Ingeniero Electricista<sup>\*\*</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Energía Eléctrica, Vapor, Cogeneración.

**DESCRIPCIÓN:**

El presente estudio surge ante la necesidad que tiene Ecopetrol de incrementar la disponibilidad, confiabilidad y la eficiencia en la generación de los servicios industriales en la Refinería de Barrancabermeja, específicamente en los sistemas de energía eléctrica y vapor; debido al estado de obsolescencia que poseen los equipos y sistemas actuales y por supuesto a la alta incidencia que tienen los servicios industriales en la operación general de la Refinería.

La propuesta de los autores plantea la implementación de una planta cogeneradora comprendida por un Turbogenerador a gas con capacidad de generación de 35 Megavatios de energía eléctrica y una caldera recuperadora de calor (HRSG), con capacidad de 500 klb/h de generación de vapor, buscando con ello reducir los costos operativos incrementando la eficiencia y confiabilidad de los sistemas.

De la evaluación financiera se proyecta una inversión de \$94.127.904 Millones de Dólares para la compra e instalación de la unidad cogeneradora, incluyendo sus sistemas periféricos. El resultado de la evaluación financiera muestra un VPN mayor que cero indicando que el proyecto es viable.

Todos los estudios incluidos en este trabajo concluyen en la viabilidad del proyecto siempre y cuando se cumplan las recomendaciones enunciadas y de igual forma reafirman la importancia que tiene el mismo en la búsqueda para alcanzar las metas estratégicas de Ecopetrol y permiten recomendar la profundización en estudios de factibilidad posteriores.

---

<sup>1</sup> Monografía

<sup>\*\*</sup> Escuela de Estudios industriales y empresariales. Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos. Director: Dr. Guillermo León Bustamante Alzate – Ingeniería Industrial.

## SUMMARY

**TITLE:** PREFEASIBILITY STUDY FOR THE INSTALLATION OF A COGENERATION POWER PLANT AT THE BARRANCABERMEJA REFINERY OF ECOPETROL S.A.\*

**AUTHORS:**

OJEDA PRECIADO, Leonardo – Ingeniero Electricista  
SERRANO LOSADA, Néstor Leonel – Ingeniero Electricista\*\*

**KEY WORDS:** Electrical Energy, Steam, Cogeneration.

**DESCRIPTION:**

This study comes at Ecopetrol's need to increase the availability, reliability and efficiency in the generation of Industrial services in the Barrancabermeja refinery, specifically in the systems of electricity and steam due to state of obsolescence that possess current systems and equipment and of course the high incidence that industrial services have in the overall operation of the Refinery.

The proposal of the authors presents the implementation of cogeneration plant comprised of a Gas Turbine generator capable of generating 35 megawatts of electrical energy and heat recovery boiler (HRSG), with capacity of 500Kp-h steam generation, seeking thereby to reduce operating costs, increasing efficiency and reliability of systems.

Financial evaluation of investment projects a \$94,127,904 million dollars for the purchase and installation of cogeneration unit, including its peripheral systems.

The result of the financial assessment shows an NPV greater than zero indicating that the project is viable.

All studies included in this study conclude the feasibility of the project as long as they comply with the recommendation set and likewise reaffirm the importance of it, in the quest to achieve strategic goals and allow Ecopetrol recommend deepening studies subsequent feasibility.

---

\* Monograph

\*\* Physical Mechanical Engineering's Faculty. Industrial and Management Studies School - Evaluation and Projects Management Specialization . - Director: Dr. Guillermo León Bustamante Alzate - Ingeniería Industrial.

## 1 INTRODUCCIÓN

La historia de la Refinería de Barrancabermeja se remonta a la época en que llegaron a Colombia los primeros equipos pertenecientes a la International Petroleum Company y fueron instalados en los terrenos actuales donde se encuentra la Refinería.

Para aquella época la carga de la Refinería ascendía a 1500 BPD (Barriles Por Día), la cual ha venido creciendo con el tiempo hasta llegar a tener una capacidad instalada de 250.000 BPD.

Inicialmente la Refinería manejaba 4 productos, hoy día maneja el 85% del mercado de combustibles, incluyendo con el tiempo otros productos de alto valor agregado como los petroquímicos, hoy cuenta con 49 plantas de proceso.

Ocupando un área total aproximada de 294 hectáreas, de las cuales 160 corresponden a áreas operacionales, la Gerencia Refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol S.A. (GRB), tiene a cargo la operación de la mayor Refinería de Colombia la cual es de vital importancia para la economía del país.

### Foto N° 1. Vista aérea Refinería de Barrancabermeja.



Fuente: Archivo GRB

Tomando como punto de partida la meta a 2015 de convertir la Refinería en una de las mejores de América Latina, Ecopetrol desde mediados del año 2006 ha venido trabajando en desarrollar proyectos de modernización de la misma.

De acuerdo a lo anterior se ha identificado la necesidad de mejorar y optimizar los servicios industriales, definiéndose estos como todos los procesos encaminados o tendientes a la producción de los servicios de Energía Eléctrica, Vapor, Agua y Aire.

Los servicios industriales son una parte crítica para la operación segura, eficiente y confiable de una refinería, así mismo dichos servicios deben operar en forma optimizada para reducir los costos de operación debido a que pueden tener un gran impacto en la rentabilidad y el margen que una refinería puede obtener.

Los sistemas industriales incluidos en el presente análisis son los siguientes:

- Energía Eléctrica.
- Vapor de proceso.

La presente monografía busca determinar la pre-factibilidad para el montaje de una unidad cogeneradora como una alternativa viable que contribuya a formar una solución definitiva a las necesidades de servicios industriales actuales de la GRB.

Compuesto por XIV capítulos, el estudio está enfocado a ubicarnos en el contexto del proyecto y a determinar la conveniencia de continuar y profundizar los estudios que determinen a futuro la viabilidad del proyecto.

La estructuración del presente estudio está dada de la siguiente manera:

- Capítulo 1, Consiste en la formulación y descripción del problema.
- Capítulo 2, Conformado por la justificación del proyecto.
- Capítulo 3, Define los objetivos del presente trabajo
- Capítulo 4, Describe el marco contextual
- Capítulo 5, Describe el marco teórico
- Capítulo 6, Desarrolla el Estudio Sectorial y del Entorno

- Capítulo 7, Establece el Análisis de Mercado
- Capítulo 8, Referencia al Estudio Técnico
- Capítulo 9, Enseña el Estudio de Localización
- Capítulo 10, Muestra el Estudio Ambiental
- Capítulo 11, Referencia el Estudio Legal
- Capítulo 12, Desarrolla el Estudio Financiero
- Capítulo 13, Muestra el Estudio de Riesgos
- Por último el Capítulo 14, Contiene las conclusiones y recomendaciones finales del estudio de pre-factibilidad.

## 2 FORMULACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Desde hace varios años la Refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol S.A. presenta un crecimiento en su demanda energética, sin embargo la capacidad instalada no ha logrado satisfacer dicha demanda, sumado a esto aparecen problemas de confiabilidad y eficiencia en el suministro de energía eléctrica y vapor, hacia sus plantas de procesos de refinación y petroquímica. Todo lo anterior debido principalmente a la obsolescencia de sus equipos de generación y la baja inversión en el mejoramiento de los servicios industriales.

La Refinería es básicamente un auto-generador, es decir genera y consume su propia energía eléctrica y vapor, logrando de esta manera aprovechar la disponibilidad y excedentes de combustibles como gas natural, gases residuales de procesos químicos y diesel.

Se estima que en los últimos 8 años, la Refinería de Barrancabermeja ha perdido cerca del 20% de su capacidad de generación de energía eléctrica, pasando de tener 144 MW de capacidad instalada a 114 MW<sup>2</sup>.

Desde el año 2003 la refinería inicio un plan intenso de mantenimiento y optimización en todos los equipos de generación de energía eléctrica y vapor, sin embargo varios de ellos nunca han superado los límites mínimos de confiabilidad y eficiencia que la Refinería exige para sus procesos, lo cual ha conllevado a la compra de energía eléctrica a la red externa con sus correspondientes costos adicionales y dependencia de terceros para su normal funcionamiento, esto la ha llevado a analizar y buscar alternativas para mejorar la baja eficiencia en los turbogeneradores y calderas y las perdidas por las enormes degradaciones de vapor que se realizan.

Parte de equipos de generación eléctrica salieron de servicio por cumplimiento de su vida útil, dejando de generar 30 MW, así mismo algunas de las calderas existentes presentan altos índices de ineficiencia. Implementando un sistema de cogeneración se puede incrementar la disponibilidad y cubrir la demanda que se dejo de generar y que actualmente se cubre a través de compras a la empresa de energía de la región y por el lado de vapor se mejoraría ostensiblemente la confiabilidad y eficiencia en la generación del mismo.

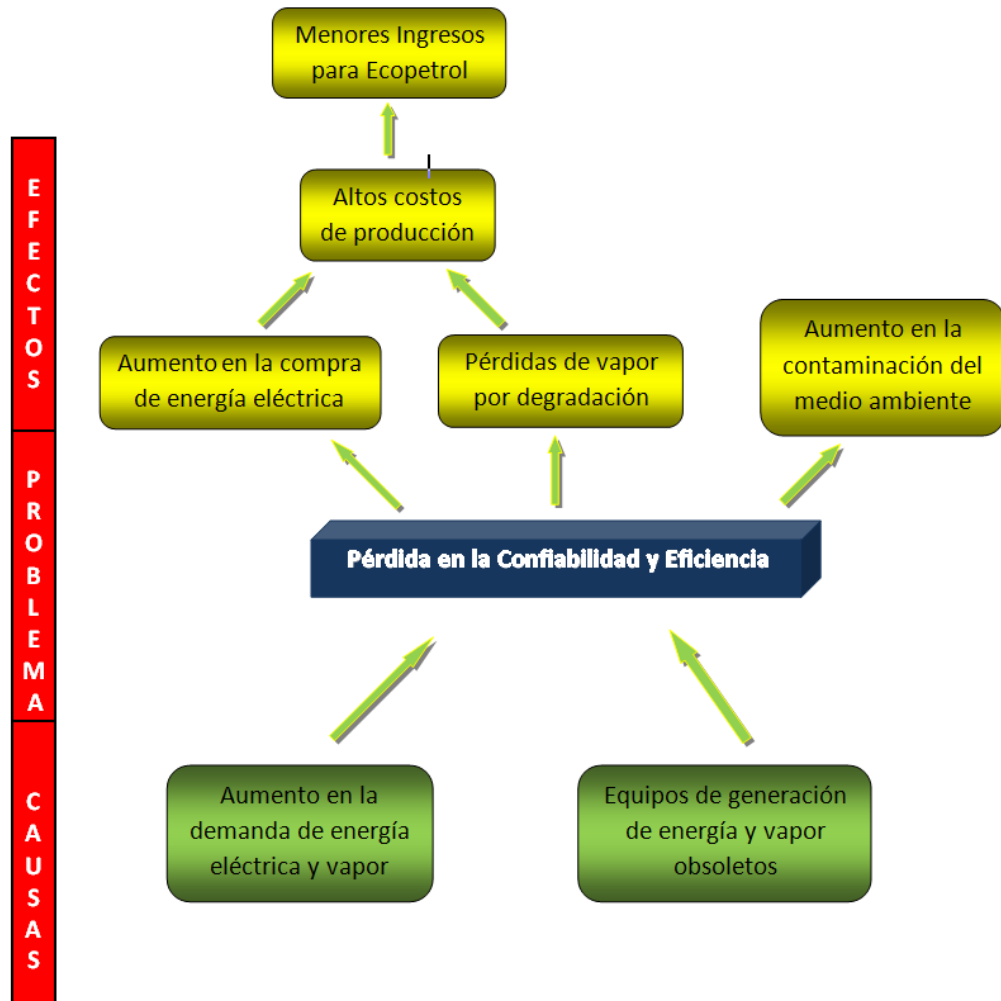
---

<sup>2</sup> Datos economía y gestión 2010

## 2.1 Análisis del problema

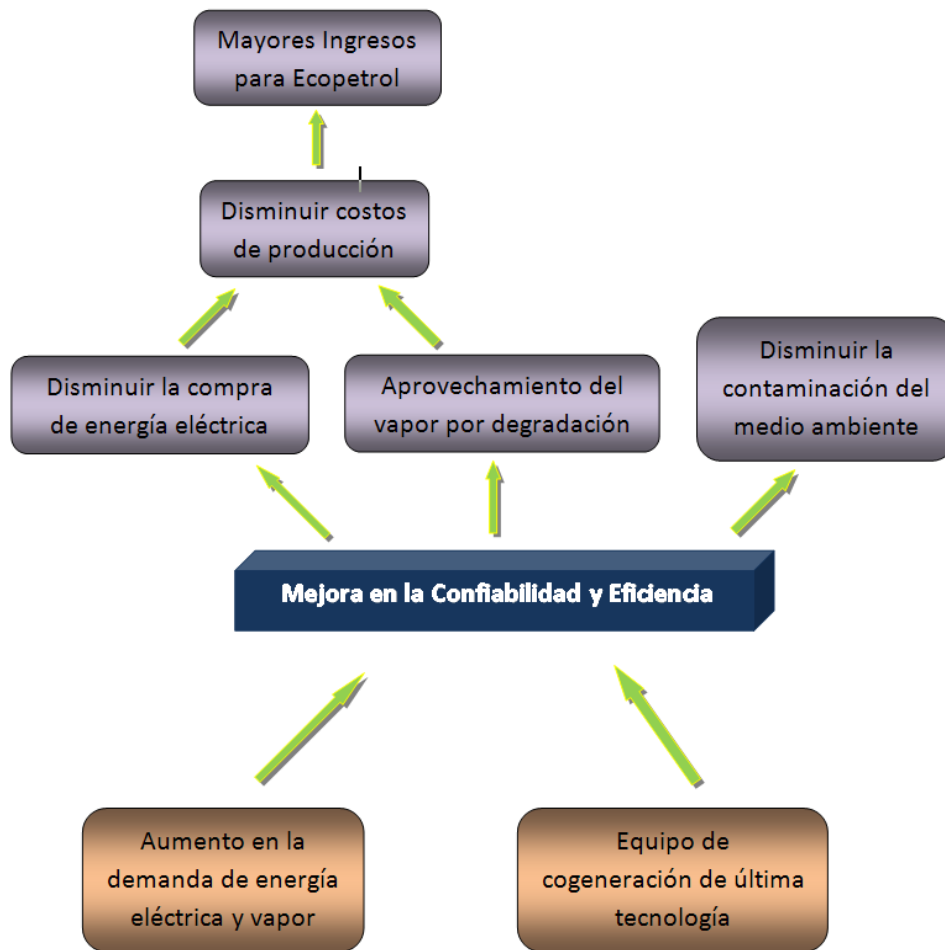
A continuación se presenta el esquema del análisis del problema en estudio:

Figura N° 1. Árbol del Problema.



Fuente: Autores

**Figura N° 2. Árbol de Objetivos.**



Fuente: Autores

## **2.2 Alcance del estudio de prefactibilidad**

El presente análisis de pre-factibilidad abordo y tuvo en cuenta lo siguientes aspectos:

- Determinación de tecnología entre diferentes alternativas tomando en cuenta los aspectos más relevantes en este tipo de plantas.
- Determinación de sitio de ubicación de la unidad de cogeneración de acuerdo con las posibilidades existentes al interior de la Refinería.
- Análisis de mercado y su relación con la demanda y oferta de energía y vapor actuales en la Refinería.

- Determinación de la viabilidad financiera, mediante un análisis de tipo incremental, siguiendo los lineamientos estipulados en Ecopetrol para este tipo de proyectos.
- Determinación de los aspectos legales y ambientales que impactan de manera directa el proyecto.

Mayores detalles de la construcción física o de otros análisis, no se encuentran incluidos en el presente estudio, ya que hacen parte de la profundización de un estudio de factibilidad.

La mayoría de las fuentes utilizadas para este estudio son secundarias.

Las características de los equipos aquí seleccionados, solo tendrán en cuenta las necesidades actuales de la Refinería. Por lo tanto todo nuevo proyecto que llegue después de la implementación de lo definido en este trabajo, deberá contemplar sus propios servicios industriales acorde a sus necesidades.

### **3 JUSTIFICACION**

Los servicios industriales son fundamentales en los diferentes procesos que se llevan a cabo en la Refinería, es por ello que este proyecto se enfoca en mejorar la tecnología de los servicios industriales, principalmente los procesos tendientes a mejorar los servicios de energía eléctrica y vapor, que se prestan a todas las áreas de la Refinería, de una manera confiable, segura y rentable.

Todo el mejoramiento de tecnología redundaría en hacer más eficiente y eficaz los procesos de producción de las plantas existentes en las áreas de Refinería y Balance, así como el uso de tecnologías limpias que otorgan varias ventajas ambientales.

Aumentar la confiabilidad de equipos, maximizar la eficiencia y disminuir el impacto ambiental en la generación de los servicios industriales es un requerimiento de la Refinería de Barrancabermeja, para con ello alinearse con el marco estratégico de la compañía y lograr ubicarla dentro de las 30 principales compañías de la industria petrolera al 2020.

## **4 OBJETIVOS**

### **4.1 Objetivo general**

Evaluar en un estudio de pre factibilidad la viabilidad de instalar una planta de cogeneración eléctrica en la Refinería de Barrancabermeja de ECOPETROL S.A.

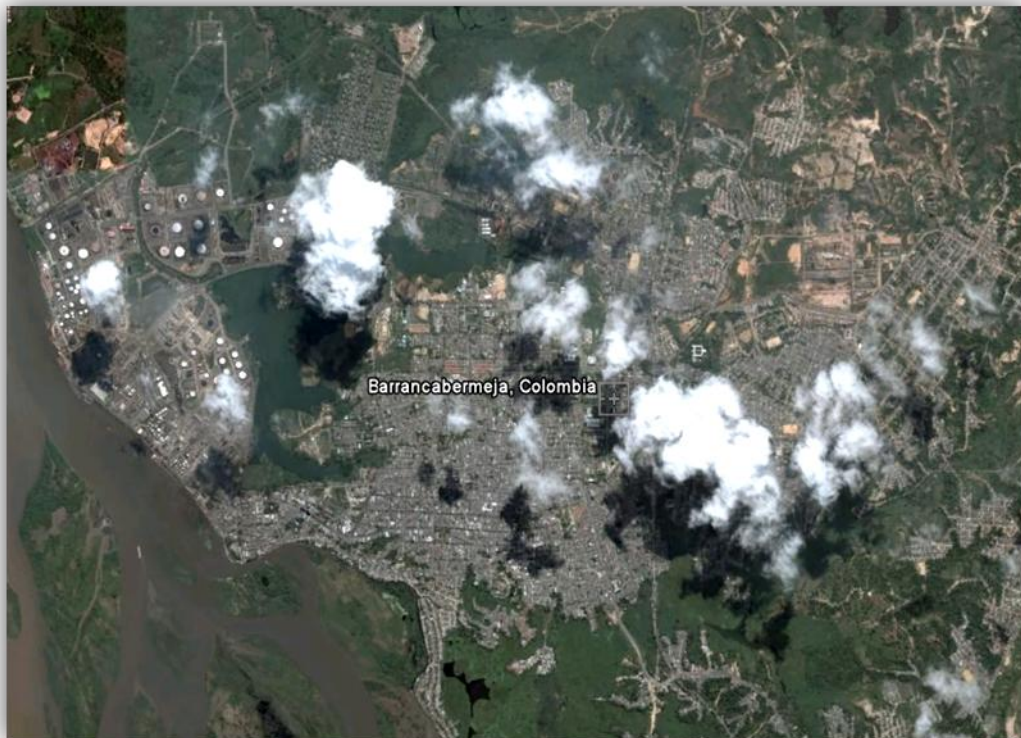
### **4.2 Objetivos específicos**

- Analizar la viabilidad financiera del proyecto.
- Determinar los elementos técnicos requeridos para la instalación de una planta de cogeneración eléctrica en la Refinería.
- Determinar el impacto ambiental de la implementación de la planta de cogeneración eléctrica.
- Identificar y evaluar las variables al interior de la Refinería que inciden para la instalación de una planta de cogeneración eléctrica.

## 5 MARCO CONTEXTUAL

La Refinería de Barrancabermeja, se encuentra localizada en la margen derecha del río Magdalena en el municipio de Barrancabermeja, la foto N° 3 muestra una imagen satelital del municipio, el cual presenta las siguientes características:

### Foto N° 2. Municipio de Barrancabermeja.



Fuente: Google Earth imagen 2011

- **Posición geográfica:**

Extensión: 1.246 kilómetros cuadrados

Altitud norte: 7°03'48"

Longitud oeste: 73°51'50' extensión de 1264

Límites: Norte: municipios de Puerto Wilches, Girón y el río Sogamoso;

Sur: municipios de Puerto Parra y Simacota;

Oriente: municipios de San Vicente de Chucuri, y el río Opón; Occidente: con el río Magdalena y Antioquia.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Plan de Ordenamiento Territorial - Barrancabermeja

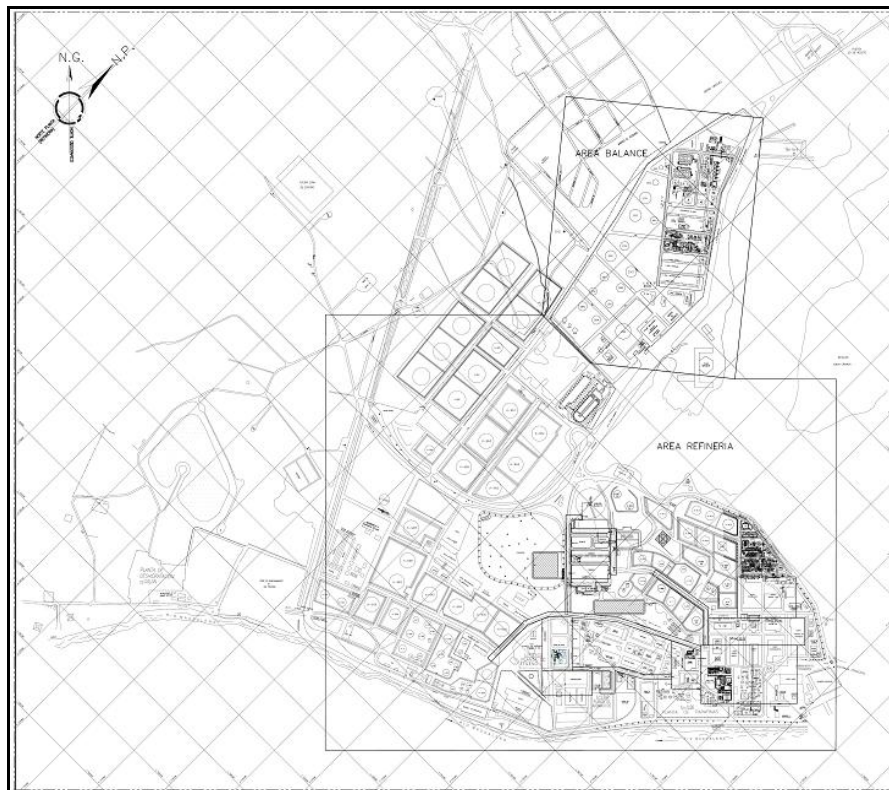
- **Condiciones ambientales:**

Altitud: 79 m.s.n.m.  
Temperatura máxima: 43°C  
Temperatura media: 30°C  
Temperatura mínima: 20°C  
Humedad relativa: 95%  
Clima: Tropical

La Refinería de Barrancabermeja se encuentra distribuida en dos grandes áreas como se muestra en la figura número 4, las cuales son:

- Área de Refinería: que comprende varios bloques operativos como las unidades de Topping, Cracking Catalítico, Petroquímica, entre otros.
- Área de Balance; conjunto de plantas cuyo objetivo primordial es aumentar la recuperación de gasolina desde los fondos de vacío de las unidades de Topping.

**Figura N° 3. Área de Balance y Área de Refinería.**



Fuente: Archivo GRB

Para el funcionamiento normal de las plantas es necesario que estas cuenten con el suministro de algunos insumos como agua, aire, energía eléctrica y vapor a continuación se describe como están conformados dichos sistemas al interior de la Refinería:

- **Agua** (desmineralizada, potable, agua de calderas, clarificada)

El sistema cuenta actualmente con 4 plantas de tratamiento de agua, las Unidades 800/830/850, localizadas en el área de Refinería y la Unidad 2900 localizada en el área de Balance. Para el año 2012 se tiene prevista la entrada en servicio de la nueva planta de Ultrafiltración y Osmosis Inversa, la cual permitirá aumentar la capacidad y centralizar el tratamiento del agua.

La imagen a continuación muestra un modelo de planta de ultrafiltración y Osmosis del mismo tipo que va a ser instalado en la Refinería para el año 2012

### **Foto N°3. Modelo de Planta de agua UF/RO.**



Fuente: Doosan Hydrotechnologies Inc.

La capacidad actual de tratamiento de agua es de 15100 GI/min (Galones por minuto). Se estima que luego de la entrada de la nueva planta de ultra filtración y Osmosis la capacidad crezca en 7000 GI/min.

La tabla siguiente nos muestra la producción actual de agua por planta.

**Tabla N° 1. Capacidad de producción de agua por planta – GRB.**

	U800		U830		U850		U2900		TOTAL	
	CAP	PROD	CAP	PROD	CAP	PROD	CAP	PROD	CAP	PROD
Agua Potable	900	750					500	250	1400	1000
Agua Clarificada	600	2800			10000	4200	10000	4200	26000	11200
Agua suavizada	1000	400	1000	600			2000	200	4000	1200
Agua Desmineralizada					1800	1100	1600	600	3400	1700

\* Valores en Galones Por Minuto.

Fuente: Departamento de Servicios Industriales GRB.

- **Aire** ( industrial, instrumentación)

Este sistema cuenta actualmente con 3 centros de generación de aire tanto para instrumentación como industrial, los cuales están localizados en las áreas de Foster, Central del norte y Unidad de balance.

De igual forma que con el agua en la Refinería se está adelantando un proyecto que remplazara los actuales compresores de aire que son de tipo recíproco por compresores centrífugos mejorando la capacidad y disponibilidad de aire.

**Tabla N° 2. Datos de generación de aire actuales en la GRB.**

COMPRESOR	UNIDADES	DISEÑO *	ACTUAL *
U-900/U-2400	8	19500	9600
U2950	3	9750	3450
<b>TOTAL</b>			13050

\* Valores en PCM (Pies Cúbicos Por Minuto)

Fuente: Departamento de Servicios Industriales GRB.

La imagen a continuación muestra un modelo de compresor centrífugo del mismo tipo que va a ser instalado en la Refinería para el año 2012.

**Foto N°4. Modelo de Compresor Centrífugo.**



Fuente: Ingersoll Rand

- **Vapor** ( 600, 400, 150, 50 y 25 psi)

El sistema de generación de vapor cuenta con 19 calderas de tipo acuotubular distribuidas en 5 centros de generación a saber:

- 1) Calderas Foster (B901/2/3/4)
- 2) Calderas Distral (B954/5/6)
- 3) Calderas Nuevas (B951/2)
- 4) Calderas Central del Norte (2401/2/3/4/5)
- 5) Calderas Balance (B2951/2/3/4/5)

El aporte de todos estos sistemas de generación de vapor contribuyen para tener una capacidad instalada de 3675 Klb-h (Kilo libras-hora de vapor).

**Foto N° 5. Calderas Distral Ubicadas en el área Foster de Refinería.**



Fuente: Autores

- **Energía Eléctrica** (Generación propia y compras al SIN - sistema interconectado nacional)

La generación eléctrica de la Refinería cuenta con 11 turbogeneradores a vapor y 1 turbogenerador a gas distribuidos en 4 áreas:

- 1) Planta eléctrica Foster - 5 turbogeneradores (SG901/2/3 – SG951/2)
- 2) Central del Norte - 3 turbogeneradores (SG2401/2/3/4/5)
- 3) Planta eléctrica Balance 3 Turbogeneradores (SG2951/2/3)
- 4) Unidad Turbo-gas (TG2960)

La imagen siguiente muestra la unidad turbo-gas existente en la unidad de balance cuya capacidad actual de generación eléctrica es de 24 MW.

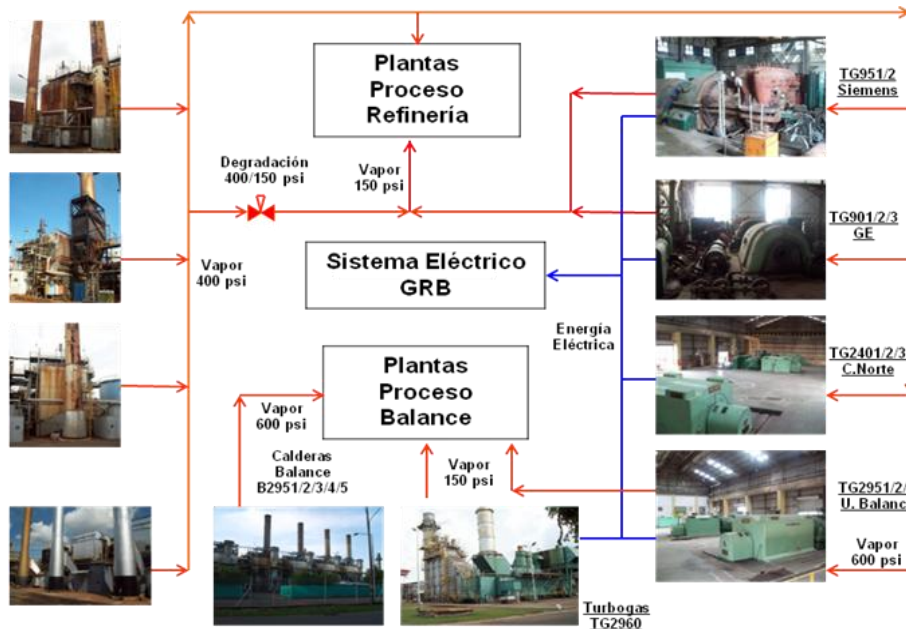
Foto N° 6. Turbogenerador TG2961 ubicado en la unidad de Balance.



Fuente: Autores

La imagen siguiente muestra el esquema general de los servicios industriales (Vapor y Energía Eléctrica), de la Refinería de Barrancabermeja en su configuración actual.

Grafica N°1. Esquema General de los servicios de Energía y Vapor.



Fuente: Gerencia de proyectos de refinación y petroquímica - proyecto PMSI

## 6 MARCO TEORICO

### 6.1 Qué es la Cogeneración

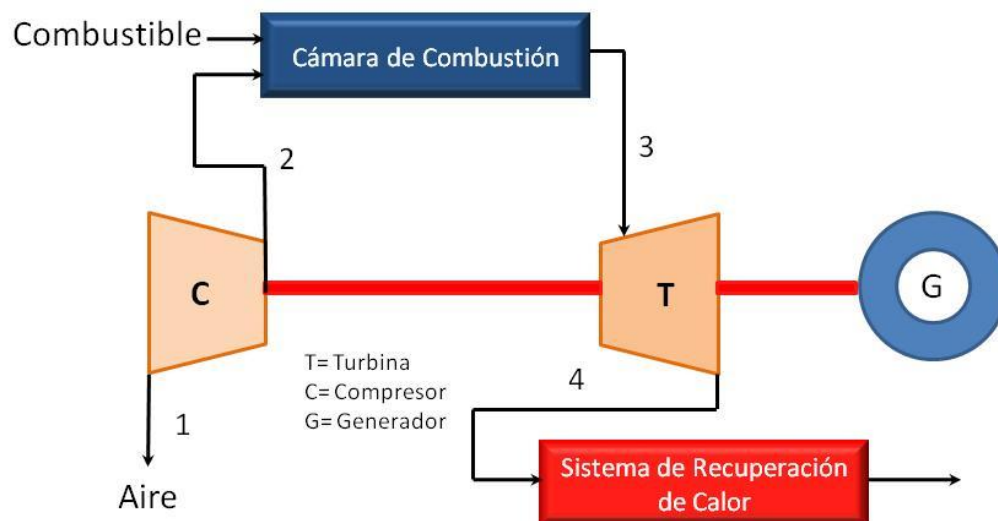
La cogeneración es un sistema de producción conjunta de **Calor y Electricidad** partiendo de un único combustible. La eficiencia de la cogeneración reside en el aprovechamiento del calor residual de un proceso de generación de electricidad para producir energía térmica útil (generalmente en forma de vapor de agua a alta presión o en forma de agua caliente).

El gas natural es el combustible más utilizado en el funcionamiento de los sistemas de cogeneración, los cuales funcionan entre otras tecnologías con turbinas o motores de gas. No obstante, también se pueden utilizar otros tipos de fuentes de energía como el combustóleo y el diesel entre otros.

En un sistema de generación eléctrica tradicional los gases salen directamente por la chimenea, mientras que en una planta de cogeneración se lleva el aprovechamiento de los mismos, enfiriéndolos y transmitiendo su energía a un circuito de agua caliente/vapor. Una vez enfriados los gases de escape pasan a la chimenea.

En la figura a continuación se muestra un ciclo sencillo de cogeneración:

**Figura N° 4. Esquema base de un Sistema de Cogeneración.**



Fuente: Combined Heat and Power Magazine

## **6.2 Sistemas de Cogeneración**

A continuación, se muestra un breve resumen de los sistemas de cogeneración tradicionalmente más utilizados, así como una tabla en donde se indican sus eficiencias térmicas y eléctricas<sup>5</sup>.

### **Cogeneración con Turbinas de Vapor**

En este tipo de configuración, la energía mecánica es producida en una turbina acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión del vapor de alta presión generado en una caldera convencional.

Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor.

### **Cogeneración con Turbinas de Gas**

Para este arreglo un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse genera gases a alta temperatura y presión que a su vez alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la turbina.

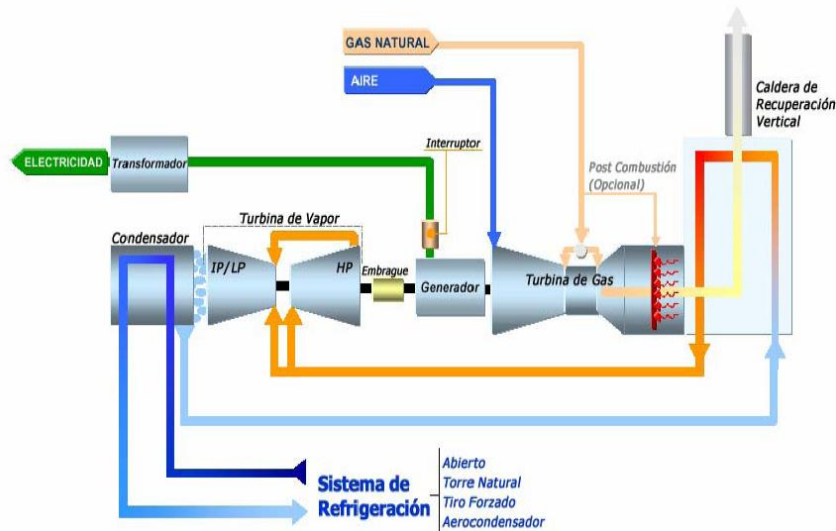
Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez, para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales.

La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, o en relaciones de calor/electricidad mayores a (2) dos.

---

<sup>5</sup> Fuente: [http://www.miliarium.com/monografias/energia/Eficiencia\\_Energetica\\_Renovables/Cogeneracion.htm](http://www.miliarium.com/monografias/energia/Eficiencia_Energetica_Renovables/Cogeneracion.htm)

Figura N° 5. Esquema de un sistema de cogeneración con Turbinas de Gas.

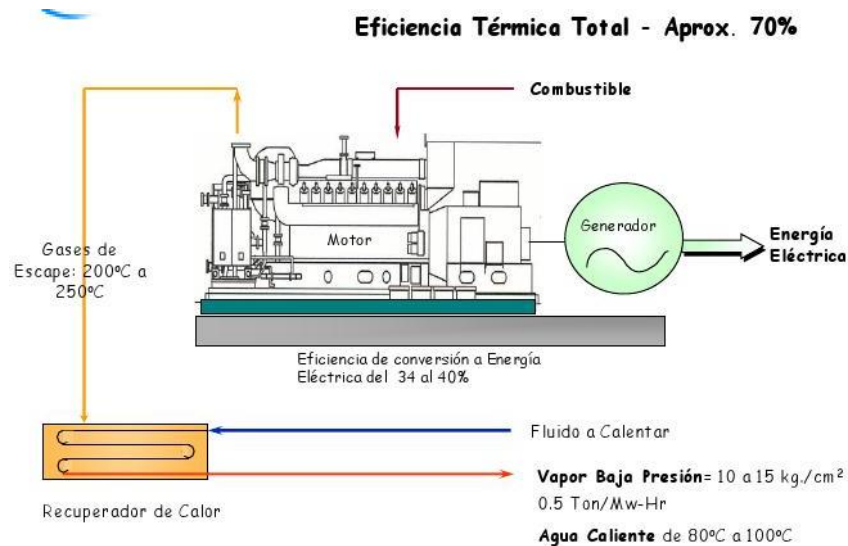


Fuente: Combined Heat and Power Magazine

### Cogeneración con Motor Alternativo

El motor alternativo genera la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido, del 34 al 41%, aunque los gases residuales son a baja temperatura, entre 200 y 250 °C.

Figura N° 6. Esquema de un Sistema de Cogeneración con Motor Alternativo.



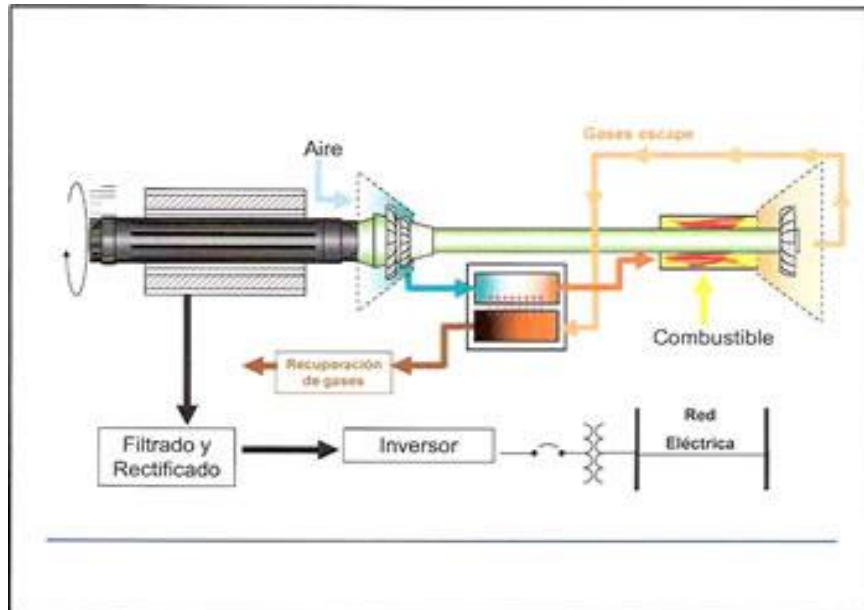
Fuente: Combined Heat and Power Magazine

## Cogeneración con Microturbinas

Las microturbinas difieren substancialmente de la mayoría de los métodos tradicionales de generación de energía eléctrica usados en la industria, dadas sus emisiones sumamente bajas.

Una microturbina es esencialmente una planta de poder miniatura, auto-contenida, que genera energía eléctrica y calorífica en rangos desde 30kW hasta 1.2MW en paquetes múltiples (multipacks).

**Figura N° 7. Sistema de Cogeneración con Microturbina.**



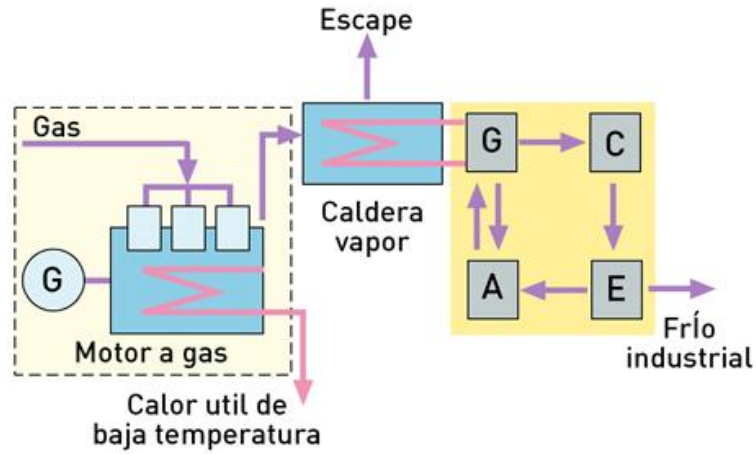
Fuente: Combined Heat and Power Magazine

## Trigeneración

Una planta de trigeneración es similar a una de cogeneración, a la que se le ha añadido un sistema de absorción para la producción de frío. No obstante existen una serie de diferencias.

La trigeneración, permite a la cogeneración, que inicialmente no era posible en centros que no consumieran calor, acceder a centros que precisen frío que se produzca con electricidad.

**Figura N° 8. Esquema de un sistema de Trigeneración.**



Fuente: Combined Heat and Power Magazine

A continuación se muestran valores típicos de eficiencia de las diferentes tecnologías de cogeneración.

**Tabla N° 3. Eficiencias de diferentes tecnologías de cogeneración**

Tecnología de cogeneración	Eficiencia Eléctrica (%)	Eficiencia Térmica (%)
Turbina de vapor	33	52
Turbina de gas sin post-combustión.	38	47
Turbina de gas con post-combustión.	38	42
Ciclo combinado	57	33
Motor reciprocante (aprovechando calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	30
Motor reciprocante (aprovechando calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	20
Microturbina	30	50

Fuente: Combined Heat and Power Magazine

## **7 ESTUDIO DEL ENTORNO**

El sector de generación eléctrica siendo una de los pilares para el desarrollo sostenible de un país, es fuertemente influenciado por múltiples factores externos con los que interacciona y sobre los cuales puede influir pero no controlar. Para el caso de la planta de cogeneración estos factores condicionan y/o afectan su actividad por lo cual es necesario tomarlos en cuenta y analizarlos.

### **7.1 Entorno general**

Incluye todos los factores que reflejan la realidad exterior del proyecto, son los más alejados de su círculo de influencia por lo cual, la capacidad del proyecto para influir en ellos es mínima y a su vez afectan a todos los proyectos que se llevan a cabo no solo en la refinería sino también en la región.

Se pueden enumerar los siguientes factores como los más relevantes para el proyecto:

#### **Factores Político Legales**

La ley eléctrica creada en el año 1994 y las directrices dadas desde entonces por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), denotan la ruta a seguir para cualquier desarrollo de generación de energía eléctrica, en consecuencia para este proyecto es indispensable tener en cuenta tales lineamientos.

De igual forma la conversión de Ecopetrol de economía estatal a mixta, cambia las reglas de juego comerciales e influye fuertemente en el desarrollo de proyectos de gran envergadura y a su vez impone controles como la ley SOX, la cual audita a todas las empresas que cotizan en la bolsa de Nueva York como es caso de Ecopetrol.

#### **Factores Sociales y Demográficos**

La influencia que tiene la Refinería en aspectos sociales como la seguridad, el empleo, la migración, hace que las entidades gubernamentales (ministerios, gobernación, alcaldía) y otras como la iglesia y el sindicato ejerzan presión en las decisiones más aún cuando se trata de proyectos nuevos.

Estos nuevos proyectos atraen cambios demográficos como oleadas de migración que cambian la estructura sociocultural de la región.

## **Factores Tecnológicos**

Ecopetrol y en especial la Refinería, depende en muchos casos del suministro de equipos y materiales del exterior, por tal motivo desastres naturales como el huracán Katrina (año 2005) y el tsunami de Japón (año 2011) o el cierre de compañías productoras de equipo, hacen que sea necesario realizar cambios en los diseños tecnológicos de las plantas y de los proyectos en curso, afectando la disponibilidad y tiempo de entrega de los mismos.

## **Factores Económicos**

Debido a que Ecopetrol es la mayor empresa de Colombia, es fuertemente influenciada por los factores del entorno económico. A continuación se indican los factores más relevantes que afectan a Ecopetrol y por supuesto a los proyectos dentro de la misma.

- Recesión económica año 2008
- Fuerte revaluación del peso con respecto al dólar
- Inflación baja en Colombia
- Calificación crediticia y de riesgo para Colombia
- Fluctuaciones fuertes en el precio del petróleo
- Crecimiento del PIB principalmente por ventas de petróleo
- Mejoras en la balanza comercial por incremento de exportaciones de petróleo
- Mayor inversión extranjera
- Acuerdos comerciales como TLC

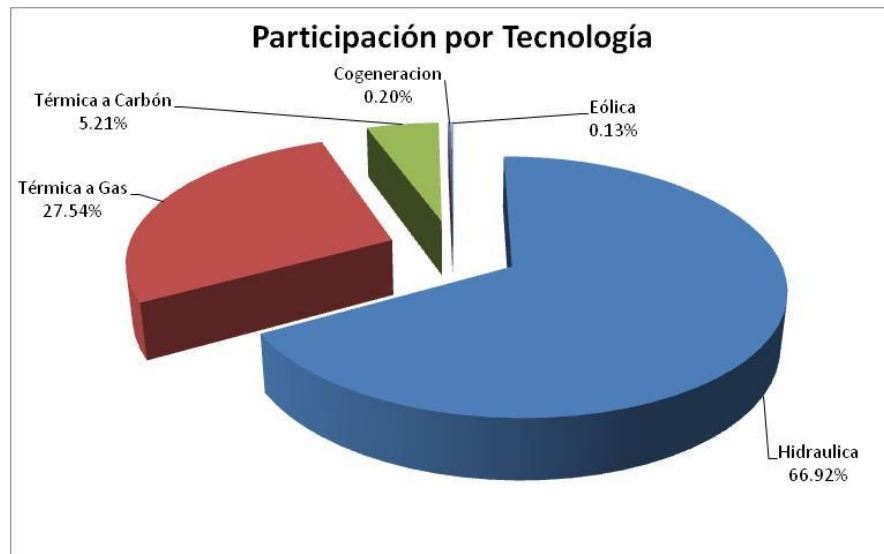
## **7.2 Sector energético y cogeneración**

La cogeneración ha representado en Colombia una porción no muy alta de la generación total de energía del país.

Se estima que la capacidad neta efectiva en generación de energía eléctrica instalada a 31 de Diciembre de 2008 fue de 13.440 Megavatios. Del total de la capacidad efectiva, las plantas hidráulicas generaron 8.994MW el cual constituye el 66.92%, las térmicas a gas 3.702 MW que representa un 27.54%, y a carbón 700 MW con un 5.21% y las demás tecnologías como cogeneración 44.9 Megavatios y eólica 18 Megavatios que sumadas constituyen el 0.33%.

La figura N° 9, indica la distribución de la generación de energía en el país de acuerdo a la tecnología usada en su proceso.

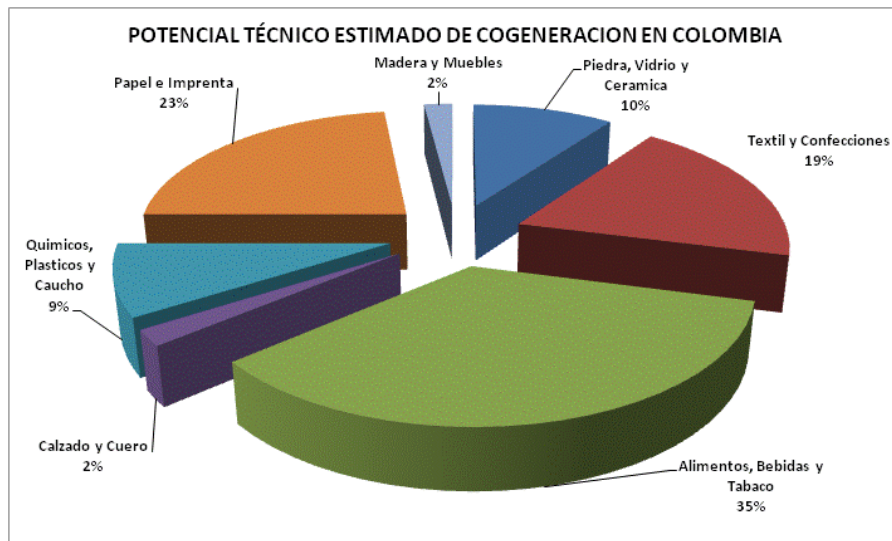
**Figura N° 9. Participación por Tecnología.**



Fuente: UPME (unidad de planeación minero-energética)

En el 2007, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), realizó un estudio para el desarrollo de una metodología de estimación del potencial de cogeneración en Colombia en el sector industrial, cuyos resultados se muestran en la figura siguiente.

**Figura N°10. Potencial de la cogeneración en el sector industrial colombiano**



Fuente: UPME (unidad de planeación minero-energética)

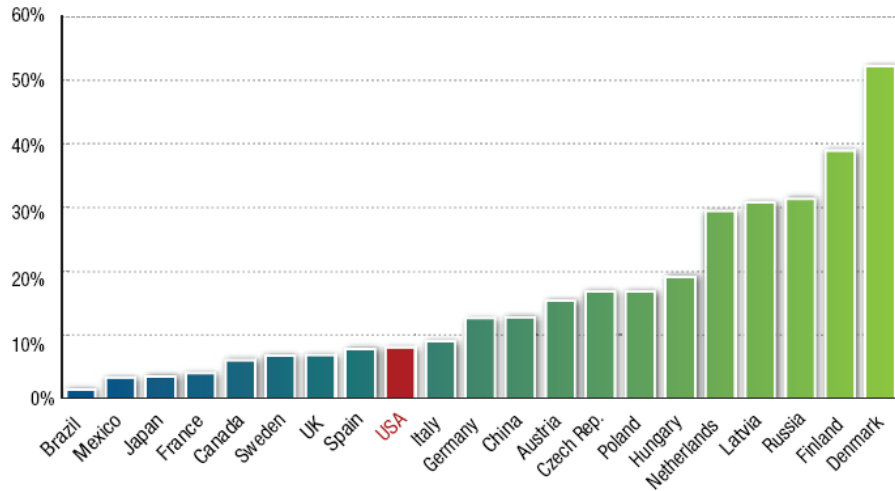
A nivel mundial se estima que la potencia instalada de cogeneración es de 330 Gigavatios, siendo Alemania un buen ejemplo de desarrollo de cogeneración, contando con una potencia instalada de 20.000 Megavatios, la cual espera incrementar de un 12.5% al 25% para el año 2030.

De la misma forma Dinamarca es un ejemplo de un país que cuenta con más del 50% de su producción eléctrica basada en Cogeneración, a continuación se muestra la distribución mundial de generación de energía basada en cogeneración.

Para desarrollar el verdadero potencial en cogeneración que posee Colombia, es indispensable que interactúe con las variables macro y micro económicas que aunque no es posible controlar si puede sacar el mayor beneficio de ellas, un caso puede ser la revaluación del peso colombiano que puede permitir traer equipo capital a mejores precios.

De igual forma los excelentes precios del petróleo, le permiten a Ecopetrol asumir proyectos de gran envergadura e inversión como un proyecto de cogeneración.

**Figura N° 11. Cogeneración a nivel mundial.**



Fuente: Agencia Internacional de Energía (AIE).

### **7.3 Entorno específico**

El proyecto se encuentra ubicado en el sector de Suministro de Electricidad, Gas y Agua, actividades de servicios relacionadas con la Generación, Captación y Distribución de Energía Eléctrica, la cual se encuentra clasificada con código CIU 4010.

La actividad de Suministros de vapor y agua caliente se encuentra clasificada con código CIU 4030.

#### **7.3.1 Diagnóstico estratégico de Porter.**

A continuación se indican las fuerzas del entorno que influyen o afectan el desarrollo proyecto del acuerdo con la metodología de diagnostico de Porter

**Tabla N°4. Potencial de la cogeneración en el sector industrial colombiano.**

<b>DIAGNOSTICO ESTRATEGICO DEL PROYECTO SEGÚN EL ENFOQUE DE MICHAEL PORTER</b>		
<b>Nº</b>	<b>LAS CINCO FUERZAS DE MICHAEL PORTER</b>	<b>DIAGNOSTICO DEL PROYECTO</b>
1	La amenaza de entrada de nuevos competidores	La entrada del proyecto de modernización de la Refinería (PMRB), tiene como subproducto de su proceso de refinación el Coque, el cual por su alto poder calorífico y bajo precio puede ser usado en generación de energía lo que se convierte en un competidor fuerte para el proyecto de cogeneración con gas.
2	La rivalidad entre los competidores	Existe una buena cantidad de empresas que realizan proyectos de cogeneración con contratos tipo BOT* o BOMT **, los cuales ejercen una fuerte competencia al proyecto.
3	El poder de negociación de los proveedores	Debido a que existen varios combustibles diferentes para realizar cogeneración, los competidores pueden tener gran poder al ofrecer otras tecnologías que desvirtúen la viabilidad del presente proyecto.
4	El poder de negociación de los compradores	Algunos clientes internos con gran poder e influencia en la refinería, han manifestado interés en soluciones diferentes a la cogeneración con gas, como por ejemplo utilizando Biodiesel o turbinas de vapor, estos pueden influir fuertemente en la aprobación del proyecto.
5	La amenaza de ingreso de productos sustitutos	No existen productos sustitutos para la energía eléctrica o el vapor, independiente de su base tecnológica de producción.

BOT : Build - Operation - Transfer

BOOT: Build - Operation - Maintenance - Transfer

Fuente: Los Autores

### **7.3.2 Otros aspectos del entorno específico**

Para esta etapa del estudio se establecieron los siguientes aspectos específicos del entorno que pueden influir de manera positiva o negativa en el desarrollo del proyecto:

- El proyecto se planea construir al interior de la Refinería de Barrancabermeja con las plantas en operación, lo que implica que su construcción conlleva riesgos operacionales que ocasionan restricciones al proyecto.

- La problemática que pueda experimentar la comunidad, debido al crecimiento de la demanda de servicios que exige un proyecto de estos, (servicios hoteleros, restaurantes, transporte).
- Problemática de anormalidad laboral por la influencia del sindicato.
- Disponibilidad de mano de obra local se debe tener en cuenta que al mismo tiempo se están requiriendo recursos para otros proyectos de gran magnitud.
- Infraestructura pobre para el transporte de equipos de grandes dimensiones que pueden ser requeridos en el proyecto.
- La exigente normatividad de Ecopetrol incluyendo la aplicación de su modelo de maduración de proyectos, lo que exige una planeación muy bien alineada con la estrategia de desarrollo de la compañía.
- Aplicación de regulaciones eléctricas y ambientales que impone la autoridad respectiva para este tipo de proyectos (CREG, Min-ambiente).
- Interferencias con otros proyectos, como el proyecto de modernización de la Refinería (PMRB), proyectos de manejo de coke entre otros.
- Exigencias de rendimiento y eficiencia operativa en Refinerías de acuerdo con indicadores SOLOMON.

## **8 ANÁLISIS DE MERCADO**

El presente estudio comprende el análisis de todas las variables de mercado necesarias para evaluar la viabilidad técnica y financiera del proyecto.

Teniendo en cuenta que el proyecto está planeado al interior de la Refinería de Ecopetrol y que su producto será directamente consumido por la Refinería.

Este análisis de mercado se ha enfocado en la determinación del precio (costo de la energía y el vapor), como elemento fundamental del análisis ya que de él se desprende gran parte de los resultados que indican las bondades del proyecto y que tienen influencia en la aceptación por parte de Ecopetrol.

### **8.1 Mercado objetivo**

Ecopetrol dentro de su política energética siempre ha considerado ser Auto-generador. Toda la energía eléctrica y el vapor producido por la unidad de cogeneración serán dirigidos a los clientes internos y consumidos por las plantas de proceso al interior de la Refinería.

El mercado objetivo para la planta de cogeneración (Energía Eléctrica y Vapor) está constituido por todos los consumidores al interior de la Refinería de Barrancabermeja.

La tabla a continuación muestra los consumos por planta en la Refinería en energía eléctrica para el año 2010.

**Tabla N° 5. Consumos de Energía Eléctrica en las diferentes dependencias de la Refinería. Datos de 2010.**

CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA GRB 2010				
PLANTAS DE PROCESO Y OTRAS DEPENDENCIAS	CONSUMO POR GRB		CONSUMO POR TBCA	
	KW-H	KW-H/AÑO	KW-H	KW-H/AÑO
<b>DEPARTAMENTO DE MATERIAS PRIMAS Y PRODUCTOS</b>				
ESTACION GLP	206	1.810.337,11	1	8.105
PTAR	562	4.932.442,63	2	20.133
Casa Bombas Refinería y Separadores	2.540	22.307.918,21	12	104.276
Blending - Casa Bombas 9	336	2.950.782,12	1	9.207
CASA DE BOMBAS	777	6.822.292,92	4	31.921
Planta propano ELC	174	1.527.131,54	1	6.411
<b>TOTAL MATERIAS PRIMAS</b>	<b>4.595</b>	<b>40.350.905</b>	<b>21</b>	<b>180.053</b>

<b>DEPARTAMENTO DE REFINACIÓN</b>				
U-130	504	4.424.645,98	2	19.038
U-130/150	756	6.636.968,97	3	28.557
U-200 /VISCORREDUCTORA I	448	3.932.484,66	6	51.587
U-250	1.258	11.049.426,77	5	46.254
U-2000	2.424	21.290.989,28	11	96.604
U-2100	1.480	13.003.609,68	6	50.853
ESPECIALIDADES	110	962.097,47	1	4.508
VISC II / DEMEX / UNIBON	2.887	25.362.209,54	11	98.707
HIDROTRATAMIENTO	13.000	113.880.000,0	0	0
SODA	124	1.090.808,24	1	4.579
<b>TOTAL REFINACIÓN</b>	<b>22.991</b>	<b>201.633.241</b>	<b>46</b>	<b>400.687</b>

<b>DEPARTAMENTO DE CRACKING</b>				
U-300 Cracking Modelo IV	934	8.204.091,71	4	34.615
U-500 Cracking Orthoflow/U-530 Azufre I/U-560	2.063	18.118.724,40	9	81.260
U-2700 Cracking UOP I / U-2880 Azufre I	1.431	12.565.958,35	7	57.565
U-4200 Cracking UOP-II/U-4360 Azufre-III/U-4300	5.133	45.087.093,95	20	175.857

U-4500 Alquiler	4.346	38.178.288,54	18	160.273
U-4700 Ácido Sulfúrico	520	4.568.064,23	2	19.351
<b>TOTAL CRACKING</b>	<b>14.427</b>	<b>126.722.221</b>	<b>60</b>	<b>528.921</b>

<b>DEPARTAMENTO DE PETROQUIMICA</b>				
AROMATICOS	5.698	50.054.981,11	20	172.825
PARAFINAS	2.113	18.563.968,67	9	80.828
FENOL	169	1.482.631,68	1	6.334
POLIETILENO I	897	7.881.949,26	5	46.419
POLIETILENO II	3.302	29.001.308,44	16	142.930
TURBOEXPANDER	117	1.031.381,72	1	4.567
ETILENO II	1.014	8.904.690,87	5	42.008
<b>TOTAL PETROQUIMICA</b>	<b>13.310</b>	<b>116.920.912</b>	<b>57</b>	<b>495.911</b>

<b>DEPARTAMENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES REF</b>				
AGUA DE CONTRAINCENDIO REF	324	2.849.330,84	1	12.728,94
CAPTACION DE AGUA REF	352	3.093.482,99	1	12.950,43
CLARIFICACION REF	715	6.279.550,46	5	44.265,13
AGUA POTABLE REF	46	406.950,32	0	1.518,36
AGUA DE CALDERAS REF	342	3.002.972,43	1	11.010,13
AGUA ENFRIAMIENTO (INDUSTRIAL) REF	7.119	62.534.467,13	27	240.326,22
GENERACION DE VAPOR REF	2.893	25.415.127,44	12	101.587,90
ELECTRICIDAD REF	316	2.774.643,16	1	12.044,67
AIRE COMPRIMIDO REF	2.539	22.305.368,65	8	69.780,41
<b>TOTAL SERVICIOS INDUSTRIALES</b>	<b>14.646</b>	<b>128.661.893</b>	<b>56</b>	<b>506.212</b>

<b>DEPARTAMENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES BAL</b>				
AGUA DE CONTRAINCENDIO UBAL	300	2.631.532,17	1	10.283
CAPTACION DE AGUA UBAL	292	2.564.278,18	1	10.946
CLARIFICACION UBAL	1.424	12.504.959,74	4	33.540
AGUA POTABLE UBAL	49	430.781,21	0	1.236
AGUA DE CALDERAS UBAL	261	2.292.737,79	1	8.332
AGUA ENFRIAMIENTO (INDUSTRIAL) UBAL	2.452	21.536.580,03	13	117.590
GENERACION DE VAPOR UBAL	1.372	12.051.746,07	6	53.516
ELECTRICIDAD UBAL	300	2.637.591,86	1	10.384

AIRE COMPRIMIDO UBAL	785	6.896.489,23	6	52.816
<b>TOTAL SERVICIOS INDUSTRIALES</b>	<b>7.235</b>	<b>63.546.696</b>	<b>33</b>	<b>298.643</b>

<b>OTRAS DEPENDENCIAS</b>				
OFICINAS GENERALES	607	5.329.815,93	2	20.477
MATERIALES, PROYECTOS, SERV. ADMOS	226	1.983.804,58	1	9.057
OFICINAS CONTABILIDAD	62	541.037,61	0	2.197
SALUD OCUPACIONAL	102	899.916,80	0	3.778
OFICINAS U. DE BALANCE	10	90.900,69	0	382
MANTENIMIENTO (GRUPOS/TALLERES)	662	5.818.728,14	3	24.749
CAFETERIAS	30	261.199,89	0	2.313
MATERIALES BODEGAS GALAN	221	1.939.937,44	1	7.692
TECNICA (LABORATORIO)	109	954.457,21	0	4.007
CENTRO DE CONTROL	0		0	
<b>TOTAL OTRAS DEPENDENCIAS</b>	<b>2.029</b>	<b>17.819.798</b>	<b>7</b>	<b>74.652</b>

<b>VENTA OTROS DISTRITOS</b>				
Casabe	1.953	17.158.891,00	4.45 0	39.089.530
Galan	254	2.233.385,54	1	7.259
Oleoductos	1.500	13.176.541,15	3.78 2	33.223.282
<b>TOTAL OTROS DISTRITOS</b>	<b>3.707</b>	<b>32.568.818</b>	<b>8.23 3</b>	<b>72.320.071</b>

<b>DEPENDENCIAS EXTERNAS</b>				
Ejercito	136	1.192.656,96	1	10.009
Armada	43	381.782,89	0	1.603
Colegio de la USO	19	166.941,18	0	1.773
Colegio Rosario	40	354.512,68	0	1.488
Vivienda Rosario	451	3.958.724,92	2	16.619
Vivienda 25 de agosto	390	3.426.571,54	2	13.917
Club Miramar	241	2.114.588,26	3	22.455
Club Infantas	349	3.065.879,80	1	12.452
Casa Huespedes	7	59.085,45	0	248
Salud (Zona Hospitalaria)	729	6.401.431,22	3	27.163
Comisariato	190	1.669.411,78	2	17.728
Policía	76	667.764,71	1	7.091

Vivienda Yariguies	61	531.769,02	0	2.232
Bomberos	19	166.941,18	0	1.773
<b>TOTAL PARTICULARES</b>	<b>2.751</b>	<b>24.158.062</b>	<b>15</b>	<b>136.551</b>

<b>GRAN TOTAL</b>	<b>85.691</b>	<b>752.382.545</b>	<b>8.528</b>	<b>74.941.701</b>
-------------------	---------------	--------------------	--------------	-------------------

<b>DEMANDA TOTAL EN MW HORA</b>	<b>94,4</b>
---------------------------------	-------------

Fuente: Departamento de Economía y Gestion GRB

Como se aprecia en la tabla anterior, el sistema de generación eléctrica de la Refinería alimenta algunos de los campos de producción de crudo localizados en los alrededores de la ciudad de Barrancabermeja, estos campos aunque tienen sistemas de generación independientes poseen interconexiones de respaldo con la Refinería.

Dichos campos son:

- Campo Casabe
- Campo Cantagallo
- Campo Galán

De la misma forma que con las plantas y campos de producción, existen otros usuarios que también consumen energía eléctrica del sistema interconectado de la Refinería, estos son:

- Policlínica de Ecopetrol
- Barrios de los trabajadores ( El Rosario, Yariguies, 25 de Agosto)
- Oficinas de Ecopetrol.

En cuanto a vapor la tabla siguiente muestra los consumos de vapor por planta en la Refinería Año 2010

**Tabla N° 6. Consumos de Vapor en las diferentes dependencias de la Refinería. Datos de 2010.**

DEPARTAMENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES			
CONSUMO DE VAPOR (LB/H)			
PLANTAS DE PROCESO	CONSUMO LBS-H		
UNIDAD	VAPOR 400 PSIG (REFINERIA)	VAPOR 600 PSIG (BALANCE)	VAPOR 150 PSIG

DEPARTAMENTO DE MATERIAS PRIMAS Y PRODUCTOS			
PTAR	0	300,2	3600,8
ELEMENTOS EXTERNOS	0	800	18900,5
<b>TOTAL MATERIAS PRIMAS</b>	0	1100,2	22600,3

DEPARTAMENTO DE REFINACION			
U-130	0	3900	26000,5
U-150	26700,7	2500,5	23600,2
U-200 / VISCORREDUCTORA I	27500,5	2600	28300,7
U-250	32800,5	3300	39300,5
U-2000	31400,8	3200	28100,3
U-2100	38000,29	2800,5	29700,3
VISC II / DEMEX	0	80400	120.100,00
UNIBON / HIDROGENO	0	129.100,00	97600,5
ESPECIALIDADES	0	1400	6700,4
SODA	0	400	4800,9
<b>TOTAL REFINACIÓN</b>	156.402,79	229.601,00	404.204,30

DEPARTAMENTO DE CRACKING			
CRACKING M. IV	51300	10800	100.700,00
CRACKING ORTOFLOW / AZUFRE I	83900	4200	31400,5
CRACKING UOP I / AZUFRE II	0	144.500,00	75300
CRACKING UOP II (NUEVA)	153.400,00	5200	50400
ALQUILACION	2400	4000	25300,5

ACIDO	0	0	0
CASA DE BOMBAS	0	7400,3	7500,9
<b>TOTAL CRACKING</b>	<b>291.000,00</b>	<b>176.100,30</b>	<b>290.601,90</b>

<b>DEPARTAMENTO DE PETROQUIMICA</b>			
PARAFINAS	151.200,00	2800	26000
FENOL	0	1200,5	14400,8
AROMATICOS	16800,3	1400	20500,5
TURBOEXPANDER	0	0	0
ETILENO II	144.000,19	0	22500,79
POLIETILENO I	0	0	0
POLIETILENO II	0	0	0
<b>TOTAL PETROQUIMICA</b>	<b>312.000,49</b>	<b>5.400,50</b>	<b>83.402,09</b>

<b>DEPARTAMENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES BALANCE</b>			
AGUA DE CONTRAINCENDIO	0	0	0
CAPTACION DE AGUA	0	0	0
CLARIFICACION	0	0	5700,4
AGUA POTABLE	0	0	0
AGUA DE CALDERAS	0	0	2400,1
AGUA ENFRIAMIENTO (INDUSTRIAL)	0	7400,4	0
GENERACION DE VAPOR	0	59000	11000,5
ELECTRICIDAD	0	521.400,00	-163.700,67
AIRE COMPRIMIDO	0	2300,8	0
DEGRADACION	0	0	0
<b>TOTAL SERVICIOS INDUSTRIALES</b>	<b>0</b>	<b>590101,2</b>	<b>-144599,67</b>

<b>DEPARTAMENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES REFINERIA</b>			
AGUA DE CONTRAINCENDIO	0	0	100
CAPTACION DE AGUA	0	0	0
CLARIFICACION	0	0	3800,7
AGUA POTABLE	0	0	5300,3
AGUA DE CALDERAS	0	0	4200,2

AGUA ENFRIAMIENTO (INDUSTRIAL)	57600,82	0	0
GENERACION DE VAPOR	143.400,60	0	22400,8
ELECTRICIDAD	658.300,00	0	-151.600,54
AIRE COMPRIMIDO	0	0	0
DEGRADACION	0	0	0
<b>TOTAL SERVICIOS INDUSTRIALES</b>	<b>859.301</b>	<b>0</b>	<b>-115.798,54</b>

<b>OTRAS DEPENDENCIAS</b>			
CAFETERIAS	0	200,5	3100
LABORATORIO	0	100	1200
SALUD OCUPACIONAL	0	0	0
MANTENIMIENTO (GRUPOS/TALLERES)	0	0	0
<b>TOTAL OTRAS DEPENDENCIAS</b>	<b>0</b>	<b>300,5</b>	<b>4300</b>

<b>GRAN TOTAL</b>	<b>1.618.704,70</b>	<b>1.002.603,70</b>	<b>544.710,38</b>
-------------------	---------------------	---------------------	-------------------

Fuente: Departamento de Economía y Gestion GRB

## 8.2 Producto

Los productos a desarrollar son en esencia energía eléctrica y vapor de proceso. La primera deberá ser generada a un nivel de tensión compatible con el sistema eléctrico de potencia de la Refinería (13.8KV o 6.3KV), con una frecuencia de 60 Hertz la cual es la frecuencia normalizada en Colombia.

El segundo producto serán 500 Klb-h (kilo-libras-hora) de vapor sobre-calentado a 150 psi de presión y el cual entrara directamente a reforzar los cabezales del sistema de vapor de la Refinería.

## 8.3 Promoción

En cuanto a la promoción del producto se debe contar con una amplia socialización del proyecto con el área operativa de tal forma que se logre un total acuerdo entre todos los interesados, que asegure que el producto cumpla las necesidades actuales de energía y vapor, dentro de los estándares requeridos y que igualmente mejore la confiabilidad en los servicios industriales.

El proyecto debe promocionar que los productos generados con mejor eficiencia aportaran al mejoramiento de los índices Solomón de la Refinería y por consiguiente mejorara el margen de refinación que actualmente está aproximadamente en 72%. Adicionalmente influirá en la disminución de las paradas de planta no programadas atribuibles a falta de disponibilidad y confiabilidad en la generación de servicios industriales (Vapor y Energía).

#### **8.4 Análisis de la oferta**

El desarrollo de proyectos de generación eléctrica en la región está claramente definido con la entrada futura de Hidrosogamoso, la cual es una planta de generación hidroeléctrica de 800 MW, que tiene planeado entrar en servicio en el año 2015 y que permitirá reforzar el sistema interconectado nacional, sobre todo en el nororiente colombiano, el cual según estudios de la UPME tiene problemas de estabilidad de tensión<sup>12</sup>

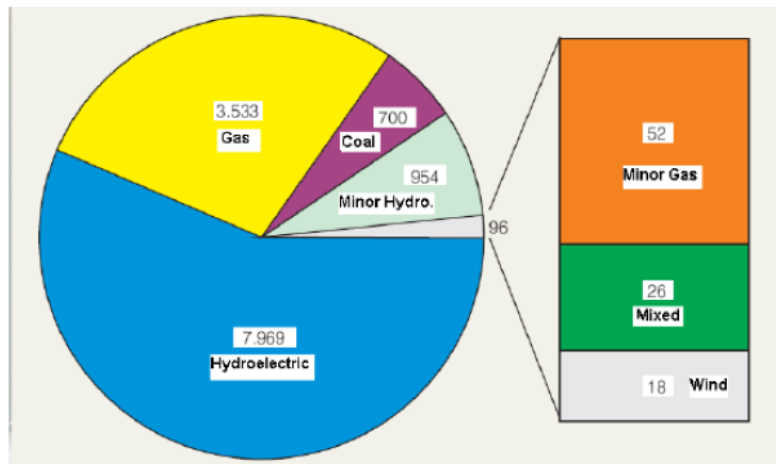
Como se aprecia en la figura 13, la mayor parte de la energía eléctrica generada en Colombia se realiza mediante plantas hidroeléctricas seguidas por las plantas de gas y carbón.

En la región existen otras Termoeléctricas como son Merilétrica 169 MW en ciclo simple, localizada al nororiente de la ciudad de Barrancabermeja y Termobarranca 85 MW con turbogeneradores a vapor, al norte de la ciudad, los cuales trabajan con calderas a gas.

---

<sup>12</sup> Fuente: Plan de Expansión de Generación y Transmisión 2010 – 2024 Unidad de Planeación Minero Energética.

**Figura N° 12. Participación de sistemas de Generación Eléctrica en Colombia.**



Fuente: Plan de expansión generación Transmisión 2010-2024 (UPME 2009).

Actualmente la Refinería cuenta con un contrato de suministro de energía desde la central Termo-Barranca por 40 MW, el cual usa como respaldo cuando el sistema de generación interno no logra suplir la demanda.

Este contrato asegura la disponibilidad de 3 turbogeneradores localizados en la central térmica (2x12 MW y 1x27 MW), que están disponibles cuando Ecopetrol lo requiera, este mismo contrato contempla que Ecopetrol debe suministrar el gas natural a utilizar en la generación eléctrica de esta central. El contrato está vigente hasta el año 2013.

Lo anterior nos indica que la oferta de energía eléctrica desde Termo-Barranca es considerable, sin embargo los niveles de confiabilidad de esta central y de los enlaces de conexión son muy deficientes (2 fallas x año según datos del Centro de Control de Distribución de Potencia - CCP), lo cual la convierte en una fuente no muy aceptada por la Refinería.

En cuanto a vapor no existen fuentes externas a la Refinería que sirvan de respaldo en caso de contingencia, sin embargo la capacidad instalada de calderas permite tener una reserva de vapor de 1.575 Klb/h, que respalda el sistema en caso de salidas de servicio de las unidades ya sea por mantenimiento o por eventos no programados. El problema con esta oferta de vapor radica en que algunos de los equipos existentes tienen más 30 años de servicio lo cual los hace poco confiables, perdiendo de esta manera la Refinería capacidad de reacción ante los eventos mencionados.

## **8.5 Análisis de la demanda**

Como ya se había mencionado y mostrado anteriormente en las tablas 4 y 5 la demanda de energía eléctrica y vapor que considera el proyecto está enfocada a suplir parte del consumo en las plantas de proceso al interior de la Refinería.

Si se tiene en cuenta que los antecedentes de pérdida en la capacidad de generación indican que en los últimos 5 años se perdieron 30,5 Megavatios de energía, la estimación inicial de demanda del proyecto en energía eléctrica cubrirá 30,5 MW, sin embargo el estudio técnico debe arrojar el valor final de demanda dadas las condiciones de la tecnología a escogida.

Dado que el nuevo sistema de generación tendrá la mejor eficiencia de los equipos instalados en Refinería, será recomendable que sea operado al 100%. La energía suministrada será inyectada al anillo de interconexión (34,5 KV) de la Refinería y se distribuirá para las distintas plantas.

En la tabla N° 7, se muestra el balance generación demanda estimado de la Refinería para los próximos 10 años.

**Tabla N° 7. Balance de Energía Eléctrica actual y futuro - Resumen.**

<b>BALANCE DE ENERGIA ELECTRICA</b>					
<b>CAPACIDAD DE GENERACIÓN ACTUAL</b>		<b>MW</b>	<b>CAPACIDAD DE GENERACIÓN FUTURA</b>		<b>MW</b>
CENTRAL DEL NORTE	TG-2401/2/3	<b>30</b>	CENTRAL DEL NORTE	TG-2401/2/3	30
UNIDAD DE BALANCE	TG-2951/2/3	<b>60</b>	UNIDAD DE BALANCE	TG-2951/2/3	60
TURBOGAS	TG-2961	<b>24</b>	TURBOGAS	TG-2961	24
TURBOS AREA SUR	TG-901/2/3 TG-951/2	<b>0</b>	TURBOS AREA SUR	TG-901/2/3 TG-951/2	<b>0</b>
			<b>COGENERADORA NUEVA</b>	<b>TG-XX</b>	<b>35</b>
<b>TOTAL</b>		<b>114</b>	<b>TOTAL</b>		<b>149</b>
<b>DEMANDA ACTUAL</b>		<b>MW</b>	<b>DEMANDA FUTURA</b>		<b>MW</b>
REFINERÍA + OLEODUCTOS		91	REFINERÍA + OLEODUCTOS+ proyectos Agua y Aire		94
<b>TOTAL</b>		<b>94</b>	<b>TOTAL</b>		<b>94</b>

Fuente: Autores

En cuanto a vapor, las 500Klb-h a generar entraran al cabezal de 150 psi y al igual que la energía eléctrica, el vapor se repartirá a las diferentes plantas a través de la red de vapor para cubrir la demanda solicitada.

En la tabla N° 8, se muestra el balance generación-demanda estimado de la Refinería para los próximos 10 años.

**Tabla N° 8. Balance de vapor actual y futuro – Resumen.**

<b>BALANCE DE VAPOR 400-600-150 PSI</b>			
<b>CAPACIDAD ACTUAL</b>	<b>KLBH</b>	<b>CAPACIDAD FUTURA</b>	<b>KLBH</b>
VAPOR DE 600 psi (5 unidades)	<b>1625</b>	VAPOR DE 600 psi (5 unidades)	<b>1625</b>
VAPOR DE 400 psi (14 unidades)	<b>2050</b>	VAPOR DE 400 psi (14 unidades)	<b>2050</b>
VAPOR DE 150 psi (0 unidades)	<b>0</b>	VAPOR DE 150 psi (1 unidad)	<b>550</b>
<b>DEMANDA ACTUAL</b>	<b>KLBH</b>	<b>DEMANDA FUTURA</b>	<b>KLBH</b>
VAPOR DE 600 psi	<b>940</b>	VAPOR DE 600 psi	<b>900</b>
VAPOR DE 400 psi	<b>1600</b>	VAPOR DE 400 psi	<b>1000</b>
VAPOR DE 150 psi	<b>550</b>	VAPOR DE 150 psi	<b>550</b>

Fuente: Autores

De acuerdo con este balance no se prevén cambios significativos en la demanda dado que no se tiene planeado la entrada de nuevas plantas de proceso que soliciten servicios industriales.

Los desarrollos y expansiones futuras de la Refinería como son el Proyecto de Modernización de Refinería (PMRB) tienen como premisa generar sus propios servicios industriales.

### **8.6 Precio**

Dada la naturaleza del proyecto, la determinación del precio se estableció teniendo en cuenta que el análisis de rentabilidad está basado en un análisis incremental, es decir está basado en la comparación de costos actuales (costo de la energía comprada al sistema interconectado y costo de generación actual), comparado con el costo que ofrecerá la nueva unidad a los clientes internos.

De la misma forma para el vapor se estableció la comparación entre el costo de la producción de vapor de 150 psi generado por los métodos actuales (degradación de vapor de 400 psi), y el costo que ofrecerá el proyecto a los clientes.

La tabla siguiente indica los valores sin proyecto y con proyecto debido a la reducción de costos por la mejora en tecnología y la aparición de beneficios asociados.

**Tabla N° 9. Comparativa de costos finales.**

<b>COMPARACIÓN DE COSTOS (Precio)</b>	<b>Sin Proyecto</b>	<b>Con Proyecto</b>
Generación de energía (COP/KW)	111,71	91,1
Generación de Vapor (COP/Klb)	11953,8	9513,64

Fuente: Autores

### 8.7 Compras de energía actuales

El precio de la energía comprada actualmente se determinó mediante la recolección de información en los departamentos encargados de la distribución de potencia en la refinería (CCP), quienes son los que administran los contratos de compra de energía.

En la tabla N° 10, se aprecian los valores de los consumos y costos de la energía eléctrica que se compra a la fecha de realización de este estudio.

**Tabla N° 10. Valores de Consumos y Compras de Energía Eléctrica promedio 2010.**

<b>COMPRAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>					
<b>ENERGIA ELECTRICA</b>	<b>GAS SUMINISTRADO</b>	<b>ELECTRICIDAD COMPRADA</b>	<b>COSTO FIJO DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	<b>PRECIO KW INLUIDO GAS</b>	<b>PRECIO TOTAL COL\$/Día</b>
TERMOBARRANCA	4,32 MPCD	10,74 MW-H	71,00 Col\$/KW	168,69 Col\$/KW	\$ 43.470.202
COMPRAS A SIN POR TBCA		0,00 MW-H	175,00 Col\$/KW	175,00 Col\$/KW	\$ 0
COMPRAS A SIN POR PARNASO		0,00 MW-H	240,00 Col\$/KW	240,00 Col\$/KW	\$ 0
COMPRAS A SIN POR SAN SILVESTRE		0,00 MW-H	240,00 Col\$/KW	240,00 Col\$/KW	\$ 0
<b>TOTAL DIARIO - ELECTRICIDAD PROMEDIO COMPRADA</b>		<b>10,74</b>			<b>\$ 43.470.202</b>

Fuente: Centro de Control y Distribución de Potencia - CCP

El principal suministrador como se observa es la central Termo-barranca que tiene un contrato vigente con Ecopetrol hasta 2013.

Es importante resaltar que el contrato con Termo-Barranca incluye el suministro por parte de la refinería del gas necesario para la producción e energía, por lo tanto la tarifa de compra de energía tiene en cuenta este costo.

### 8.8 Costos de generación eléctrica actual

A continuación se muestran los costos derivados de la generación eléctrica actual de la Refinería.

**Tabla N° 11. Costos generación eléctrica actual interna.**

TURBOGENERADORES (GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA)				
AREA		BALANCE	REFINERÍA	TOTAL COL\$/D
<b>COSTOS</b>	ENERGÍA GENERADA MW-H	70,4 MW/H	24,3 MW/H	94,7 MW/H
COSTOS VARIABLES	GAS	11.607,52 U\$/D	0,00 U\$/D	\$ 22.054.283,00
	VAPOR	49.573,15 U\$/D	33.856,87 U\$/D	\$ 158.517.037,68
	OTROS	0,00 U\$/D	0,00 U\$/D	\$ 0,00
	TOTAL VARIABLES	61.180,67 U\$/D	33.856,87 U\$/D	\$ 180.571.320,68
COSTOS FIJOS	DIRECTOS	7.210,62 U\$/D	5.714,39 U\$/D	\$ 24.557.521,54
	MANTENIMIENTO	1.020,60 U\$/D	522,19 U\$/D	\$ 2.931.297,47
	PARADAS DE PLANTA	16.901,78 U\$/D	0,00 U\$/D	\$ 32.113.388,77
	OTROS (OVERHEAD)	5.448,65 U\$/D	1.751,35 U\$/D	\$ 13.680.000,00
	TOTAL FIJOS	30.581,65 U\$/D	7.987,93 U\$/D	\$ 73.282.207,78
<b>COSTO TOTAL GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>		<b>91.762,32 U\$/D</b>	<b>41.844,80 U\$/D</b>	<b>\$ 253.853.528,45</b>
<b>COSTO TOTAL POR UNIDAD (U\$/MW)</b>		<b>0,0543 U\$/KW</b>	<b>0,0717 U\$/KW</b>	<b>111,71 Col\$/KW</b>

Fuente: Departamento de Economía y Gestión – GRB

## 8.9 Costos de generación de vapor actual

A continuación se muestran los costos derivados de la generación de vapor actual de la refinería.

**Tabla N° 12. Costos generación de Vapor actual de 150 PSI.**

GENERACIÓN VAPOR DE 150 PSI					
AREA		BALANCE	REFINERÍA	TOTAL	TOTAL COL\$/D
COSTOS	PRODUCCIÓN VAPOR	130,1 KLB/H	0,0 KLB/H	661,6 KLB/H	
COSTOS VARIABLES	COMBUSTIBLE	27.873,23 U\$/D	72.032,39 U\$/D	99.905,62 U\$/D	\$ 189.820.680,20
	VAPOR A DEGRADAR	0,00 KLB/H	531,56 KLB/H	531,56 KLB/H	
	TOTAL VARIABLES	27.873,23 U\$/D	72.032,39 U\$/D	99.905,62 U\$/D	\$ 189.820.680,20
COSTO TOTAL GENERACIÓN DE VAPOR		27.873,23 U\$/D	72.032,39 U\$/D	99.905,62 U\$/D	\$ 189.820.680,20
COSTO TOTAL POR UNIDAD DE VAPOR		8,93 U\$/KLB	5,65 U\$/KLB	7,83 U\$/KLB	11.953,80 Col\$/KLB

Fuente: Departamento de Economía y Gestion - GRB

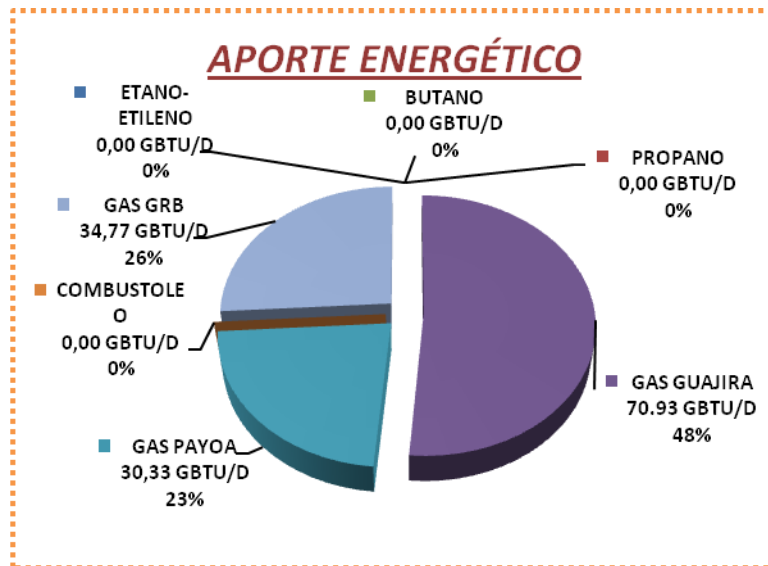
## 8.10 Precio de materia prima

El precio de las materias primas fue determinado a través de información recolectada de los diferentes departamentos de producción y en bases de datos operativas de la Refinería, así mismo se recolecto información de los datos de portafolio de Ecopetrol, el cual indica las bases de precios para todos los productos y con las cuales se exige evaluar los proyectos de inversión.

### 8.10.1 Gas (Natural y de Refinería)

La principal materia prima de la planta cogeneradora es el Gas, para su utilización la refinería cuenta con una red de gas alimentada principalmente por dos proveedores (Gas Natural Guajira y Gas Natural de campos o Payoa), el gráfico siguiente indica el aporte energético de los gases que utiliza la Refinería.

**Grafico N° 2. Aporte en energía de las diferentes fuentes de gas que utiliza la Refinería.**



Fuente Archivos GRB

A pesar que el Gas Natural es producido por Ecopetrol, llega a la refinería a través de un transportador y comercializador lo que incrementa el valor por lo tanto el valor a la entrada a la refinería es la suma del valor del gas a boca de pozo mas el valor del transporte.

La grafica siguiente muestra los costos del combustible comprado por la Refinería incluyendo el gas hacia plantas de proceso.

**Tabla N° 13. Costo de combustible en la Refinería.**

<b>COMPRAS DE COMBUSTIBLE</b>					
<b>COMBUSTIBLE</b>	<b>CONSUMO</b>	<b>APORTE ENERGÉTICO</b>	<b>PRECIO UNITARIO - PLANEADO</b>	<b>COSTO TOTAL U\$/Día</b>	<b>COSTO TOTAL COL\$/Día</b>
<b>ETANO-ETILENO</b>	0 Lb/H	0,00 GBTU/D	2,55 U\$/Lb	\$ 0	\$ 0
<b>PROPANO</b>	0,00 BPD	0,00 GBTU/D	16,10 U\$/BLL	\$ 0	\$ 0
<b>BUTANO</b>	0,00 BPD	0,00 GBTU/D	14,00 U\$/BLL	\$ 0	\$ 0
<b>GAS GUAJIRA</b>	60,10 MPCD	60,32 GBTU/D	2,26 U\$/KPCS	\$ 135.730	\$ 257.886.869
<b>GAS PAYOA</b>	29,00 MPCD	30,33 GBTU/D	4,72 U\$/KPCS	\$ 136.784	\$ 259.889.489
<b>COMBUSTOLEO</b>	0,00 BPD	0,00 GBTU/D	21,10 U\$/BLL	\$ 0	\$ 0
<b>GAS GRB</b>	32,61 MPCD	34,77 GBTU/D	3,38 U\$/KPCS	\$ 110.233	\$ 209.442.164
<b>TOTAL DIARIOS CON GAS GRB</b>				<b>\$ 382.747</b>	<b>\$ 727.218.522</b>

\*Valor del Gas el cual no incluye el transporte, aproximadamente USD\$1 por KPCD

Fuente: Archivos GRB

A continuación se muestra los precios del gas y su proyección de crecimiento de acuerdo con los estudios de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), a la fecha de elaboración de este estudio.

Los precios enunciados no se mantienen constantes dado que son estudios de proyección, esto es importante resaltarlo puesto que la variación en los precios de gas tiene una gran incidencia en los beneficios finales del proyecto que se reflejan en la evaluación financiera.

**Tabla N° 14. Precios de gas con proyecciones.**

<b>PROYECCION DE PRECIOS GAS GUAJIRA *</b>	
<b>AÑO</b>	<b>BOCA DE POZO</b>
	<b>USD/MBTU</b>
2009	3,6974
2010	3,014
2011	2,9943
2012	2,8645
2013	2,7227
2014	2,6044
2015	2,4865
2016	2,3611
2017	2,2643
2018	2,3018

Fuente: UPME 2010

### **8.10.2 Agua y productos químicos**

Para los procesos de obtención de vapor, la materia prima además del gas como fuente de energía es el agua, esta agua captada del río Magdalena, sufre una serie de procesos y tratamientos químicos que la adecuan para su utilización.

En la tabla N° 15, se puede observar los costos del agua y su tratamiento que serán incluidos en el cálculo del precio de la kilo-libra de vapor en la planta cogeneradora.

**Tabla N° 15. Costo del tratamiento de agua**

<b>COSTOS TRATAMIENTO DE AGUA (USD)</b>			
	<b>Total</b>	<b>Refinería</b>	<b>Balance</b>
Steam Flow		70%	30%
Total Steam Flow (klb/hr)	1.997	0	0
Condensate recovery	100,0%	40,3%	56,0%
Make-up	0,0%	59,7%	44,0%
Make-up (klb/hr)	0	0	0
Make-up (gpm)	0	0	0
Make-up (kgal/klb)	0,00	0,07	0,05
Raw water cost (\$/kgal)	2,50	2,50	2,50
Raw water cost (\$/klb)	0,00	0,18	0,13
Demin water cost (\$/kgal)	6,50	6,50	6,50
Demin water cost (\$/klb)	0,00	0,47	0,34
<b>Total water cost (\$/klb)</b>	<b>0,00</b>	<b>0,64</b>	<b>0,47</b>

Fuente: Departamento de Economía y Gestión – GRB.

### **8.10.3 Consumo interno de la planta**

Toda planta para su operación consume cierta cantidad productos o energía que finalmente se ven reflejados en el precio final del producto.

Para el caso de la planta co-generadora es necesario contar con energía eléctrica que consumen los equipos auxiliares para su ciclo de operación. Así mismo la planta debe contar con el suministro de servicios básicos (agua, energía eléctrica, teléfonos, internet) que también deben ser incluidos en el costo final del producto.

### **8.11 Conclusión al estudio de mercados**

Como conclusión al estudio de mercado se puede mencionar:

- La demanda estimada futura está completamente cubierta por el nuevo proyecto.
- A pesar que la demanda futura se estimo con la premisa que no existen proyectos a vista, la implementación del nuevo proyecto brinda mayor disponibilidad para una futura nueva demanda.

- Con el nuevo proyecto Ecopetrol se blinda con respecto a la utilización de la oferta externa, la cual es más costosa.
- El análisis comparativo costos (precios) indica, que existe un buen beneficio en reducción de costos entre los esquemas de generación actual y futuro. Con el análisis incremental realizado en el estudio financiero se muestran los resultados financieros de los beneficios derivados de la reducción del precio de producción.

## 9 ESTUDIO TECNICO

En este capítulo se indican los factores técnicos que determinan la forma más adecuada y eficiente de ejecutar el proyecto, de tal forma que se cumplan los objetivos planteados.

Se incluyen a continuación: Proceso, Tecnología, Tamaño, Maquinaria, Localización, Obras y otros aspectos operativos.

### 9.1 Descripción del proceso

La cogeneración es una tecnología que permite producir calor y electricidad en un proceso conjunto. El calor se presenta en forma de vapor de agua a alta temperatura y presión que puede ser reutilizado en la producción de energía o transportado hacia otros procesos que exigen calor.

El gas sea natural o sintético es la energía primaria más utilizada pero no la única para hacer funcionar las centrales de cogeneración. También pueden utilizarse fuentes de energía renovables y residuos de materiales vegetales.

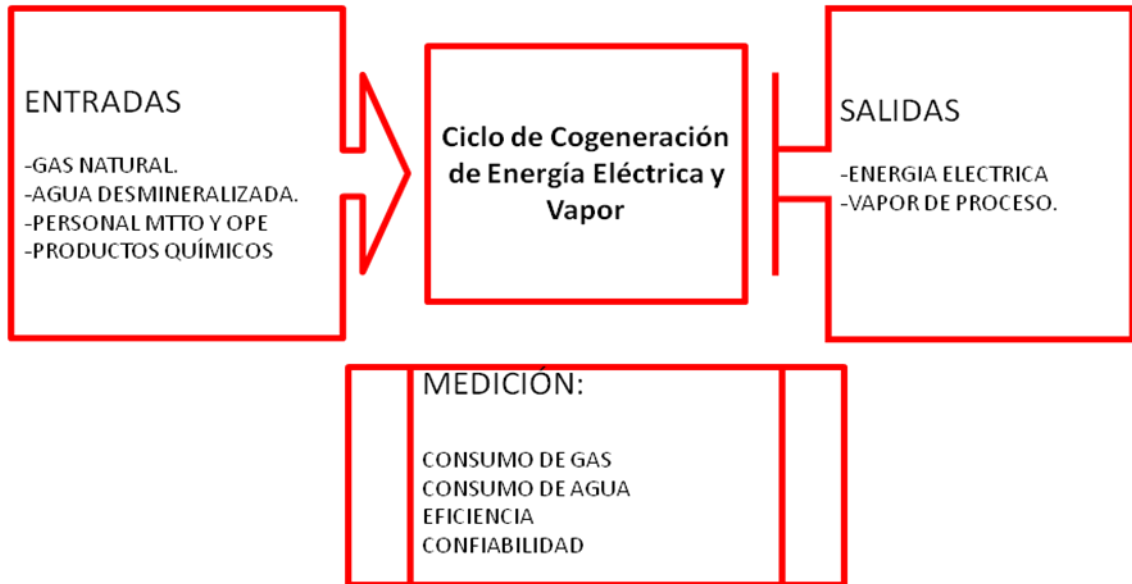
Con la tecnología actual, las centrales de cogeneración de electricidad-calor pueden alcanzar un rendimiento energético del orden del 90%. El procedimiento utilizando gas natural como combustible es más ecológico que las que usan carbón u otros combustibles fósiles, ya que durante la combustión el gas natural libera menos dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y óxido de nitrógeno (NOX).

La figura siguiente muestra el proceso de cogeneración con gas en el cual se identifica la materia prima como entrada y el producto como salida.<sup>13</sup>

---

<sup>13</sup>Fuente:[http://www.miliarium.com/monografias/energia/Eficiencia\\_Energetica\\_Renovables/Cogeneracion.htm](http://www.miliarium.com/monografias/energia/Eficiencia_Energetica_Renovables/Cogeneracion.htm)

**Figura N° 13. Proceso de Cogeneración con gas**



Fuente: Autores

A continuación se hace una breve descripción de las fases que componen el proceso de cogeneración a implementar en la refinería:

### **9.1.1 Alimentación de Gas Natural y Gas de Refinería.**

El proceso inicia con la entrada del gas que proviene de los yacimientos de la Guajira y que es transportado por el gasoducto Ballenas-Barrancabermeja, o de los pozos de gas del campo Payoa localizados en Santander. El gas llega con una presión de 550psi y es recibido por un sistema de válvulas que reducen su presión a 350psi, antes de distribuirlo para alimentar todas las plantas de proceso, así como a los sistemas de calderas y en general todos los usuarios que necesiten gas para sus procesos.

La tabla siguiente muestra la relación productor-consumidor de Gas en la Refinería

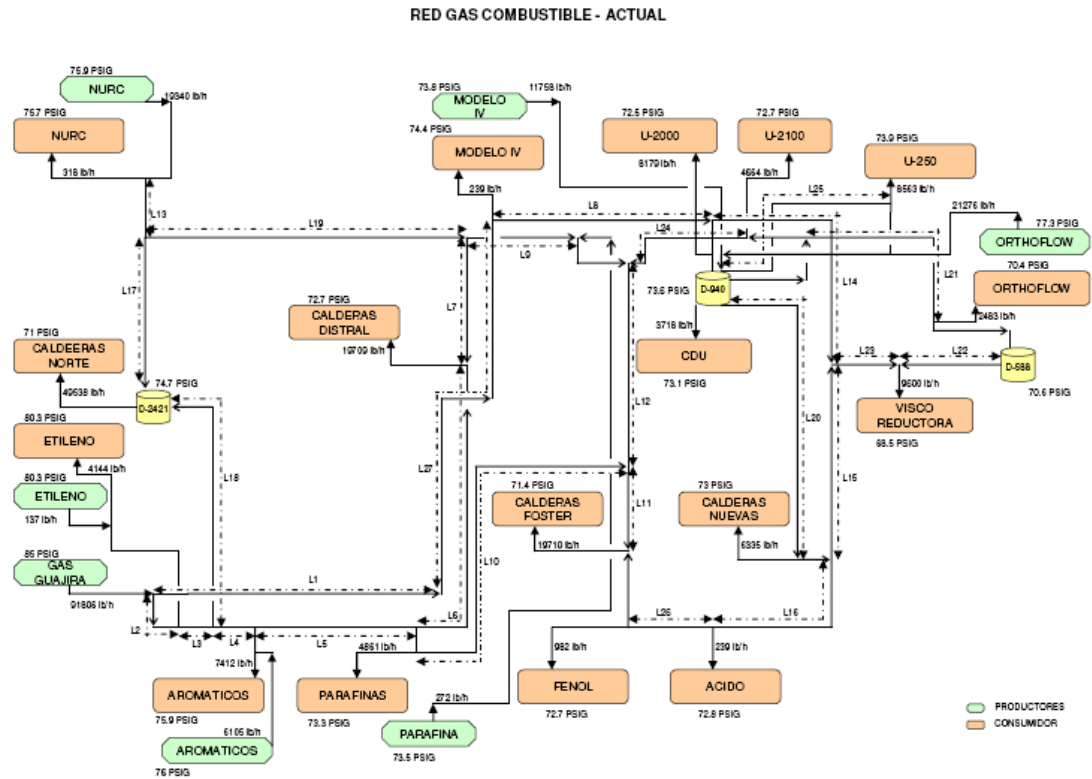
**Tabla N° 16. Relación productor-consumidor GRB.**

<b>FUEL GAS</b>		
<b>ACTUAL</b>		
<b>UNIDAD</b>	<b>PRODUCTOR (lb/h)</b>	<b>CONSUMIDOR (lb/h)</b>
GAS GUAJIRA Y CAMPOS	91806	0
ORTHOFLOW	21276	2483
MODELO IV	11758	239
PARAFINAS	272	4861
ETILENO	137	4144
NURC	19340	318
AROMATICOS	6105	7412
CDU	0	3718
U-250	0	8563
ACIDO	0	239
FENOL	0	982
U-2100	0	4664
U-2000	0	8179
CLDERAS NUEVAS	0	6335
CALDERAS DISTRAL	0	19709
CALDERAS FOSTER	0	19710
VISCORREUCTORA	0	9600
CALDERAS NORTE	0	49538
<b>TOTAL</b>	<b>150694</b>	<b>150694</b>

Fuente: Departamento de Economía y Gestión – GRB.

El balance diario de gas determina las compras de gas necesarias, la figura siguiente nos indica de forma general la red de gas de la Refinería y quienes son productores y consumidores del mismo.

Figura N° 14. Diagrama de Gas - Refinería de Barrancabermeja



Fuente: Departamento de Economía y Gestión – GRB.

El gas natural es suministrado por Petro-Santander quien es la compañía encargada de la comercialización del gas, ya que Ecopetrol por ser productor de gas no puede ejercer el rol de transportador ni comercializador.

Mediante una tubería de 6” pulgadas el gas es llevado hacia la válvula de entrada de la cogeneradora.

**Foto N° 7. Sistema de entrada de alimentación de gas a la GRB.**



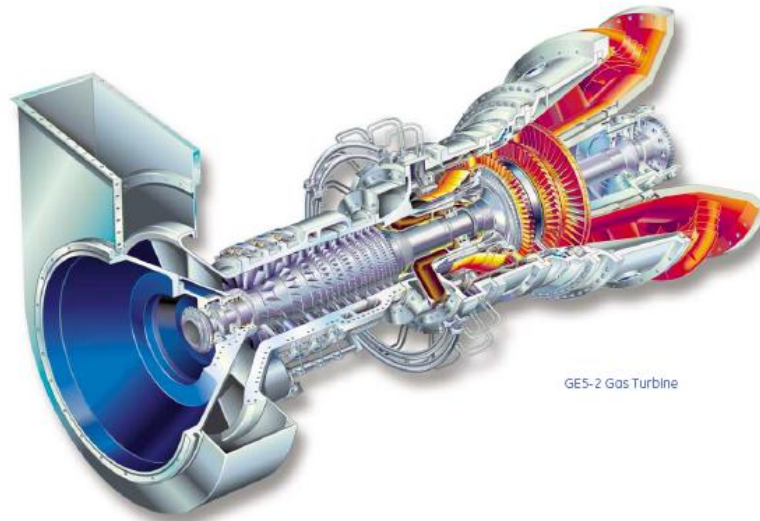
Fuente: Autores

### **9.1.2 Combustión**

El gas es ingresado a una máquina de combustión interna ya sea Turbina o Motor dentro de los cuales se produce la combustión, convirtiendo la energía calorífica contenida en el combustible en energía cinética rotativa, esta energía es transmitida al eje de la máquina para ser entregada al generador acoplado.

Las figura N° 15 y la foto N° 8, muestran los dos tipos de maquinaria de combustión más utilizados en plantas de cogeneración (Turbinas y Motores reciprocantes).

**Figura N° 15. Turbina Tipo Industrial General Electric Inc.**



Fuente: Catalogo Turbinas a Gas General Electric.

**Foto N° 8. Planta de cogeneración utilizando motores a gas como driver principal.**



Fuente: Proyecto ELCATEX (Honduras) - Caterpillar Engineering Package

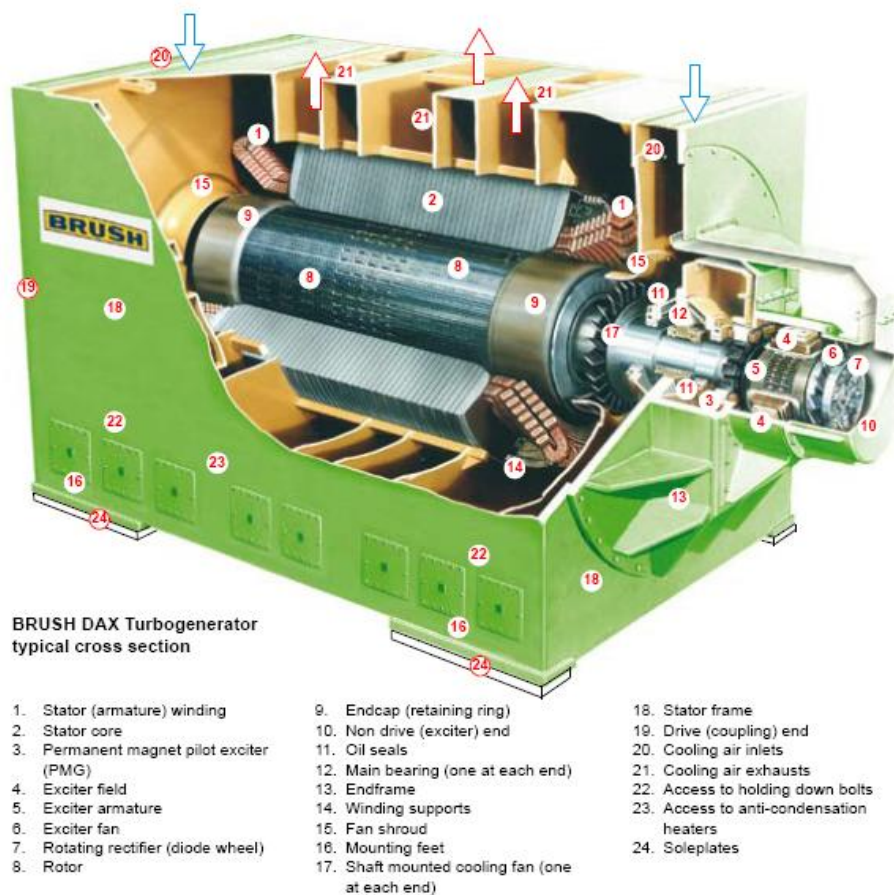
### 9.1.3 Generación Eléctrica

La energía transmitida desde la turbina o Motor hace girar el eje de un generador eléctrico, convirtiendo la energía cinética en energía eléctrica mediante un proceso de conversión electromagnética.

Aquí se obtiene el primer producto, la energía eléctrica, que es tomada de los bornes de salida del generador y transportada a una subestación eléctrica para su distribución a todas las cargas.

La figura a continuación muestra un esquema de generador eléctrico típico que se acopla una maquina de combustión primaria.

Figura N° 16. Generador eléctrico.



Fuente: Brush Electrical Machines

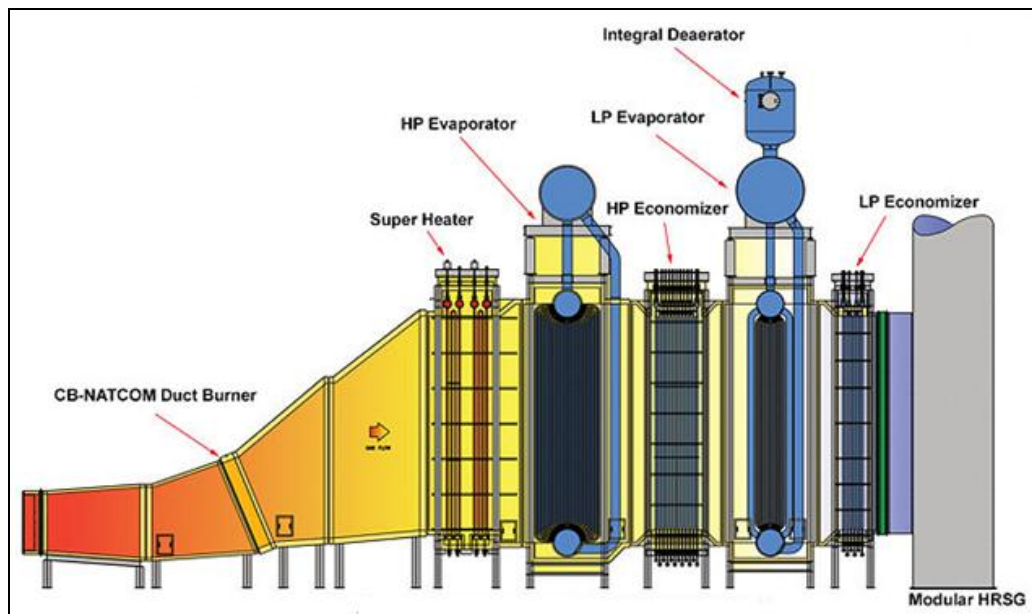
### 9.1.4 Gases de escape - Generación de Vapor

Los gases de la máquina de combustión son redirigidos hacia un ducto que los encamina hacia la caldera recuperadora de calor (HRSG - Heat Recovery Steam Generator), la cual está construida de tal manera que transfiere el calor de los gases de escape hacia los tubos donde transita el agua, convirtiendo esta en vapor. La conversión se realiza a una temperatura cercana a los 600°C por lo que la conversión de agua en vapor es inmediata.

Si es necesario aportar más calor al agua debido a las características del vapor solicitado se pueden utilizar quemadores auxiliares que también trabajan con Gas natural y los cuales aportan el calor adicional requerido.

El calor que no logró ser extraído de los gases de escape es dirigido hacia la chimenea en forma de gases residuales y el vapor de agua es inyectado al cabezal de vapor que lo llevara hacia las plantas de proceso que lo requieran.

**Figura N° 17. Diagrama General caldera recuperadora de calor (HRSG).**



Fuente: Heat Recovery Worldwide Magazine

### 9.1.5 Procesos complementarios

Adicionalmente a los procesos mencionados, la planta necesita otros procesos complementarios que son llamados BOP (Balance de Planta) los cuales se

encargan de mantener y controlar el funcionamiento normal de todo el conjunto. Entre estos están:

- a) Sistemas de lubricación turbina y generador
- b) Sistemas de enfriamiento
- c) Sistemas de instrumentación y medida
- d) Sistemas de control de la máquina de combustión
- e) Sistemas de control de la caldera HRSG
- f) Sistemas de protección mecánica y eléctrica
- g) Sistemas contra incendio
- h) Sistema de respaldo (Baterías y UPS)

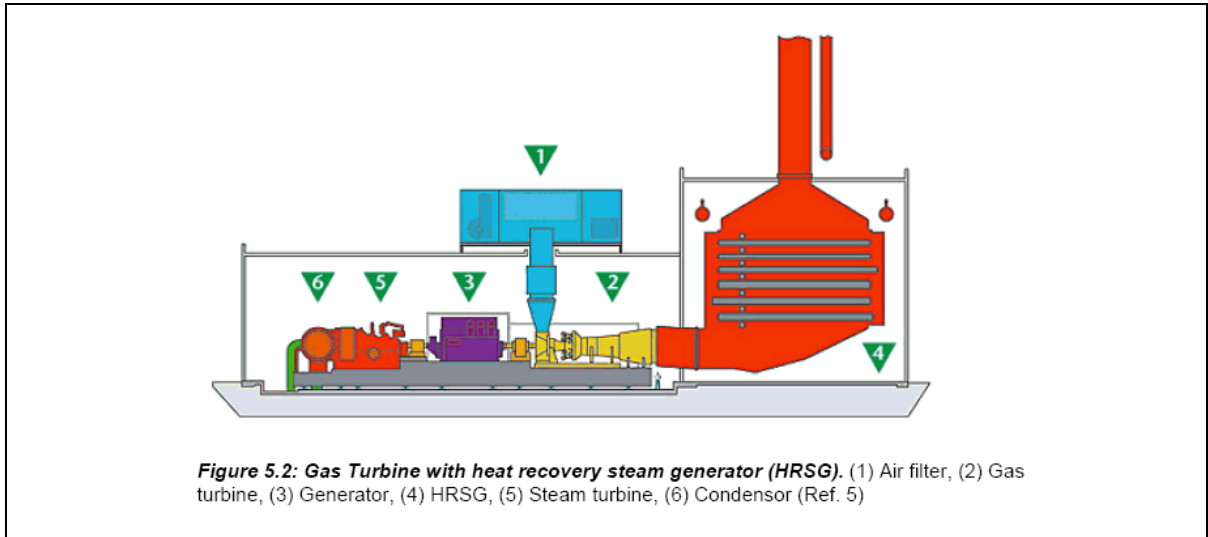
**Foto N° 9. Sistemas auxiliares de una unidad de cogeneración.**



Fuente: Autores

La imagen siguiente nos indica de forma sencilla la distribución de los equipos en una planta convencional de cogeneración.

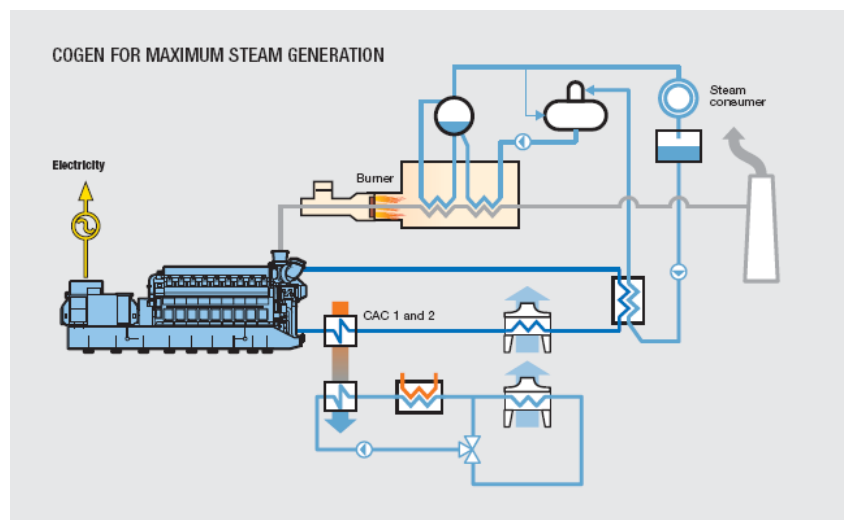
**Figura N°18. Esquema general de cogeneración con turbina.**



Fuente: Heat Recovery Worldwide Magazine

De igual forma en las dos figuras siguientes se muestran los esquemas generales de un sistema de cogeneración basado en motores alternativos de combustión interna.

**Figura N° 19. Esquema de cogeneración con motores a gas.**



Fuente: Heat Recovery Worldwide Magazine

**Foto N° 10. Esquema de cogeneración usando motores a gas.**



Fuente: (Wartsila Corp)

## **9.2 Tecnología**

De los diferentes tipos de cogeneración disponibles en el mercado se decidió evaluar las dos siguientes alternativas:

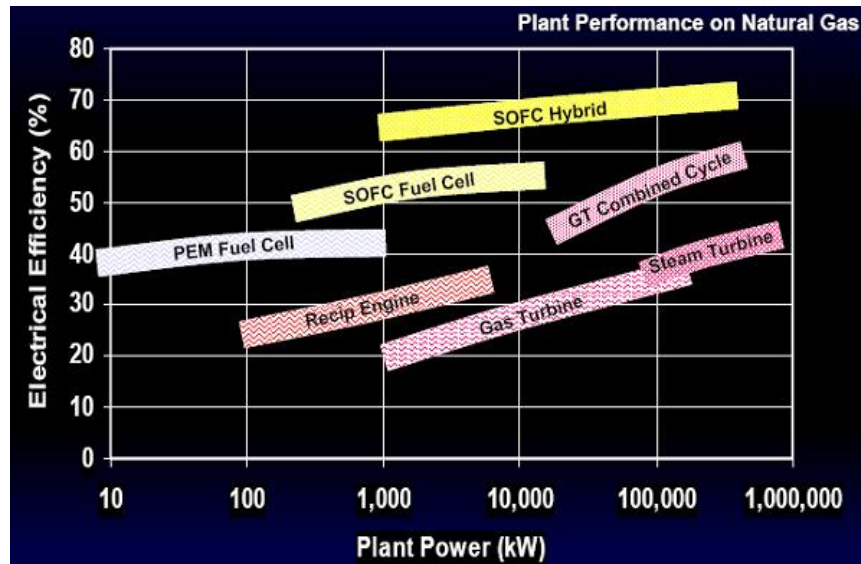
- Cogeneración con Turbinas a Gas.
- Cogeneración con motores de combustión interna a Gas

Las dos tecnologías a evaluar se escogieron puesto que son las que tienen mayor desarrollo tecnológico, representación en el mercado colombiano, son tecnologías avaladas y probadas por Ecopetrol en sus procesos.

La figura N° 20, indica la participación de las diferentes tecnologías de acuerdo con el tamaño de la planta y la eficiencia en los procesos que la componen.

Se puede apreciar que para el rango de tamaño de la cogeneradora de este proyecto las tecnologías adecuadas son como se menciono Turbinas y Motores a Gas.

Figura N° 20. Comparativo eficiencia Vs tamaño en las diferentes tecnologías del mercado.



Fuente: Fuente: Diesel and Gas Turbine Worldwide Magazine

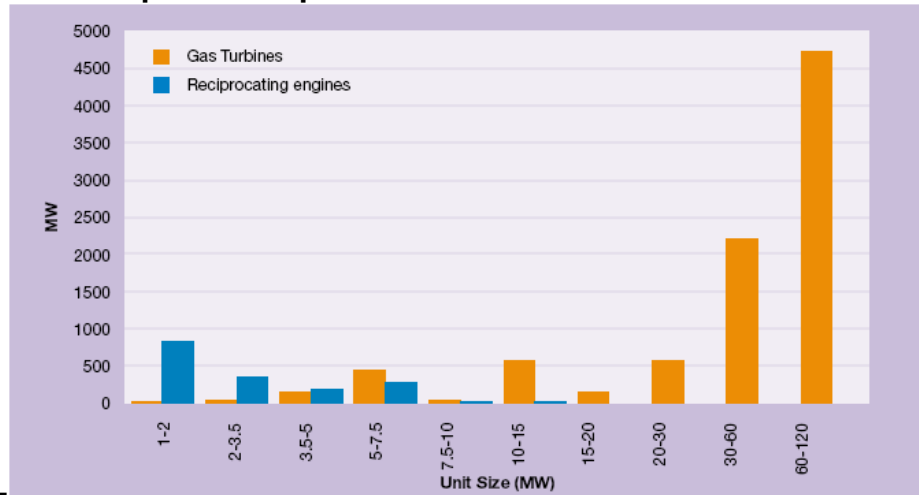
## 9.2.1 Determinación de tecnología

### 9.2.1.1 Generación eléctrica

Para determinar la tecnología a usar se realizó un cuadro comparativo entre las dos alternativas definiendo las variables y sus pesos que más inciden en el logro de los objetivos del proyecto.

En el gráfico a continuación, se aprecia la participación en el mercado de las dos tecnologías evaluadas de acuerdo con la capacidad instalada.

**Gráfica N° 3. Participación en el mercado mundial turbinas de gas y de las máquinas reciprocantes.**



Fuente: Diesel and Gas Turbine Worldwide Magazine

El gráfico nos muestra que para potencias en el rango que se necesita (Aprox. 30 Megavatios), la cual es la potencia a suministrar en el proyecto, el mercado está básicamente determinado por la turbinas a gas, esto se da por los mejores niveles de eficiencia y costos por kilovatio que ofrecen las turbinas a gas con respecto a los motores reciprocantes.

En la tabla N° 17 se desarrolla la calificación entre las dos alternativas de acuerdo con sus características más importantes.

**Tabla N° 17. Comparación de alternativas**

<b>TEGNOLOGIA PARA COGENERACION</b>			
<b>CARACTERISTICAS EVALUADAS</b>	<b>PESO (%)</b>	<b>TURBINAS A GAS</b>	<b>MOTORES A GAS</b>
COMBUSTIBLE QUE PUEDE USAR ALTERNO AL GAS	2		X
TAMAÑO DISPONIBLE EN EL MERCADO (Potencia X Unidad)	5	x	
MARCAS RECONOCIDAS	5	X	X
REPRESENTACION Y ASISTENCIA TECNICA	5	X	X
EFICIENCIA TERMICA	20		X
TEMPERATURA DE LOS GASES DE ESCAPE	20	X	
EFICIENCIA DEL CICLO DE COGENERACION	20	X	
COSTOS DE MANTENIMIENTO ( Mtto x Unidad)	5	X	
DISPONIBILIDAD DE REPUESTOS (Repuestos X Unidad)	5	X	X
FAMILIARIZACION CON LA TEGNOLOGIA	3	X	
TAMAÑO TOTAL DE LA PLANTA	5	X	
COMPLEJIDAD DE LA PLANTA	5	X	
	100	78	37

Fuente: Los autores

De acuerdo con el análisis la tecnología escogida para el proyecto es la turbina a gas.

### **9.2.1.2 Generación de Vapor de proceso**

En el mercado existe gran variedad de dispositivos para generación de vapor sin embargo debido al alto nivel de confiabilidad requerida en los procesos de refinación, sumado a la calidad del vapor que exigen dichos procesos, el 70% de las refinerías en el mundo poseen cogeneración con turbinas de gas y HRSG.

La tecnología (HRSG) Heat Recovery Stem Generator, es utilizada en el 95% de los proyectos de cogeneración<sup>14</sup>.

Al igual que en el caso de las turbinas, Ecopetrol se inclina naturalmente hacia tecnologías probadas y con la cual tenga experiencia como es el caso de las HRSG que ya existen y son conocidas en la Refinería.

## **9.3 Capacidad instalada y/o tamaño**

Para determinar el tamaño o capacidad de la planta se tuvieron en cuenta los siguientes factores:

### **9.3.1 Capacidad en energía eléctrica**

- Balance generación-demanda futura de energía eléctrica que equivale a 94 Megavatios.
- Compras de energía actuales que oscilan entre 10 y 30 Megavatios dependiendo de la disponibilidad mecánica de las plantas.
- Pérdida de capacidad de generación eléctrica por salida de servicio de equipos 30,5 Megavatios.
- Capacidad rodante de generación, este concepto se refiere a la capacidad extra de potencia que deben tener las maquinas para afrontar un evento de salida de servicio intempestiva de alguna de ellas, sin que el sistema eléctrico o la operación de la Refinería se vea afectada. Normalmente los valores en refinerías están entre 25 y 30%.
- Nivel de confiabilidad N-2 cubierto.

---

<sup>14</sup> Fuente: Estudio alternativas de mejoramiento de los servicios industriales KBC 2007

Teniendo en cuenta los criterios mencionados, el turbogenerador debe ser como mínimo de 25 Megavatios. Según información de fabricantes las maquinas más cercanas a este valor son:

- Turbinas Siemens SGT 800 47 Megavatios (Condiciones ISO)
- Turbinas General Electric MS6000B 43 megavatios ( Condiciones ISO)

Condiciones ISO se refiere a condiciones ideales de temperatura y presión en fabrica, estas condiciones son corregidas con respecto al sitio final de instalación para este caso Barrancabermeja, lo que arroja luego de las correcciones, valores para ambas maquinas de alrededor de 35 Megavatios, por lo tanto se considera para el proyecto que la capacidad de generación eléctrica será de 35 Megavatios.

### **9.3.2 Capacidad en vapor de proceso**

- Balances generación-demanda futura de Vapor que equivale a 550Klb-H de vapor de 150 psi. El cual no se produce actualmente con sistemas de calderas sino que se degrada de forma ineficiente.
- Degradación actual de vapor en refinería. 500Klb-h de vapor de 400psi es convertido en vapor de 150psi.

Los equipos como calderas pueden ser diseñados a la medida del cliente, esto significa que para el caso de este proyecto no habría dificultad en solicitar la fabricación de una caldera de 500 Klb/h y 150 psi de acuerdo con las estimaciones dadas.

## **9.4 Equipos y maquinaria**

A continuación se presentan los equipos y maquinaria que serán utilizados en la planta de cogeneración, solo se especifican los de mayor peso en el proyecto, los equipos menores serán de alcance del constructor, en su suministro e instalación.

### **9.4.1 Turbogenerador a gas**

Siendo este equipo el corazón del proyecto, son de suma importancia las características técnicas que posea, por tal razón y de acuerdo con lo mencionado en el capítulo de determinación de tecnología, se han seleccionado dos marcas

como las recomendables para el suministro del turbogenerador, a continuación se relacionan sus características técnicas:

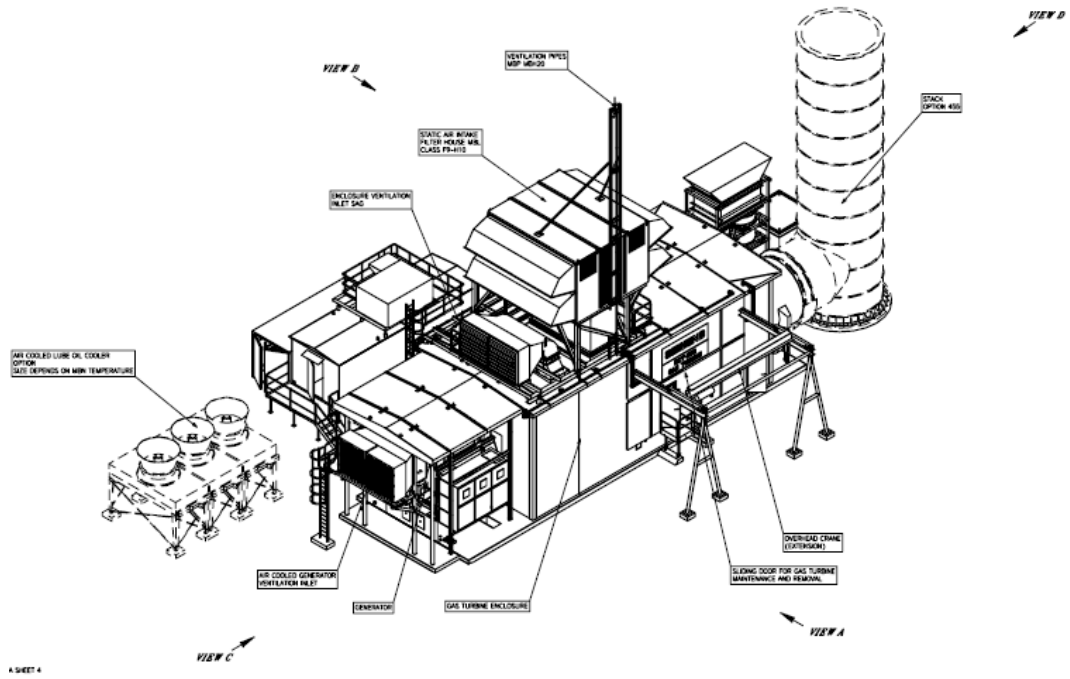
**1) Siemens SGT800 (Turbina industrial)**

**Tabla N° 18. Características Turbogenerador SIEMENS SGT800**

<b>SIEMENS SGT800</b>	
<b>POWER GENERATION</b>	47MW(ISO)
<b>FUEL</b>	Natural Gas
<b>Frecuency</b>	50/60 Hz
<b>Electrical Efficiency</b>	37.5%
<b>Heat Rate</b>	9,0968 Btu/Kwh
<b>speed</b>	6608 RPM
<b>Compressor Presssure Ratio</b>	19:01
<b>Exhaust Gas Flow</b>	131.5 Klg/s
<b>Temperature</b>	554 C
<b>Nox Emissions</b>	15 ppm
<b>Output Generator</b>	54 MVA
<b>Output Voltaje</b>	13,8KV
<b>Insulation Class</b>	B

Fuente: Siemens Power Generation

Figura N° 21. Disposición General Turbogenerador SIEMENS SGT800.



Fuente: Siemens Power Generation

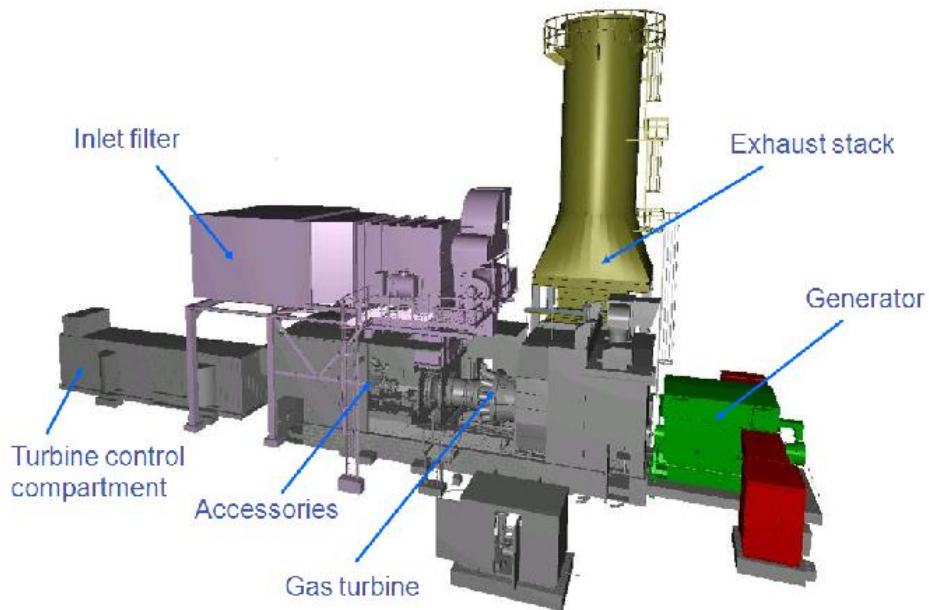
## 2) General Electric MS6001B

**Tabla N° 19. Características Turbogenerador GENERAL ELECTRIC MS6001B.**

<b>GENERAL ELECTRIC MS6001B</b>	
<b>POWER GENERATION</b>	42.1 MW(ISO)
<b>FUEL</b>	Natural Gas
<b>frecuency</b>	50/60 Hz
<b>Electrical Efficiency</b>	32.1%
<b>Heat Rate</b>	11,230 Btu/Kwh
<b>speed</b>	5163 RPM
<b>Compressor Presssure Ratio</b>	12:02
<b>Exhaust Gas Flow</b>	141.1 Klq/s
<b>Temperature</b>	548 C
<b>Nox Emissions</b>	´ - ppm
<b>Output Generator</b>	50 MVA
<b>Output Voltaje</b>	13,8KV
<b>Insulation Class</b>	B

Fuente: General Electric Inc.

**Figura N°22. Disposición general Turbogenerador GENERAL ELECTRIC MS6001B.**



Fuente: General Electric Inc.

#### **9.4.2 Caldera Recuperadora de Calor (HRSG)**

Como ya se había mencionado las calderas son equipos con mucha versatilidad en la fabricación esto quiere decir, que aunque los fabricantes poseen modelos estándar, la ingeniería es diseñada adaptándose a las necesidades del cliente.

Para este caso se solicitó con fabricantes una caldera con las características propias de este proyecto (500Klb-h de Vapor y 150 PSI de presión), encontrando que en el mercado se encuentran calderas con las siguientes características:

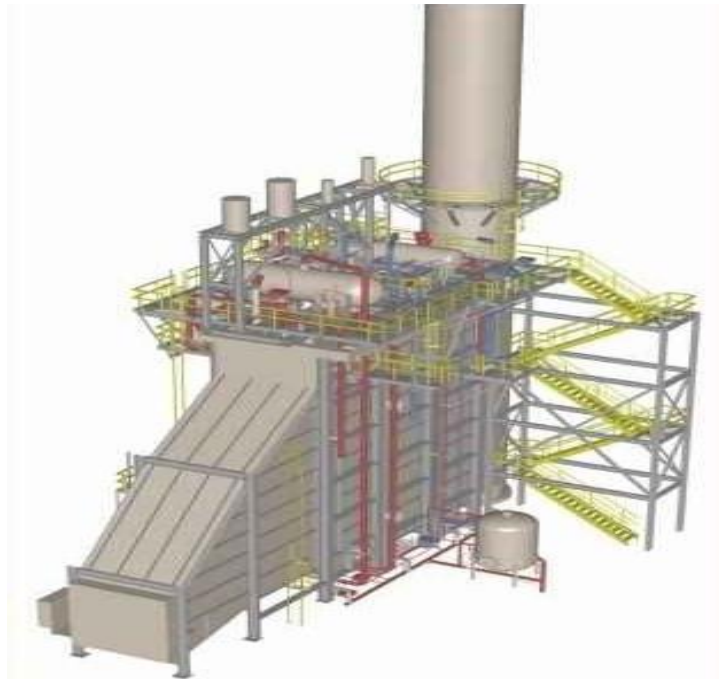
## 1) International Steam Technologies (IST)

Tabla N° 20. Características Caldera recuperadora HRSG.

CALDERA RECUPERADORA (HRSG)	
HP STEAM FLOW	564.000 Lb-h
HP STEAM TEMPERATURE	482 F
HP OPERATING PRESS	190 psi
HP PINCH	95 F
HP FEEDWATER PRESS	680 psi
HP FEEDWATER TEMP	254 F
EXHAUST STACK TEMP	298 F
FUEL	NATURAL GAS
WEIGHT	591096 Lb
With post combustion	Yes
Modular Desing	Yes

Fuente: IST inc.

Figura N° 23. Caldera Recuperadora HRSG.



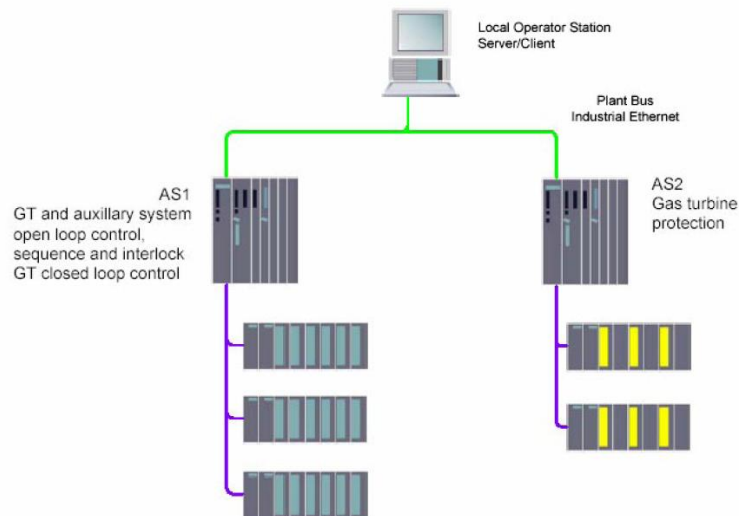
Fuente: Heat recovery Worldwide Magazine

### 9.4.3 Cuarto de control

Para controlar de forma centralizada la planta se usará un sistema de control distribuido, tipo DCS al cual le llegarán todas las variables y medidas y con las cuales el operador, si está en manual o los dispositivos controladores si está en automático, podrán controlar la operación de la planta.

Esto incluye control de la turbina, generador, caldera, subestación eléctrica entre otros sistemas.

**Figura N° 24. Arquitectura de un sistema de control distribuido para una planta cogeneradora.**



Fuente: Siemens Control & Automation

### 9.4.4 Subestación eléctrica

Toda la potencia producida deberá ser exportada a través de una subestación eléctrica hacia la red de la Refinería,

Así mismo los sistemas auxiliares de la planta deberán ser alimentados desde esta central, las características básicas de esta subestación deberán estar de acuerdo con los estándares que Ecopetrol aplica en las subestaciones de la Refinería en cuanto a nivel de tensión, configuración de barrajes, esquemas de protección, control y alarma, niveles de cortocircuito permitidos entre otros.

A continuación se muestran dos fotos de una subestación típica en la Refinería de Barrancabermeja.

**Foto N° 11. Subestación eléctrica típica en la Refinería de Barrancabermeja.**



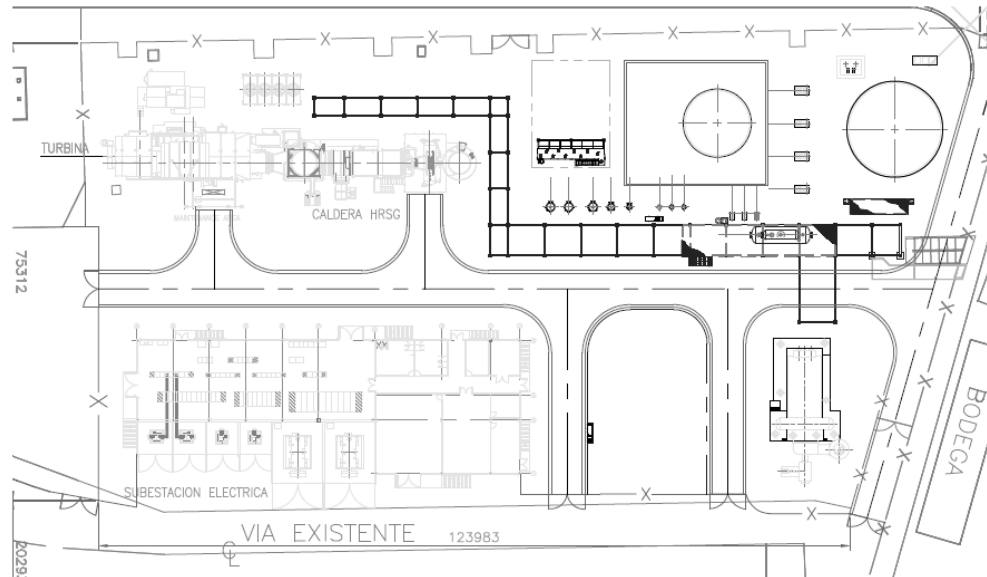
Fuente: Autores

**9.5 Distribución de la planta (PLOT PLAN)**

De acuerdo con los estudios de capacidad y tamaño, así como los análisis de los equipos disponibles en el mercado, se estima que el área mínima requerida debe ser del orden de 10.000 m<sup>2</sup>.

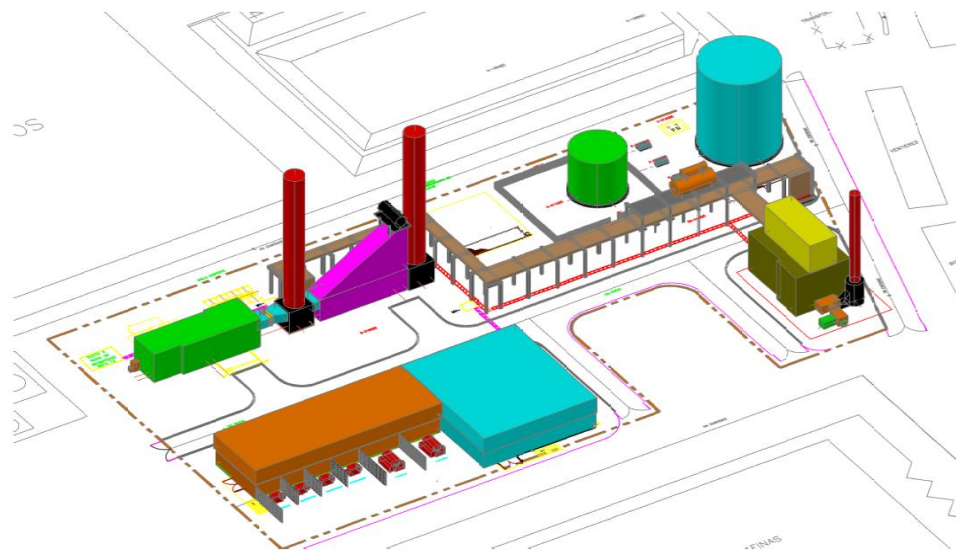
En el área mencionada se distribuirán los equipos y maquinaria de proceso así como las oficinas operativas y de administración.

**Figura N° 25. Planimetría de distribución de equipos.**



Fuente: Autores

**Figura N° 26. Distribución opcional de planta de la unidad cogeneradora.**



Fuente: Autores

## **9.6 Estudio de localización**

En el presente estudio se analizan los diferentes aspectos que se deben tener en cuenta para definir la ubicación de la unidad de cogeneración, partiendo desde los aspectos fundamentales tales como el abastecimiento de energía, agua, gas, etc., siguiendo con un análisis de ubicación de la planta, considerando aspectos constructivos, de seguridad, entre otros.

### **9.6.1 Macrolocalización**

La planta objeto de este estudio se localizara al interior de la Refinería de Barrancabermeja, en el municipio de Barrancabermeja, el departamento de Santander. Colombia.

### **9.6.2 Emplazamiento**

Para definir de una manera técnica el emplazamiento de la unidad de cogeneración, se muestran a continuación las consideraciones sobre las cuales se realizo la evaluación de las diferentes alternativas de ubicación del sistema.

Teniendo en cuenta la fase aun temprana en que se encuentra el proyecto, se realizo un estudio de selección de sitio basado en parámetros de evaluación y calificación, de esta forma se identifican y valoran las ventajas y desventajas relativas entre cada una de las alternativas, lo cual permite definir un orden de elegibilidad y calificar las condiciones claves para cada sitio.

El presente estudio evaluó los parámetros técnicos básicos, necesarios para la construcción de una planta, entre los cuales se encuentran: la disponibilidad de materias primas, la disponibilidad de servicios industriales (agua, vapor, etc.), las vías de acceso, la energía eléctrica, el combustible, los terrenos disponibles, la seguridad física y la seguridad desde el punto de vista de los riesgos operativos, el impacto ambiental, etc.

#### **9.6.2.1 Parámetros a considerar.**

Los parámetros que se tuvieron en cuenta en el análisis de las diferentes alternativas son:

- **Área Requerida**, se refiere al área total requerida por las nuevas instalaciones, incluyendo las necesidades de equipos, espacios de seguridad, mantenimiento, ubicación en el futuro del Turbogenerador a Contrapresión, vías de acceso, etc.

- **Distribución General de los Equipos**, en este parámetro se tienen en cuenta las diferentes opciones del arreglo y distribución de los sistemas turbogas-calderas de calor residual y la ubicación específica de los demás equipos que componen el sistema de cogeneración, es decir arreglo en línea o arreglo lateral en ángulo de 90° de un equipo a otro.
- **Acceso y requerimientos para la construcción**, la nueva unidad debe ser ubicada, de ser posible, en un lugar donde existan diferentes opciones de acceso, tanto para la construcción, como para la operación y mantenimiento. En este parámetro se califica la capacidad y posibilidad de las diferentes alternativas para facilitar el manejo de los recursos requeridos durante la construcción, tales como: acceso, almacenamiento y control de materiales, seguridad física, talleres de prefabricación, facilidades para oficinas de campo, control de personal, interacción con las plantas existentes, manejo de equipo automotor pesado, manejo equipos de gran tamaño, etc.
- **Mantenibilidad**, con este parámetro se evalúan las necesidades y facilidades para poder hacer el mantenimiento rutinario y el mayor programado.
- **Requerimientos de Adecuación del área**, El terreno es un factor crítico a considerar en la ponderación, al igual que las características del mismo, estas tienen un impacto significativo en la selección del sitio, porque la topografía y las características del suelo tienen una incidencia importante sobre los costos de construcción de la planta, movimiento de tierras y la fundación de los equipos.
- **Conectividad de la Planta**, se refiere a la forma en que cada una de las alternativas se integra desde el punto de vista de su funcionalidad operativa a los diferentes sistemas que le entregan las corrientes de procesos, los servicios industriales, sistemas de control, etc., así como la nueva planta hace la integración con los diferentes usuarios de sus diferentes productos, en este caso principalmente del vapor de 150 psig y de la energía eléctrica producida.
- **Seguridad**, considera a nivel conceptual los aspectos de seguridad, evaluando la interrelación de la nueva unidad con las unidades más cercanas en el caso de un incidente operacional, que pueda representar riesgos para la nueva planta o para las plantas existentes, dependiendo de donde se genere la situación de riesgo. En este caso se evalúan las

facilidades de acceso para atender la emergencia, las vías de evacuación, los corredores de seguridad, la capacidad de aislamiento de fuego o fugas, etc.

- **Posibilidades de expansión**, este parámetro considera la posibilidad que tiene cada alternativa, para poder realizar en la misma área la construcción de proyectos futuros, bien sea de plantas similares o de otro tipo de unidades de proceso.

#### 9.6.2.2 Áreas consideradas.

Las alternativas de área consideradas fueron:

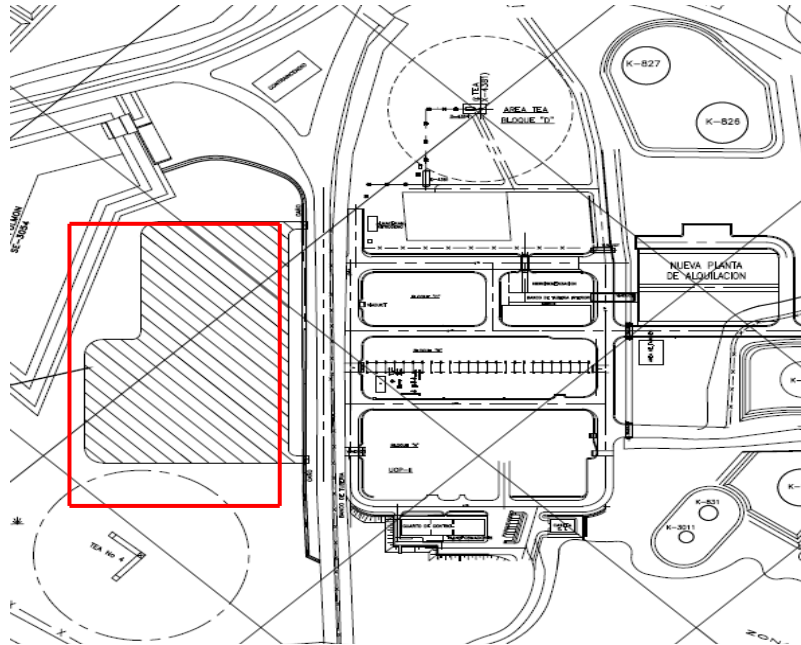
- Alternativa 1: Área de la antigua Ciénaga 6
- Alternativa 2: Área entre NURC y el CCP
- Alternativa 3: Área Antigua Planta de Alquilerón

#### Foto N° 12. Área de antigua ciénaga 6.



Fuente: Archivo GRB

**Figura N° 27. Plano área antigua ciénaga 6.**



Fuente: archivo GRB

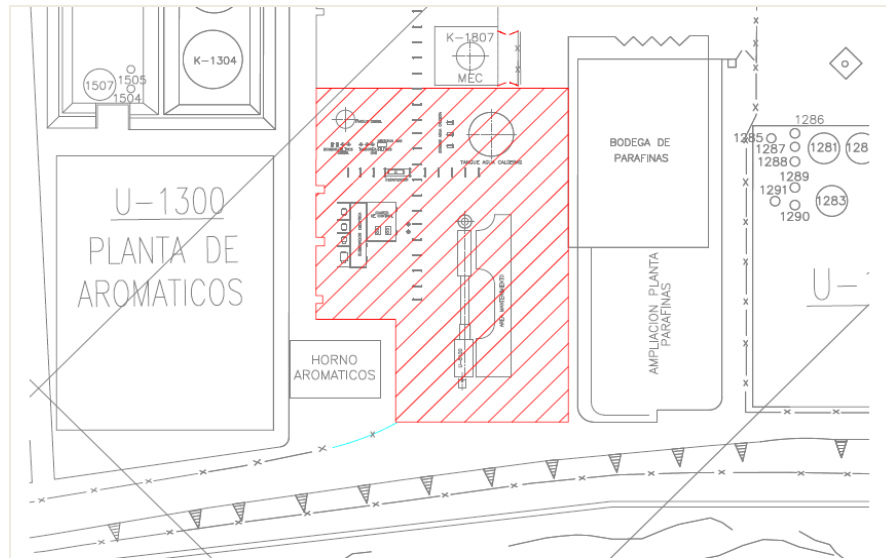
**Foto N° 13. Área entre la planta UOPII y el Centro de Control de Potencia (CCP).**



Fuente: archivo GRB



**Figura N° 29. Plano de planta del área de la Antigua Planta de Alquilación**



Fuente: archivo GRB

Luego de escoger las alternativas se realizo un análisis cualitativo por puntos teniendo en cuenta las ventajas y desventajas de cada área con respecto a los ocho factores enunciados.

En la tabla N° 21, se presenta el análisis de emplazamiento obtenido con el método, teniendo en cuenta el peso asignado, la calificación y ponderación de cada sitio.

**Tabla N° 21. Análisis de emplazamiento.**

SITIOS		ALTERNATIVA 1		ALTERNATIVA 2		ALTERNATIVA 3	
FACTOR ANALIZADO	PESO	CALIF	POND	CALIF	POND	CALIF	POND
Área Requerida	20%	80	16	70	14	60	12
Distribución General de Equipos	5%	80	4	80	4	80	4
Acceso y Requerimientos de Construcción	10%	70	7	70	7	80	8
Mantenibilidad	10%	70	7	70	7	80	8
Adecuación del Área	15%	60	9	50	7,5	80	12
Conectividad de Planta	20%	60	12	60	12	90	18
Seguridad	15%	80	12	80	12	80	12
Posibilidad de Expansión	5%	80	4	80	4	70	3,5
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>71</b>		<b>67,5</b>		<b>77,5</b>	

Fuente: Los Autores

El análisis muestra que la mejor opción para ubicar la planta es la alternativa 3, Área Antigua Planta de Alquiler.

### 9.6.3 Georreferenciación del sitio escogido

De acuerdo con el estudio de Georreferenciación realizado en la Refinería de Barrancabermeja en el año 2010, se muestra a continuación la ubicación del área escogida para la planta.

Este estudio ayuda para la profundización de estudios de suelos en etapas posteriores del proyecto.

**Figura N° 30. Plano de georreferenciación.**



Fuente: Estudio Georreferenciación Ecopetrol 2010

**Tabla N° 22. Coordenadas de georreferenciación.**

MOJON	ALTURA	NUEVOS		LOCALIZACION
		NORTE	ESTE	
115	79,86	1273157,248	1021571,94	PLANTA AROMATICOS
116	80,79	1.273.072	1021171,47	PLANTA AROMATICOS

Fuente: Autores

### 9.7 Aspectos de ejecución

Dentro del presente estudio, se tuvo en cuenta algunos aspectos que de acuerdo con la metodología PMI (Project Management Institute) que son de vital importancia para el desarrollo del proyecto.

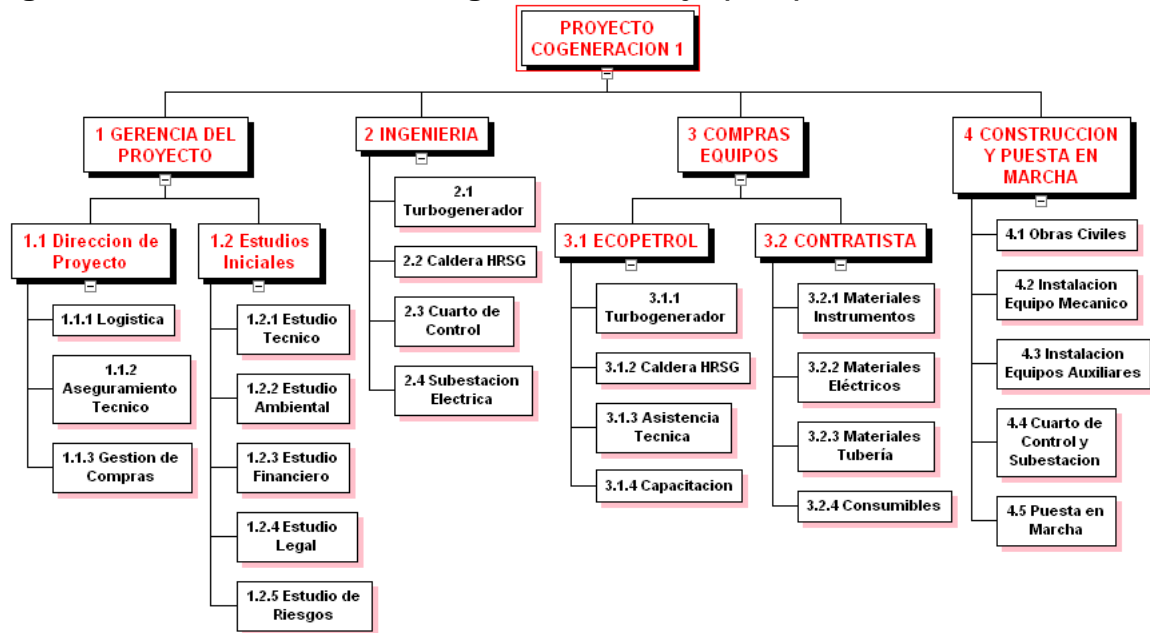
Sin dejar de lado que toda la metodología del PMI es importante, los autores han utilizado algunos aspectos de dicha metodología y los han incluido en este estudio.

### 9.7.1 Definición del alcance técnico

En el numeral 1,2 se describió el alcance del estudio de pre-factibilidad, así mismo en el numeral 3 se describieron los objetivos propuestos para este estudio de prefactibilidad.

Para este numeral de acuerdo con el alcance técnico definido en el proyecto de cogeneración se ha elaborado la estructura de desglose de trabajo (EDT) que se muestra a continuación, la cual describe los paquetes o actividades que deberá seguir el proyecto durante su etapa de ejecución, luego de realizados todos los estudios iniciales (prefactibilidad y factibilidad).

Figura N° 31. Estructura de desglose de trabajo (EDT).



Fuente: Autores

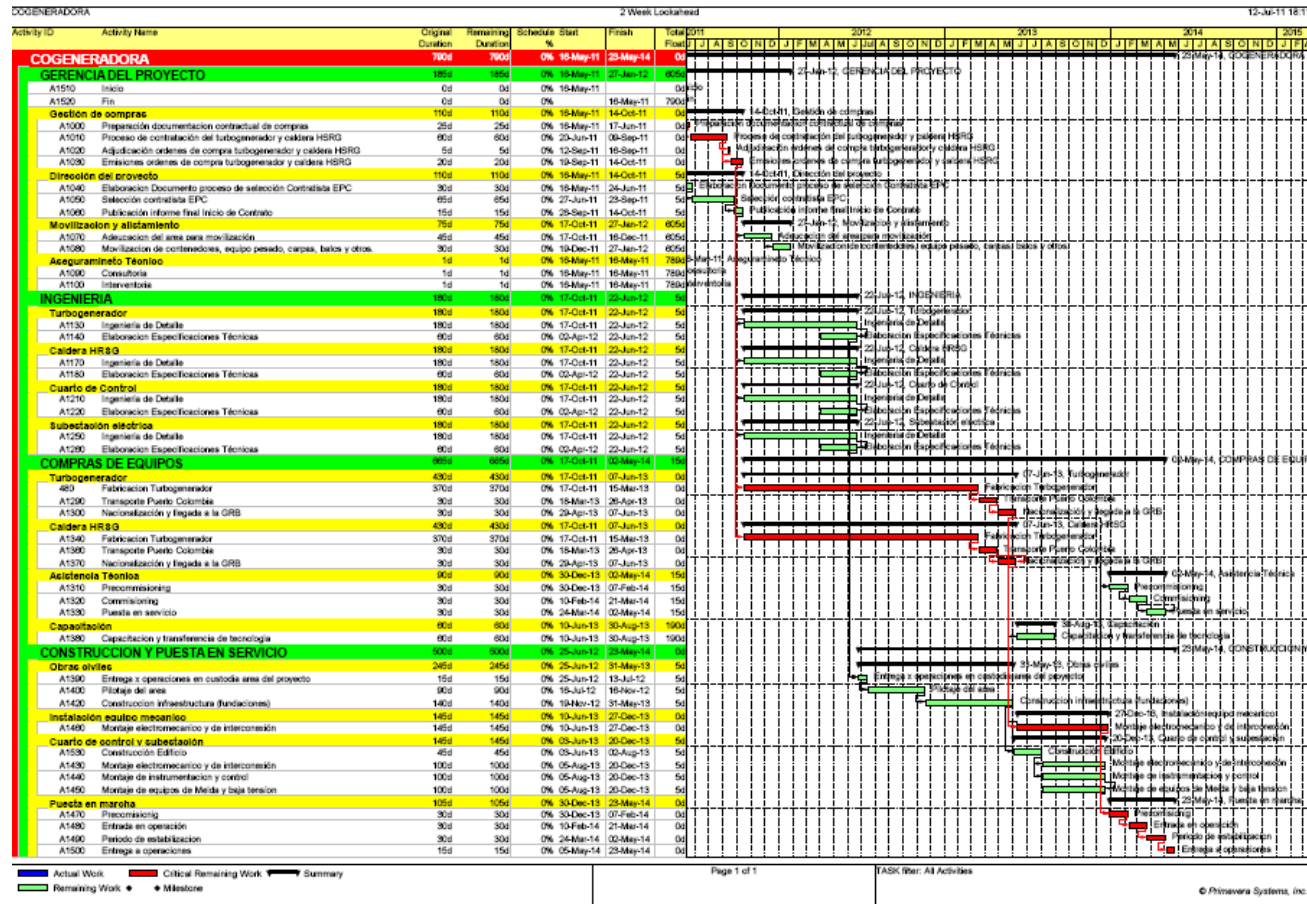
### 9.7.2 Cronograma de ejecución

De acuerdo con la EDT enunciada en el numeral anterior, se definen las actividades necesarias para la conclusión del proyecto a tiempo, lo que comprende las actividades de planeación, ingeniería, compras, montaje y puesta en servicio de la unidad de cogeneración.

Así mismo se establecen la secuencia de las tareas y a partir de los recursos que se evalúen para ejecutar las mismas, se estiman la duración de las mismas.



Figura N° 32. Cronograma de Ejecución



Fuente: Autores

#### **9.7.4 Estrategia de compras y contratación**

Teniendo en cuenta que la planeación es una de los factores más importantes que permiten el exitoso desarrollo de un proyecto, se ha diseñado una estrategia de compras y contratación para el proyecto, la cual permitirá de forma ordenada realizar la Gestión las Adquisiciones y permitirá controlar mejor el presupuesto.

La estrategia se dividió en dos grupos principales: Compras Mayores y Contratos.

##### **9.7.4.1 Compras**

Las compras principales del proyecto (Turbogenerador y caldera HRSG), serán realizadas directamente por Ecopetrol, permitiendo de esta manera agilizar el proceso.

Ecopetrol cuenta con un contrato de operación logística que le permite gestionar de forma directa las compras a nivel mundial, reduciendo los tiempos de entrega y mitigando riesgos.

De la misma forma comprando directamente Ecopetrol podrá aprovechar a los beneficios que le brinda su licencia propia de importación y que le permite reducir la carga tributaria en compra de equipo capital para procesos productivos.

##### **9.7.4.2 Contratos**

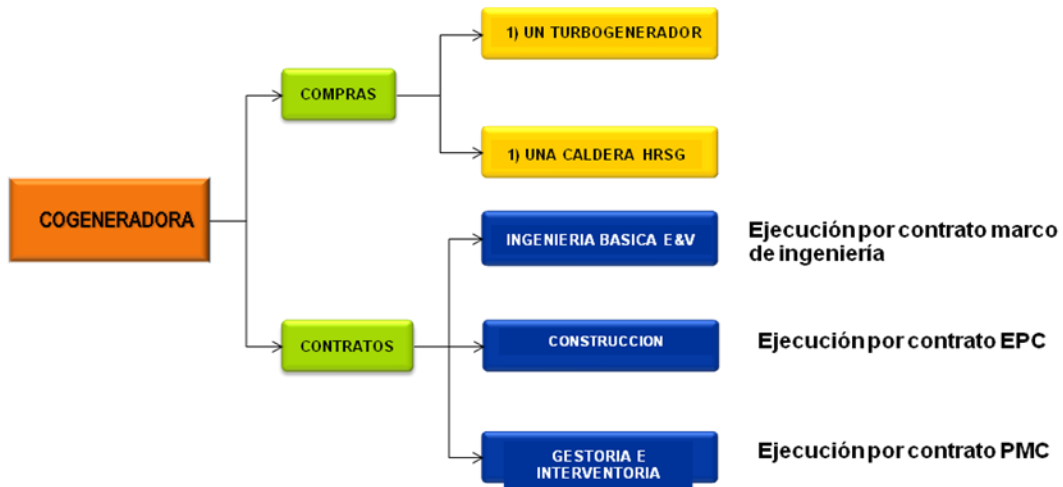
La ingeniería será desarrollada por una compañía especializada con la cual Ecopetrol posee un contrato marco, que permite realizar de forma sencilla la contratación y desarrollo de la misma.

Para la ejecución de las obras de construcción se planea realizar un contrato tipo EPC (Engineering, Procurement, Construcción), que se encargue de toda la construcción y que le permita a Ecopetrol realizar un control más efectivo del proyecto.

Para la gestión, gerencia e Interventoría del proyecto, la estrategia consiste en realizar un contrato tipo PMC (Project Management consultant), que se encargue de todas las labores de gerencia de las compras y los contratos, esto principalmente por el volumen de recursos que debe manejar un proyecto de este nivel para el cual Ecopetrol no tiene recursos disponibles que puedan controlar en detalle el proyecto.

La figura a continuación muestra la estrategia para el proyecto.

**Figura N° 33. Estrategia de Compras y Contratación**



Fuente: Autores

### 9.7.5 Constructibilidad

Definida por la Guía de Implementación del CII (Construction Industry Institute), como el uso óptimo del conocimiento y experiencia en construcción, en las fases de planeación, diseño y procura, para asegurar el logro de los objetivos globales del proyecto, se incluyeron en este estudio de prefactibilidad algunas consideraciones importantes para el desarrollo del mismo.

Aunque el proyecto está en una etapa muy temprana, las consideraciones a mencionar permitirán asegurar que las actividades del EPC sean exitosas, promoviendo la disminución de riesgos de seguridad para el personal e instalaciones durante las fases de Ingeniería, construcción, pre-alistamiento, alistamiento y puesta en marcha.

Como punto inicial debe ser claro que el diseño deberá dejar consideradas las facilidades para el montaje de los equipos, estructuras temporales, entre otras, de tal manera que se permita continuar la operación sin interrupción hasta que las nuevas unidades entren en operación.

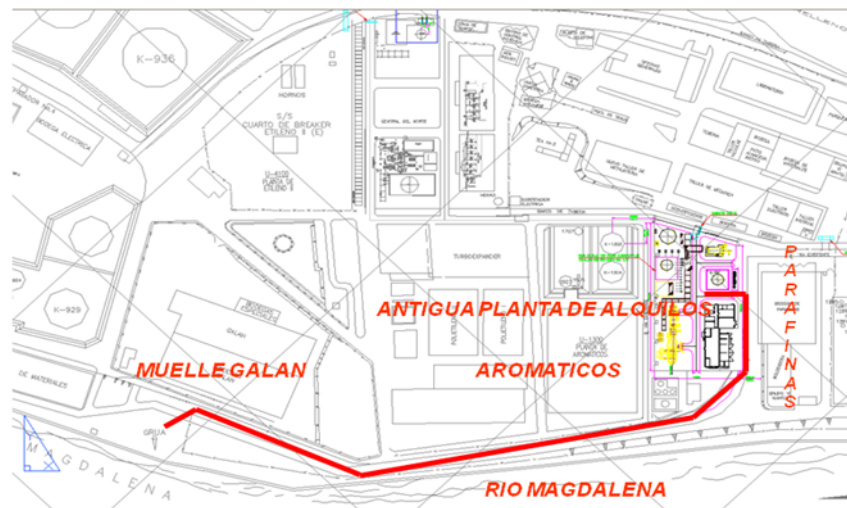
Algunas premisas importantes que puede incluir el proyecto son:

- Los trabajos de implementación deberán desarrollarse con las plantas en operación, a menos que sea absolutamente indispensable ejecutarlos con parada de planta.
- La cogeneradora operará en paralelo con otros generadores de energía, al igual que las calderas, y deberá estar en completa sincronización y estabilización operativa con los circuitos de vapor y energía existentes.

De la misma forma consideraciones de transporte al interior de la GRB para equipos a ser instalados en área de Refinería deberán ser tomadas en cuenta en el momento de la planeación.

Una alternativa de ruta, para el ingreso de los equipos mayores hasta la zona de instalación es tomando la vía que va paralela al río como se indica en la figura siguiente.

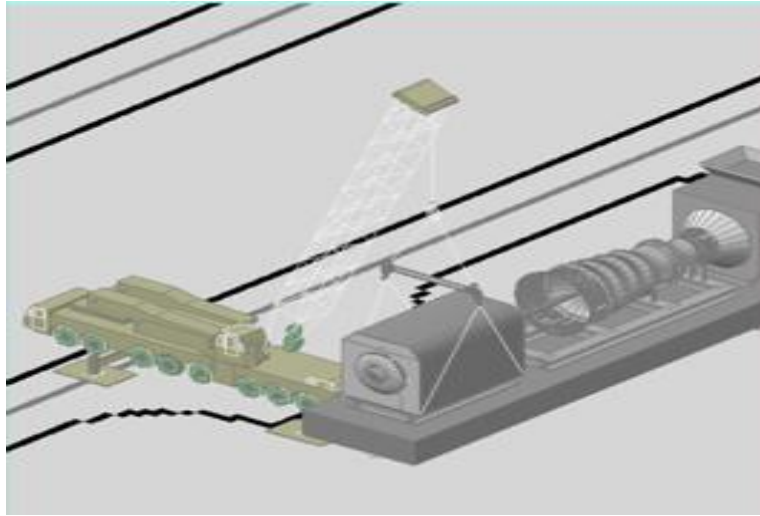
**Figura N° 34. Posible ruta de transporte de los equipos mayores.**



Fuente: Autores

Las áreas para instalaciones temporales de campamentos, vestidores, comedores, baños móviles, bodega de materiales, bodega de herramientas, patios de almacenamiento de materiales, prefabricación, y demás áreas requeridas por el contratista de construcción para la ejecución del proyecto, serán asignadas y controladas bajo las normas establecidas por ECOPETROL, al igual que la definición de disponibilidad de los servicios de agua potable, energía, comunicaciones, incluyendo manejo y disposición de aguas residuales, botaderos, etc.

**Figura N° 35. Utilización de grúa para montaje del turbogenerador.**

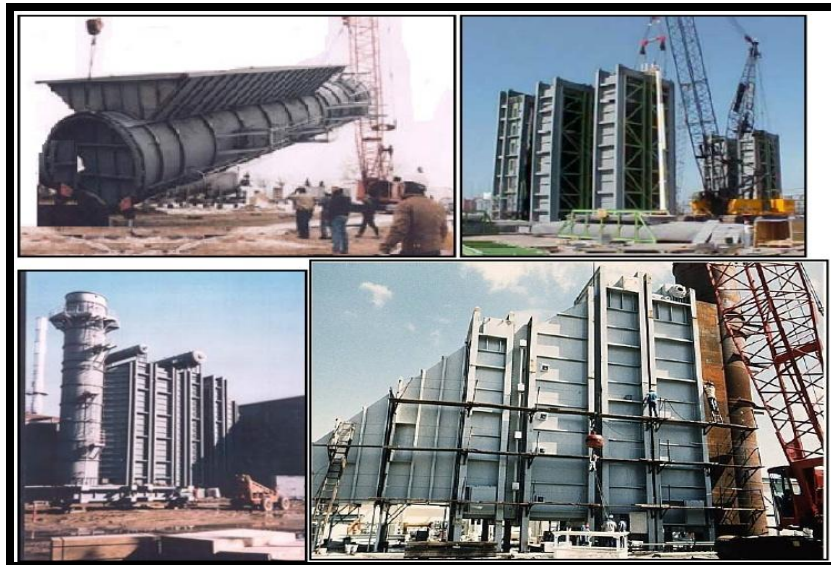


Fuente: Archivo GRB

La construcción y montaje de los equipos en sitio, debe comprender como mínimo la ejecución de las siguientes macro-actividades:

- Obras Civiles
- Montaje de estructuras metálicas y de soporte
- Montaje mecánico
- Montaje eléctrico
- Montaje de instrumentación
- Montaje de tuberías exteriores
- Aislamiento térmico, pintura y equipos auxiliares
- Pre-alistamiento, Alistamiento y arranque.

### Foto N° 15. Diferentes etapas de montaje de una Caldera HRSG



Fuente: Archivo GRB

Todos los aspectos enunciados deben ser tomados en cuenta, sin embargo el contratista EPC que finalmente realice la obra deberá realizar su propia planeación y será de su entera responsabilidad la ejecución exitosa de las labores planeadas.

#### 9.7.6 Factores críticos de éxito

Siendo de mucha importancia las lecciones aprendidas en otros proyectos realizados en la refinería y las características propias de este proyecto, se ha determinado que los siguientes son los principales factores que pueden influir en el normal desarrollo del proyecto y por eso se han incluido en este estudio de forma que sean tenidos en cuenta para etapas posteriores.

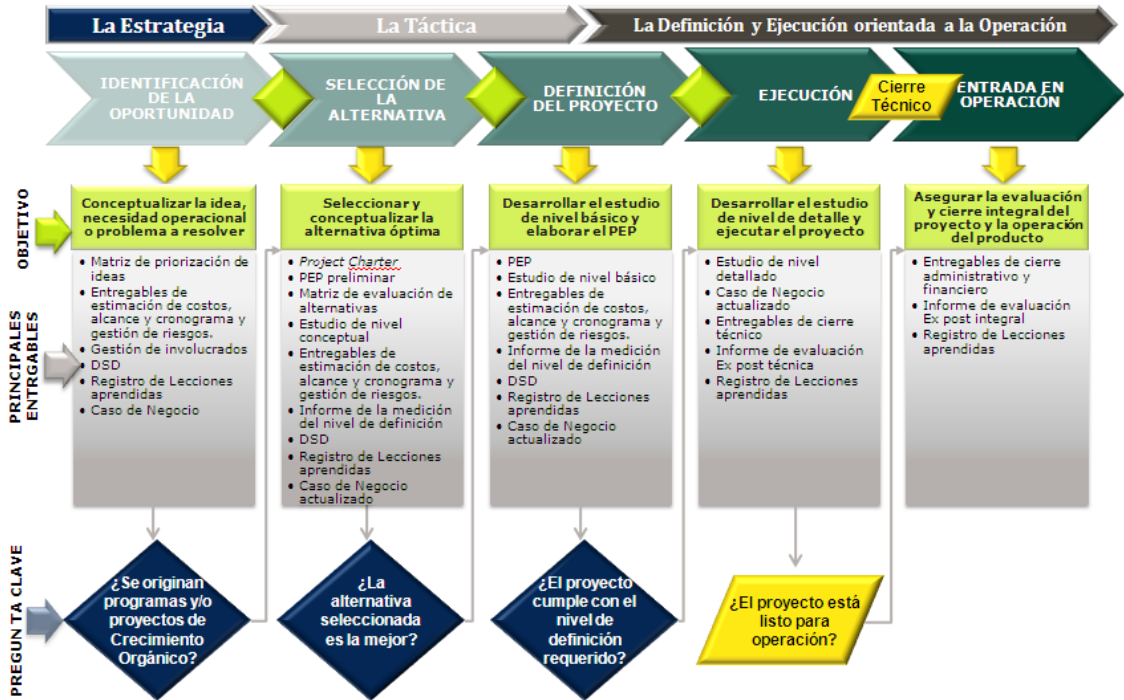
- Interrelaciones con el sindicato.
- Precios del petróleo
- Precios del gas
- Precio de los equipos mayores.
- Desarrollo de la maduración del proyecto.
- Mano de obra local disponible.
- Designación de líder de proyecto adecuado.
- Adquisición del equipo de proyecto adecuado.
- Procesos de contratación exitosos y selección de contratistas calificados.
- Interrelaciones con el cliente final en este caso Operaciones Refinería

## 9.8 Aplicación modelo de maduración de proyectos de Ecopetrol

Toda compañía que cuenta con una estructura formal para la realización de sus proyectos, posee un modelo propio de maduración que le permite desde identificar la oportunidad hasta la etapa final de operación llevar una planeación y seguimiento adecuados que garantice el éxito de los proyectos de la compañía, no solamente fiscalizando el proceso sino también brindando acompañamiento en todas las etapas.

Ecopetrol no es la excepción por lo cual se ha incluido en este estudio un aparte que indica los principales requerimientos que tendría que seguir el proyecto de cogeneración para ser incluido y desarrollado dentro del portafolio de proyectos de Ecopetrol.

Figura N° 36. Modelo de Maduración de proyectos de Ecopetrol S.A.



Fuente: Dirección de proyectos de Ecopetrol S.A.

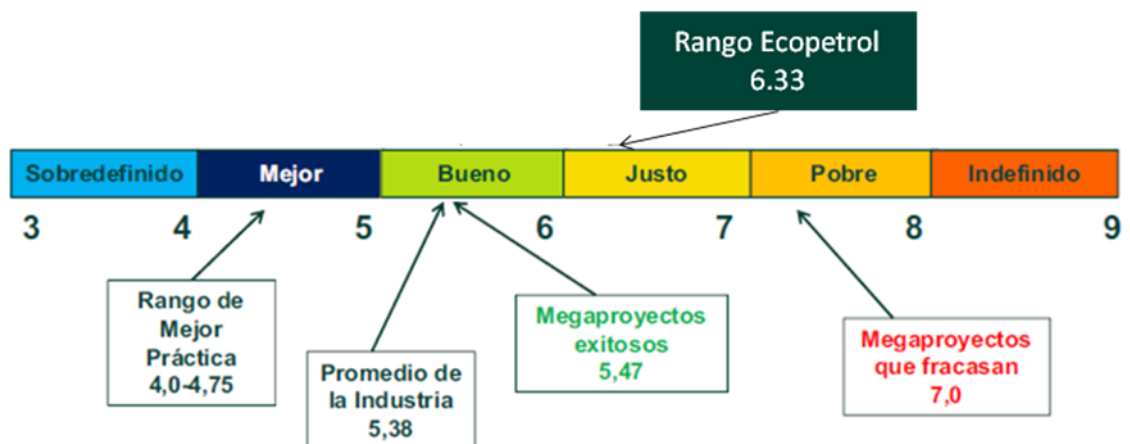
La figura anterior muestra todo el camino que debe seguir un proyecto de inversión en Ecopetrol independiente de su valor. Es importante resaltar que el modelo hace especial énfasis en riesgos por lo tanto, este debe ser uno de los pilares en los cuales el proyecto de cogeneración base su planeación.

Si tomamos en cuenta el costo del proyecto, este debe medido bajo la metodología FEL (Front End Loading) la cual basa su calificación en 3 aspectos principales:

- 1) Definiciones de Sitio
- 2) Definición de la Ingeniería
- 3) Definición del plan de ejecución del proyecto.

Dependiendo de la calificación obtenida el proyecto tendrá más oportunidades de ser aprobado e incluido en el portafolio de la compañía.

**Figura N° 37. Niveles de calificación del índice FEL.**



Fuente: Dirección de proyectos de Ecopetrol S.A.

La metodología FEL es utilizada para medir el índice de definición de un proyecto y es plenamente aplicada en Ecopetrol, de allí que haya sido incluida en este estudio como uno de los aspectos importantes a tener en cuenta durante su desarrollo.

## 10 ESTUDIO AMBIENTAL

Cualquier proceso que involucre el uso de combustible fósil tiene un impacto considerable en el medio ambiente, por tal razón la inclusión de este estudio tiene como objeto identificar y evaluar la potencial afectación al medio ambiente que puede surgir por la implementación de la planta de cogeneración eléctrica en la Refinería de Barrancabermeja.

### 10.1 Permisos y licencias ambientales

Actualmente la Refinería cuenta con los siguientes permisos ambientales para su normal actividad:

- **Captación de agua Resolución 00001194** de 2010, vigencia de 5 años, permite sobre los caudales enumerados a continuación, captación de los siguientes volúmenes de agua:

**Tabla N° 23. Volumen de Captación de Agua.**

CAPTACION	Resolución 1194 de 2010	
	(L/Seg)	(GPM)
Rio Magdalena	946	15016
Ciénaga Miramar	271	4305
Ciénaga San Silvestre	315	5008
Total Requerido agua Cruda	1532	24329

Fuente: Economía y gestión GRB

- **Permiso de vertimientos** - Resolución 00000204 de 2009 y con la vigencia de 5 años.
- **Permiso de emisiones y ruido** - Resolución 0000385 de 2007. Tuvo una vigencia de dos años. Actualmente en trámite de renovación.
- **Permiso de Operación y Funcionamiento del Relleno de Residuos Sólidos** - Resolución 000002 de 2001.

## 10.2 Medio Abiótico

A continuación se describen aspectos del medio abiótico que han sido objeto de estudio en ocasiones anteriores en la Refinería:

### 10.2.1 Geomorfología

El área de estudio se encuentra ubicada dentro del denominado Valle del Magdalena Medio, un paisaje de llanura aluvial, donde predomina una topografía plana a ligeramente ondulada, característica predominante del área.

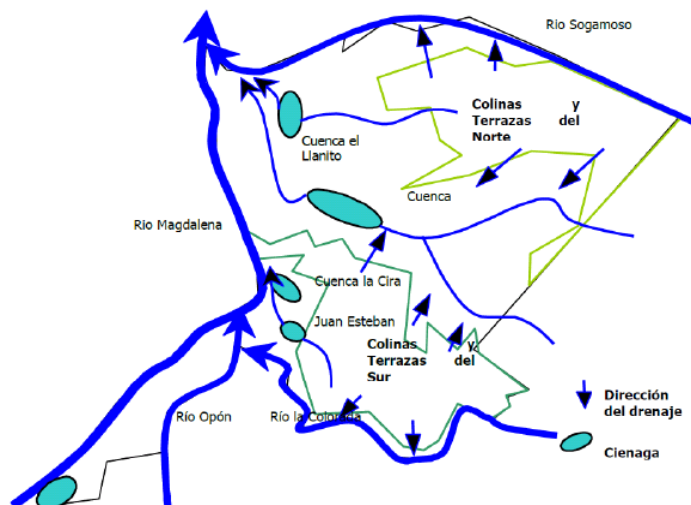
### 10.2.2 Suelos

Los lotes que se encuentran dentro de la Refinería de Barrancabermeja se encuentran ubicados dentro de la categoría de suelo de uso industrial y de expansión industrial, de acuerdo a lo descrito en el Plan de Ordenamiento Territorial (POT) de Barrancabermeja del año 2010.

### 10.2.3 Hidrología

Las características hidrológicas de los diferentes cuerpos de agua, que se encuentran rodeando el área de influencia, se encuentran definidas principalmente por las condiciones que presenta la principal corriente hídrica; el río Magdalena.

**Figura N° 38. Principales cuencas del Municipio de Barrancabermeja.**



Fuente: Reformulación del Plan de Descontaminación Ambiental del Municipio de Barrancabermeja, Alcaldía Municipal, 2003.

#### 10.2.4 Calidad del agua

La calidad del agua de los diferentes cuerpos de agua asociados a la Refinería, se les realiza de manera periódica monitoreo y análisis fisicoquímicos de vertimientos y cuerpos de agua en las fuentes como los son el río Magdalena, ciénaga Miramar, ciénaga san silvestre, el caño el rosario, agua lluvias y los diferentes vertimientos de existentes en la GRB.

#### 10.2.5 Climatología

En la Tabla N° 24, se presenta un resumen de las características de los parámetros de la región.

**Tabla N° 24. Climatología del Municipio de Barrancabermeja.**

Parámetro	Características
<b>Precipitación</b>	<input type="checkbox"/> Precipitación media anual 2693 mm. <input type="checkbox"/> Máxima precipitación media mensual 392.4 mm.
<b>Temperatura</b>	La media mensual de 28°C con variaciones a lo largo del año, menores a 5°C.
<b>Humedad Relativa</b>	Los valores máximos se registran en los meses de octubre y noviembre (80%), época de mayor precipitación y los menores (75%) en marzo.
<b>Brillo Solar</b>	Su comportamiento está definido por la pluviosidad. Los periodos secos presentan los mayores valores 196.4 y 222.6 horas/mes para los meses de diciembre y enero respectivamente.
<b>Vientos</b>	Predomina la influencia de los vientos del norte, los cuales traen masas húmedas del atlántico, generando los periodos lluviosos en la región.
<b>Balance Hídrico</b>	La zona presenta un periodo de presencia, un periodo de déficit de enero a marzo con un valor total de 214.7 mm y un periodo de exceso de mayo a noviembre, con un valor total de 838.6 mm.

Fuente: Plan de Manejo Ambiental GRB – PLARE Ltda. 2008.

## **10.3 Medio Biótico**

### **10.3.1 Ecosistemas terrestres**

El municipio de Barrancabermeja se clasifica como un ecosistema bosque húmedo tropical, asociados a ecosistema acuáticos debido a la existencia de lagos, lagunas y ciénagas, las cuales se encuentran estrechamente asociados al cauce del río Magdalena.

### **10.3.2 Vegetación**

Existen impactos de baja magnitud e importancia sobre la vegetación, toda vez que el área de instalación de la unidad, presenta niveles altos de intervención, teniendo un uso de suelo definido y por lo tanto la inexistencia de unidades de vegetación importantes que pudieran experimentar impactos.

### **10.3.3 Fauna**

Se observa una inexistencia de alteraciones en el desarrollo de especies.

### **10.3.4 Componente Socioeconómico**

El proyecto se encontrara enmarcado en las actividades socioeconómicas que sustentan la Refinería; el posible sitio de ubicación de la unidad cogeneradora cuenta en sus cercanías con los servicios básicos de agua, energía.

## **10.4 Evaluación de impactos**

En el presente análisis se establece la metodología para identificar, evaluar y valorizar los impactos ambientales, que se producirán por las actividades propias de implementación del proyecto.

### **10.4.1 Metodología**

La identificación, evaluación y valoración del impacto ambiental se realizo con base en el análisis interpretativo de las características técnicas del proyecto, de las condiciones ambientales de la GRB y de los efectos que típicamente se producen en este tipo de proyectos.

Para el trabajo en mención se utilizará la guía metodológica para la evaluación del impacto ambiental de Conesa Fernandez<sup>15</sup>. Esta matriz permite identificar y valorar rápidamente cuales elementos del entorno son más sensibles al cambio.

---

<sup>15</sup> Fuente: CONESA FERNANDEZ, V. 1993. Guía metodológica para la evaluación del impacto ambiental, Madrid.

### 10.4.2 Identificación de Impactos Ambientales

Se logra mediante la identificación de las diferentes actividades y secuencia de los diferentes procesos involucrados en el desarrollo de este proyecto.

La secuencia se enuncia a continuación:

**Tabla N° 25. Secuencias de actividades ambientales.**

N° Actividad	Descripción
1	Adecuación del área
2	Construcción
3	Montaje de la Unidad
4	Puesta en Servicio

Fuente Autores

### 10.4.3 Calificación de Impactos Ambientales

Tomando como base la identificación realizada, se valorizaron los impactos haciendo uso de la metodología mencionada, usando indicadores como: área de influencia, duración, y reversibilidad, entre otros.

**Tabla N° 26. Aspectos ambientales afectados durante el desarrollo del proyecto.**

ELEMENTO		IMPACTO	ACTIVIDADES			
			1	2	3	4
FISICO	Recurso Suelo	Deterioro del suelo				
		Procesos erosivos				
	Atmósferico	Afectación por altos niveles de presión sonora				
		Deterioro del aire por material particulado				
		Deterioro del aire por emisiones				
Recurso Paisajístico	Contaminación visual					
BIOTICO	Flora	Modificación de la cobertura vegetal				
SOCIAL	Personal	Aumento de la accidentalidad				
		Generación de empleo				
		Cambio en la calidad de vida				

Fuente: Autores.

### 10.4.4 Calificación de impactos

Se realizó teniendo en cuenta la afectación en cada impacto, aplicando la ecuación propuesta por Conesa Fernández, según la cual la importancia (I) es igual a:

$$I = +/- (3*IN + 2*EX + PE + MO + RV + AC + PR + MC)$$

A continuación se describe cada uno de los factores mencionados en la fórmula anterior y que son necesarios para determinar la importancia de los impactos.

**Tabla N° 27. Variables de calificación.**

FACTOR	DESCRIPCIÓN	CALIFICACION	ESCALA	SIGNIFICADO
Naturaleza del impacto (NA)	Se refiere a las condiciones de la base natural desde el punto de vista de protección del ambiente o de su estado natural de equilibrio y los procesos socioeconómicos regionales.	Negativo	-1	Deterioro
		Positivo	1	Favorecer
Intensidad (IN)	Ocurrencia de un determinado efecto en el medio.	Baja	1	Cuando el tamaño del efecto o cambio ambiental sobre el medio impactado <b><u>no es considerable.</u></b>
		Media	2	Cuando el tamaño del efecto o cambio ambiental sobre el medio impactado <b><u>es medianamente considerable.</u></b>
		Alta	4	Cuando el tamaño del efecto o cambio ambiental sobre el medio impactado <b><u>es considerable.</u></b>
		Muy Alta	8	Cuando el tamaño del efecto o cambio ambiental sobre el medio impactado, es

				apreciable, es decir, puede llegar a causar una <b><u>destrucción casi total del medio.</u></b>
<b>(EX)</b> Extensión	Cuando sus efectos se manifiestan más allá del área del proyecto y de la zona de localización del mismo o en otros casos cuando se extiende disminuyendo sus efectos hasta que los mismos no son medibles (contaminación atmosférica e hídrica).	Puntual	1	Es aquel en el que la acción impactante produce un efecto a nivel local.
		Parcial	2	Es aquel cuyo efecto supone una incidencia apreciable en el medio.
		Extenso	4	Es aquel cuyo efecto se detecta en una gran parte del medio considerado.
		Total	8	Es aquel cuyo efecto se manifiesta de manera generalizada en todo el entorno considerado.
		Critica	4	Es aquel que se da en caso que la situación sea crítica
<b>(MO)</b> Momento	Cuando el impacto se manifiesta a cabo de cierto tiempo desde el inicio de la actividad que lo provoca como consecuencia de aportación de agentes externos.	Largo plazo	1	Superior a 5 años
		Mediano plazo	2	Entre 1 y 5 años
		Inmediato	4	Inferior a 1 año
		Critico	8	Nulo
<b>(PE)</b> Persistencia	Tiempo en el que el impacto se manifiesta hasta que se retorne a la situación inicial en forma natural o a través de medidas correctoras.	Fugaz	1	Duración del efecto menor a 1 año
		Temporal	2	Alteración no permanente en el tiempo
		Permanente	4	Supone una alteración definida en el tiempo, esto quiere decir que permanece en el tiempo.
Reversabilidad	Posibilidad de	Corto plazo	1	Tiempo inferior a 1

<b>(RV)</b>	recuperación del componente del medio o factor afectado por una determinada acción. Solo se considera aquella recuperación realizada en forma natural después de que la acción ha finalizado.			año	
		Mediano plazo	2	Entre 1 y 5 años	
		Largo plazo	3	Superior a 5 años	
		Mitigable	4	Efecto en que la alteración puede atenuarse o mitigarse de manera sostenible, mediante el establecimiento de medidas correctoras.	
		Irrecuperable	8	Imposible de reparar	
<b>(PR)</b>	Ritmo de aparición del impacto	Irregular	1	Efecto que se manifiesta de forma imprevisible en el tiempo	
		Continuo	2	Efecto que se manifiesta a través de las alteraciones en su permanencia	
		Periódico	4	Efecto que se manifiesta con un modo de acción intermitente y continúa en el tiempo.	
<b>(AC)</b>	Acumulación	Simple	1	Se manifiesta sobre un solo componente ambiental o individual	
		Acumulativo	4	Efecto que al prolongarse en el tiempo la acción del agente inductor, incrementa progresivamente su gravedad similar a la del incremento de la acción causante del impacto.	
<b>(MC)</b>	Recuperabilidad	Posibilidad de reconstrucción, total o parcial del factor afectado,	Inmediato	1	Cuando permanece durante la etapa de la construcción del proyecto.

	mediante intervención humana.	la	Mediano plazo	2	Cuando permanece durante la operación del proyecto.
			Mitigable	4	Cuando el efecto puede atenuarse o mitigarse de manera sostenible mediante el establecimiento de medidas correctoras.
			Irrecuperable	8	Es aquel en el que la alteración del medio o pérdida que supone es imposible reparar, tanto por la acción natural como por la humana.

Fuente: Fuente: CONESA FERNANDEZ, V. 1993. Guía metodológica para la evaluación del impacto ambiental, Madrid.

#### 10.4.5 Evaluación Cualitativa

Después de obtener la calificación haciendo uso de la fórmula descrita en el numeral anterior, se hace la clasificación dentro de la matriz utilizando un color diferente para cada rango de valores como se muestra en la tabla N° 24.

Estos colores que permiten diferenciar y evidenciar cuales son los impactos negativos o positivos que se deben tener en cuenta primero para la ejecución del proyecto.

Generalmente la importancia (I), debe oscilar entre 10 y 64 y de acuerdo con ella los impactos se pueden clasificar así:

**Tabla Nº 28. Calificación y clasificación cualitativa.**

<b>IMPACTOS</b>	<b>CATEGORIAS</b>	
	Irrelevante	Inferior o igual a 16
	Moderado	Entre 17 y 32
	Severo	Entre 33 y 48
	Critico	Entre 49 y 64

Fuente. CONESA FERNANDEZ, V. 1993. Guía metodológica para la evaluación del impacto ambiental, Madrid.

En la matriz de clasificación, las filas contienen los impactos y las columnas las categorías, a cada una de ellas se le asigna un color, en la lógica del semáforo desde los impactos de menor magnitud hacia los más críticos, en la cual el verde representa un impacto irrelevante o inexistente, el amarillo un impacto moderado, el anaranjado un impacto severo y el rojo un impacto crítico. Todos los impactos positivos se han clasificado bajo el color verde, independientemente de su magnitud o importancia.

A continuación se muestra la matriz de impactos

**Tabla N° 29. Matriz de calificación y clasificación cualitativa (Construcción).**

ELEMENTO		IMPACTO	CONSTRUCCION (Adecuación del Área, Construcción y Montaje de Equipos)											Clasificación
			Naturaleza del impacto (-/+)	Naturaleza del impacto										
				Intensidad IN	Extensión EX	Momento MO	Persistencia PE	Periódidad PR	Acumulación AC	Reversibilidad RV	Recuperabilidad MC	Calificación		
FISICO	Recurso Suelo	Deterioro del suelo	-	1	1	1	1	4	2	4	2	-16	Irre	
		Procesos erosivos	-	1	1	1	1	4	2	4	2	-16	Irre	
	Atmosférico	Afectación por altos niveles de presión sonora	-	4	2	1	4	2	1	2	2	-18	Irre	
		Deterioro del aire por material particulado	-	4	2	1	4	2	1	2	2	-18	Mod	
		Deterioro del aire por emisiones	-	4	2	1	4	2	4	2	4	-23	Mod	
	Recurso Paisajístico	Contaminación visual	-	4	1	1	4	2	4	4	4	-24	Mod	
BIOTICO	Flora	Modificación de la cobertura vegetal	-	1	1	1	4	4	1	4	4	-20	Mod	
SOCIAL	Personal	Aumento de la accidentalidad	-	2	1	1	2	1	4	1	1	-13	Irre	
		Generación de empleo	+	2	1	1	1	2	2	1	1	11	Mod	
		Cambio en la calidad de vida	+	2	1	1	1	2	2	1	1	11	Mod	

Fuente: Autores

**Tabla N° 30. Matriz de calificación y clasificación cualitativa (Operación).**

ELEMENTO	IMPACTO	OPERACION (Puesta en Servicio)											Clasificación	
		Naturaleza del impacto (- /+)	Intensidad	Extensión	Momento	Persistencia	Periódicidad	Acumulación	Reversibilidad	Recuperabilidad	Calificación	Clasificación		
			IN	EX	MO	PE	PR	AC	RV	MC				
FISICO	Recurso Suelo	Deterioro del suelo												
		Procesos erosivos												
	Atmosférico	Afectación por altos niveles de presión sonora	-	4	1	1	2	4	2	2	2	-18		
		Deterioro del aire por material particulado	-	1	2	1	1	4	2	2	2	-15	Irre	
		Deterioro del aire por emisiones	-	2	2	1	2	2	2	2	4	-17	Mod	
Recurso Paisajístico	Contaminación visual	-	2	1	1	4	1	1	4	4	-18	Mod		
BIOTICO	Flora	Modificación de la cobertura vegetal												
SOCIAL	Personal	Aumento de la accidentalidad												
		Generación de empleo												
		Cambio en la calidad de vida												

Fuente: Autores

#### 10.4.6 Análisis de los Impactos

En esta aparte se presenta la descripción de los elementos que afectarían el desarrollo del proyecto. Esta se realiza de manera independiente para cada uno de los elementos anteriormente identificados, los cuales se encuentran calificados y evaluados en las tablas 29 y 30.

#### **10.4.6.1 Componente Físico**

- **Recurso del Suelo**

Teniendo en cuenta la localización del área de influencia puntual del proyecto, no se tiene previsto realizar ningún tipo de afectación que pueda llegar a sufrir el suelo durante la realización del proyecto.

- **Recurso Atmosférico**

Este elemento podría verse afectado por el aumento en la concentración de gases, en el material particulado y en los niveles de ruido que se generaran en el área de influencia directa.

##### **I. Afectación por altos niveles de presión sonora**

En el área se generara un aumento en los niveles de ruido, que tiene como principal fuente el tránsito de vehículos de transporte de personal, materiales y maquinaria, así como la operación de la maquinaria y equipos durante el desarrollo de la obra.

Este impacto se califica de importancia media y como local, dado que se restringirá a las vías de acceso, así como al área de trabajo donde se desarrollaran las obras civiles y como se anoto previamente, no habrá población civil afectada por el desarrollo de los trabajos.

##### **II. Deterioro del aire por material particulado**

Este impacto está relacionado principalmente con el tránsito de vehículos en el área, aunque dentro de la operación normal de la Refinería se tiene previsto el tránsito de vehículos con personal, equipos y maquinaria pesada a lo largo del día, se prevé que con el desarrollo del proyecto, la intensidad del tránsito puede aumentar levemente, aun así el impacto será bajo, ya que las vías se encuentran pavimentadas y en buenas condiciones.

Por lo tanto, la duración del impacto es temporal y acumulativa y está proyectado a que se presente por el tiempo que dure el proyecto.

### **III. Deterioro del aire por emisiones**

Impacto negativo está relacionado con las emisiones de gases de combustión procedente de la operación de maquinaria y equipos de combustión procedente de los vehículos. El impacto se valora de baja magnitud y de corta duración, con probabilidad de ocurrencia segura, ya que en la zona no hay accidentes orográficos de tamaño orográfico de tamaño considerable lo que permite que cualquier emisión al aire, se disipe rápidamente.

- **Recurso Paisajístico**

El desarrollo de este proyecto no contempla afectación directa al recurso, ya que no habrá modificación del paisaje natural, ni transformación de áreas debido a que el proyecto se realizara al interior de la Refinería. Sin embargo si habrá un efecto directo frente a los cambios que se presentaran en el área de influencia del proyecto.

#### **10.4.6.2 Componente Biótico**

- **Flora**

Este impacto se relaciona principalmente con la remoción de cobertura vegetal, como pasto o prado que cubre el área de interés, así como la tala de algunos pocos árboles.

#### **10.4.6.3 Componente Social**

- **Generación de empleo**

Teniendo en cuenta que la Refinería de Barrancabermeja es la mayor fuente de empleo directo e indirecto de la región, generando una continua expectativa en la población sobre el requerimiento de mano de obra por parte de la Refinería, es que se hace necesario realizar una correcta convocatoria.

Por lo cual este aspecto ha sido considerado como positivo, puntual, de probabilidad de ocurrencia segura.

- **Molestias a la comunidad**

En principio no se evaluara este aspecto debido a que las labores del proyecto se realizaran al interior de la Refinería; sin embargo existe la posibilidad que se presente un aumento del tránsito de vehículos que transportaran la maquinaria, el equipo, el personal, los materiales, insumos y los residuos con lo cual se puede llegar a generar molestias a la comunidad que habita en el área aledaña a la Refinería.

#### **10.4.6.4 Medidas de mitigación y prevención de impactos ambientales**

Las medidas de mitigación son muy importantes para la prevención y/o mitigación de los efectos negativos provocados por todas las actividades a realizar durante la ejecución del proyecto.

Éstas no solo sirven para mitigar o minimizar los impactos generados por el mismo, sino que son una herramienta que nos ayuda a prevenir, controlar, atenuar, corregir o compensar los impactos ambientales generados.

##### **10.4.6.4.1 Medidas Preventivas**

Son aquellas medidas que se toman para evitar que los impactos ambientales negativos sucedan a través de la realización de acciones subsidiarias.

Como por ejemplo para el deterioro del aire por material particulado, se podría establecer como medida, el riego con agua tratada, las áreas sujetas a levantar polvo y partículas a la atmosfera, también se podría implementar el uso de mascarillas, la limpieza continúa de las áreas, el restringir el área de construcción, otra en la etapa de operación es la limpieza de los filtros de los equipos, rejillas, cajas colectoras de aguas lluvias y aguas aceitosas y la limpieza de los drenajes.

Todos los equipos mayores planeados en la instalación de la planta se han solicitado con mecanismos de atenuación de los diferentes componentes que impactan el medio ambiente, como por ejemplo:

- Quemadores DLE (Dry Low Emision)
- Sistemas de mitigación de ruido.
- Sistemas de atrapamiento del material particulado.

#### **10.4.6.4.2 Medidas Correctivas**

Este tipo de medidas tienden a minimizar los efectos negativos mediante la ejecución de una serie de acciones subsidiarias.

Un ejemplo de este tipo de medidas es el establecimiento de horarios de trabajo de las actividades que generan más ruido, con el fin de evitar molestias a los trabajadores cercanos al área de intervención o por la elevación de niveles de ruido debido a la presencia de varias actividades ruidosas.

Así mismo todos los trabajadores durante la construcción y operación, deberán emplear protección auditiva para mitigar el ruido.

#### **10.4.6.4.3 Medidas de Contingencia**

Las medidas de contingencia consideran la atención primordial de la vida de todos los trabajadores en las fases de construcción, puesta en servicio y operación.

En la etapa de construcción, en caso de peligro de la vida de los trabajadores, dependiendo de la gravedad del caso, deberán ser atendidos primeramente en el CAPA (Centro de Atención de Primeros Auxilios) localizado en el interior de la Refinería y de allí según el caso se trasladara al centro asistencial más cercano.

Otras medidas como la construcción de diques para los tanques de diesel y o sistemas contra incendio, se deberán especificar como medidas de contingencia ante eventos inesperados que afecten no solo a las personas sino también al medio ambiente.

### **10.5 Conclusiones del estudio ambiental**

Teniendo en cuenta la identificación de los impactos de las actividades mencionadas, así como los resultados obtenidos en la matriz y posterior calificación de los impactos ambientales como resultado de la evaluación de los mismos, y acorde con los resultados obtenidos de la caracterización ambiental, se establece una plena viabilidad ambiental para su ejecución, tanto desde el punto de vista del medio natural como del social.

El proyecto es puntual y de menor escala en comparación con otros proyectos que se han ejecutado en la GRB.

El proyecto no afectara ecosistemas sensibles, ni áreas de parques nacionales o alguna zona del Sistema Nacional de Áreas Protegidas.

Dentro de los impactos moderados de mayor relevancia se tiene la generación de ruido.

Como conclusión general es posible decir que la evaluación de impactos para las actividades a desarrollar, revela que las actividades que se realizaran son compatibles con el medio ambiental y socioeconómico y con los usos del suelo establecidos para el sitio.

De la misma forma el impacto benéfico más significativo, hace referencia al incremento de la demanda de bienes y servicios y el incentivo al desarrollo económico de la región, toda vez que se generan necesidades gracias a la generación de empleo, lo que conlleva en cierto grado un mejoramiento en la calidad de vida de las persona que logren vincularse de alguna manera con el proyecto.

## 11 ESTUDIO LEGAL

Los proyectos de cogeneración están definidos por ley como una actividad que contribuye a la protección del medio ambiente dado su impacto positivo en la reducción y uso eficiente de los recursos energéticos, en especial de los no renovables como los combustibles fósiles.

Adicionalmente, directa o indirectamente, la cogeneración contribuye a una reducción en las emisiones (material particulado, gases de efecto invernadero y/o tóxicos) respecto a tecnologías de generación térmica tradicionales las cuales tienen un rendimiento o eficiencia energética menor<sup>17</sup>.

De lo anterior se puede afirmar con claridad que un proyecto de cogeneración como cualquier otro debe consultar con la autoridad ambiental correspondiente, los distintos requisitos y/o normas ambientales aplicables a la actividad específica, adicionalmente debe identificar los distintos impactos significativos al ambiente imputables a dicha actividad.

El objetivo general de este capítulo, es definir los aspectos que permitan definir el ámbito legal en el que se desarrollara el proyecto, con el fin de garantizar su viabilidad jurídica. Sin perder de vista que el proyecto hará el reemplazo de equipos, dentro de un área ya intervenida y licenciada.

### 11.1 Consideraciones generales

Ecopetrol S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la ley 1118 de 2006, regida por los estatutos sociales que se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública No. 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C.<sup>18</sup>

ECOPETROL S.A., para el proyecto debe tener en cuenta su condición de Auto-generador por lo tanto atender las regulaciones establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en especial la Resolución CREG 084 de 1996, que en su artículo 1° define el Auto-generador de la siguiente forma: “**Auto-generador:**

---

<sup>17</sup> (Jaramillo y rodriguez 2004)

<sup>18</sup> Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=30&conID=38178>.

“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.”

De la misma forma el artículo 8° de la citada resolución establece que:

“El Auto-generador, de acuerdo con la definición consignada en el artículo 1° de la presente Resolución, no puede vender parcial o totalmente su energía a terceros si quiere mantener la categoría de Auto-generador”.

Lo anterior determina la forma en que la oferta y la demanda de energía al interior de la refinería deben ser atendidas.

Por otra parte el Auto-generador puede o no, ser el propietario de los activos que conforman el sistema de cogeneración; en todo caso el proceso de cogeneración deberá ser de quien realice la actividad productiva de la cual hace parte.

## **11.2 Proyecto como mecanismo de desarrollo limpio (MDL)**

Uno de los beneficios más importantes que se pueden obtener de la implementación del proyecto, está relacionado con los beneficios tributarios que se logran por el desarrollo de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) definido en la ley 788 de 2002 y en el Protocolo de Kyoto

Tanto Ecopetrol S. A., como los Ministerios de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT) y de Minas y Energía (MME) están comprometidos con la lucha contra las causas y los efectos del cambio climático y por ello el presente Proyecto se enmarca dentro de esta estrategia.

El Proyecto está asociado con el tema de la mitigación de las emisiones globales de GEI (Gases de efecto invernadero) y se complementa con otros proyectos que existen tanto dentro de esta temática, como en relación con la adaptación a los efectos del calentamiento global, que desarrollan los sectores productivos del país.

En la Agenda Ambiental Interministerial suscrita entre el MAVDT y el MME en noviembre de 2007 se acordó, como parte de la promoción de procesos productivos competitivos y sostenibles.

“promocionar opciones de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

del Protocolo de Kyoto y fortalecer el portafolio de proyectos de reducción de emisiones”.

Así mismo en el Documento CONPES 3242 de 2003 “Estrategia institucional para la venta de servicios ambientales de mitigación del cambio climático” se señala como objetivo central de la política en la materia,

“promover la participación competitiva de Colombia en el mercado de reducción de emisiones verificadas de emisiones de GEI mediante el establecimiento y consolidación de un marco institucional nacional.”

En concordancia con lo anterior, en la Ley 788 de 2002 se expresa que no causa impuesto la importación de maquinaria y equipos destinados al desarrollo de proyectos o actividades que sean exportadores de certificados de reducción de emisiones de carbono y que contribuyan a reducir la emisión de gases de efecto invernadero y por lo tanto al desarrollo sostenible.

De modo complementario, el MAVDT expidió la resolución 978 de 2007 en la cual se reglamentan los trámites necesarios para acceder a estos beneficios tributarios.

Las tablas N° 31 y 32 muestran la normatividad aplicable al proyecto y los permisos existentes.

**Tabla N° 31. Licencias y permisos. Normatividad aplicable.**

<b>Norma</b>	<b>Fecha</b>	<b>Entidad</b>	<b>Contenido</b>	<b>Aplicable</b>
<b>Licencias ambientales</b>				
Decreto 1220	21 de abril de 2005	MAVDT	Se reglamenta el título VIII de la ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales	Se requiere la presentación de un PMA.
<b>Emisiones atmosféricas y ruido</b>				

Decreto 02	11 de enero de 1982	Ministerio de salud publica	Se reglamenta el título I de la ley 99 del 79 y el decreto 2811 de 1974 en cuanto a emisiones atmosféricas	Aplica para GRB. Emisiones generadas por equipos, maquinaria y vehículos usados durante la construcción. Emisiones generadas por nuevas tecnologías y procesos
<b>Vertimientos</b>				
Decreto 1594	26 de junio de 1984		Se reglamenta el título I de la Ley 09 de 1979 , así como el Capítulo 2 del Título VI - Parte III - Libro II y el Título III de la parte III - Libro I - del Decreto 2811 de 1974 en cuanto a Usos del Agua y Residuos Líquidos.	Aplica para GRB en zonas de vertimiento del proyecto, usando los sistemas actuales de tratamiento.
<b>Residuos sólidos</b>				
Decreto 2104	26 de julio de 1983	Ministerio de salud publica	Se reglamenta parcialmente el título III de la parte IV del libro I del decreto ley 2811 de 1974 y los títulos I y XI de la ley 09 de 1979 en cuanto a residuos sólidos	Disposición de residuos generados por el proyecto, tanto en construcción como en su operación, aquellos que sean adicionales a los actualmente generados por la GRB.
Decreto 4741	2005		Reglamenta los PGIRS y el manejo de los residuos industriales peligrosos	

Fuente: Ministerio de Ambiente

**Tabla N° 32. Licencias y permisos vs Requerimientos del proyecto.**

<b>Fuente</b>	<b>Documentos legales</b>	<b>Fechas de emisión</b>	<b>Alcances</b>	<b>Fecha de vencimiento</b>	<b>Requerimientos del proyecto</b>
<b>Emisiones atmosféricas y ruido</b>					
Refinería	Resolución 0000385	10 julio de 2007	Prorroga de 2 años del permiso de emisiones atmosféricas. 17 unidades de caldera para una emisión máxima de 35.7 Kg / hora de material particulado.	Venció en junio de 2009 en trámite de renovación.	Por efecto del proyecto se reducirán las emisiones actuales, por lo tanto los impactos del proyecto quedan cobijados por el actual permiso de emisiones.
<b>Residuos sólidos</b>					
Complejo Industrial	Resolución 000002	4 enero de 2001	Se aprobó el PMA para la operación y funcionamiento de un relleno sanitario	Vida útil estimada al 2010	Aplicación en los nuevos residuos generados.

Fuente: Ministerio de Ambiente

Adicionalmente se enuncian otros documentos relacionados con la actividad de generación de energía eléctrica que deben ser tomados en cuenta en el proyecto para las fases posteriores:

- **Ley 142 de 1994**

Artículo 74.1. De la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible:

“Literal b). Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad y el uso eficiente de energía y gas combustible por parte de los consumidores y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios”.

- **Ley 1215 de 2008**

Artículo 1°. Adiciónese un numeral al artículo 89 de la Ley 142 de 1994, así:

"89.9. Quienes produzcan energía eléctrica como resultado de un proceso de cogeneración, entendido este como la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de su actividad productiva, podrán vender excedentes de electricidad a empresas comercializadoras de energía, esta venta quedará sujeta a la contribución del 20% en los términos establecidos en los numerales 1 y 2 del presente artículo.

El cogenerador estará exento del pago del factor pertinente del 20% que trata este artículo sobre su propio consumo de energía proveniente de su proceso de cogeneración.”

- **Ley 689 de 2001**

Artículo 14. Numeral 14.15 Productor marginal independiente o para uso particular. Es la persona natural o jurídica que utilizando recursos propios y técnicamente aceptados por la normatividad vigente para cada servicio, produce bienes o servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos para sí misma o para una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica directa con ella o con sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal.

- **Ley 697 de 2001**

Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones.

- **Resolución 0453 de 2004**

En esta resolución se establecen los principios, requisitos y criterios y se establece el procedimiento para la aprobación nacional de proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que optan al mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

- **Protocolo de Kyoto**

Es un acuerdo internacional asumido en 1997 en el ámbito de la Convención Marco de las Naciones Unidas (CMNUCC), que trata de frenar el cambio climático. Uno de sus objetivos es contener las emisiones de los gases que aceleran el calentamiento global, y hasta la fecha ha sido ratificado por 163 países.

Este acuerdo impone para 39 países que se consideran desarrollados (no afecta a los países en vías de desarrollo como Brasil, India o China) la contención o reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero.

El estado colombiano ratificó dicho protocolo mediante la ley 629 de 2000.

- **Ley 629 de 2000**

Por medio de la cual se aprueba el "Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático", hecho en Kyoto el 11 de diciembre de 1997.

- **Decreto 2811 de 1974**

El cual se refiere al Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.

- **Decreto 948 de 1995**

Reglamento de protección y control de la calidad del aire.

### **11.3 Conclusiones de estudio legal**

Después de llevar a cabo una revisión de los aspectos legales, se define que el proyecto cumple con lo establecido por la ley, decretos y resoluciones, y por lo tanto sostiene viabilidad jurídica.

Las implicaciones legales y comerciales que se derivan de la implementación de una planta de cogeneración están fuertemente relacionadas con la estructura comercial que se ejecute, en este caso como la determinación es ejecutar la obra como un proyecto interno de Ecopetrol y solo para satisfacción de sus necesidades internas, las implicaciones jurídico-comerciales son las enunciadas en el presente capítulo.

Cuando la planta por determinadas circunstancias tenga que parar su producción y la alimentación de energía eléctrica tenga que ser apropiada de la red externa, la legislación aplicable será la que rija en ese momento para el tipo de negocio que se plantee con el suministrador externo.

A nivel de legislación específica colombiana vigente, luego de la revisión de las leyes, normas y regulaciones que aplican para este tipo de proyectos, se determinó que el proyecto no irrespeta ninguna y cumple con lo establecido en éstas.

## 12 ESTUDIO FINANCIERO

Todo proyecto en Ecopetrol es intensamente evaluado financieramente, ya que de esta forma se asegura la respectiva rentabilidad que el proyecto pueda aportar y a su vez se verifica que este en línea con los planes estratégicos de la compañía.

En el presente estudio se analizan y evalúan de forma incremental, los aspectos financieros que permitan determinar la viabilidad financiera del proyecto, de tal manera que se puedan tomar las decisiones respectivas de inversión.

Teniendo en cuenta las características de los equipos principales descritas en el estudio técnico, el horizonte del proyecto se plantea a 20 años con proyección de producción de energía y vapor constantes desde el año 2012 hasta el año 2034.

### 12.1 Metodología del estudio

Como se ha mencionado a lo largo de todo el presente estudio, el proyecto plantea realizar el montaje de una planta de cogeneración que brinde más confiabilidad, disponibilidad, y que a su vez reduzca los costos operativos en la generación de los servicios industriales.

Por tal motivo se ha realizado una evaluación de tipo incremental, en la cual se comparan los costos actuales de generación de energía y vapor contra los costos futuros con la implementación del proyecto sumándole los beneficios asociados a su implementación (Beneficios por bonos de carbono y confiabilidad).

Para llevar a cabo el estudio se han diseñado dos escenarios:

- Caso Base (Flujo de costos actuales sin proyecto)
- Caso Proyecto (Flujo de costos y beneficios futuros con proyecto)

### 12.2 Caso base

Para este caso se analizaron los datos obtenidos de las bases de economía y gestión, que posee la Refinería de Barrancabermeja y que monitorean constantemente los costos de la generación de los servicios industriales, en este caso base se han incluido igualmente los costos por las compras de energía a la red externa es decir la Central Termo-Barranca.

Las tablas de costos Opex de la generación de energía eléctrica y vapor para el caso base se muestran en el Anexo 1 “Evaluación Financiera Determinística”.

Partiendo de los datos de costos del caso base, se proyectaron los costos Opex a 20 años, teniendo en cuenta un incremento anual de 5% en los costos de mantenimiento del equipo existente dado su tiempo de trabajo y deterioro, este incremento se tomo de las rutinas de mantenimiento típicas que realiza la Refinería.

Así mismo se incluyo un incremento anual en las tarifas de Termo-Barranca. Toda la proyección se extendió a 20 años como tiempo base para la evaluación del proyecto.

Las tablas de proyección de los Opex del caso base se pueden observar en el Anexo 1 "Evaluación Financiera Deterministica".

Con la proyección de todos los costos operativos se realizo el flujo de caja libre del caso base.

La tabla N° 33, muestra los resultados de la evaluación del flujo de caja libre del caso base (sin proyecto).

**Tabla N° 33. Flujo de caja libre del caso base (SIN PROYECTO).**

FCL CASO BASE									
INGRESOS	Unidades	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8
Ingresos Energía	COP/Año								
TOTAL INGRESOS	USD/Año								
COSTOS OPERATIVOS									
OPEX ENERGÍA	MCOP/Año	\$ 84,052.35	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34
OTROS COSTOS ENERGÍA	MCOP/Año	\$ 12,641.73	\$ 12,894.56	\$ 13,152.45	\$ 13,415.50	\$ 13,683.81	\$ 13,957.49	\$ 14,236.64	\$ 14,521.37
OPEX VAPOR	MCOP/Año	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36
TOTAL OPEX (-)	MCOP/Año	-\$103,205	-\$106,190	-\$106,448	-\$106,711	-\$106,980	-\$107,253	-\$107,532	-\$107,817
EBITDA	MCOP/Año	-\$103,205	-\$106,190	-\$106,448	-\$106,711	-\$106,980	-\$107,253	-\$107,532	-\$107,817
Depreciación (-)	MCOP/Año								
Amortización (-)	MCOP/Año								
EBIT	MCOP/Año	-\$103,205	-\$106,190	-\$106,448	-\$106,711	-\$106,980	-\$107,253	-\$107,532	-\$107,817
Impuestos (-)	MCOP/Año	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
UTILIDAD NETA	MCOP/Año	-\$103,205	-\$106,190	-\$106,448	-\$106,711	-\$106,980	-\$107,253	-\$107,532	-\$107,817
Depreciación	MCOP/Año	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortización (-)	MCOP/Año	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO DE CAJA LIBRE	MCOP/Año	-\$103,205	-\$106,190	-\$106,448	-\$106,711	-\$106,980	-\$107,253	-\$107,532	-\$107,817
COSTO PRESENTE EQUIVALENTE	MCOP	(\$ 849,425.75)							

FCL CASO BASE											
AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
\$ 86,784.34	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34	\$ 86,784.34
\$ 14,811.80	\$ 15,108.03	\$ 15,410.19	\$ 15,718.40	\$ 16,032.76	\$ 16,353.42	\$ 16,680.49	\$ 17,014.10	\$ 17,354.38	\$ 17,701.47	\$ 18,055.50	\$ 18,416.61
\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36	\$ 6,511.36
-\$108,107	-\$108,404	-\$108,706	-\$109,014	-\$109,328	-\$109,649	-\$109,976	-\$110,310	-\$110,650	-\$110,997	-\$111,351	-\$111,712
-\$108,107	-\$108,404	-\$108,706	-\$109,014	-\$109,328	-\$109,649	-\$109,976	-\$110,310	-\$110,650	-\$110,997	-\$111,351	-\$111,712
\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
-\$108,107	-\$108,404	-\$108,706	-\$109,014	-\$109,328	-\$109,649	-\$109,976	-\$110,310	-\$110,650	-\$110,997	-\$111,351	-\$111,712
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-\$108,107	-\$108,404	-\$108,706	-\$109,014	-\$109,328	-\$109,649	-\$109,976	-\$110,310	-\$110,650	-\$110,997	-\$111,351	-\$111,712

Fuente: Los Autores

### **12.3 Caso con proyecto**

Para el caso con proyecto se siguió el mismo esquema que con el caso base, se determinaron sus costos Opex, se hizo la proyección de los mismos a 20 años y se evaluó el flujo de caja libre con proyecto, adicionalmente se incluyeron dentro de la evaluación los siguientes aspectos:

#### **12.3.1 Inversión inicial**

La inversión está compuesta básicamente por 5 aspectos principales, que se derivaron de la EDT planteada en capítulos anteriores, los cuales son:

- Ingeniería
- Equipos principales Ecopetrol
- Equipos contratista
- Construcción y puesta en marcha
- Gerencia del proyecto

Es importante aclarar que no se ha incluido el terreno dentro de los costos de inversión.

Luego de analizar el costo de oportunidad asociado a los terrenos que se tenían como alternativas para la construcción de la planta, la información recibida del departamento de gestión inmobiliaria de Ecopetrol nos indico que no existe ninguna opción de que estos terrenos pudieran ser vendidos, por el contrario para la Refinería es importante darles utilización, lo cual nos aclara que no existe ningún costo de oportunidad asociado a ellos, no obstante aunque son terrenos dentro de la Refinería de Barrancabermeja se debe efectuar la gestión necesaria para que sea asignados al proyecto.

La tabla N° 34 muestra la distribución de costos de la inversión inicial del proyecto.

**Tabla N° 34. Distribución de costos de la inversión inicial del proyecto.**

<b>COSTOS DE INVERSIÓN INICIAL</b>		
<b>GERENCIA DEL PROYECTO</b>		
	Costo Total (USD)	Costo Total (COP)
Aseguramiento Técnico	\$ 1.360.460	\$ 2.584.874.000
Gestión de Compras	\$ 261.477	\$ 496.806.300
Dirección del Proyecto	\$ 1.745.855	\$ 3.317.124.500
Interventoría	\$ 8.213.212	\$ 15.605.102.800
Logística	\$ 1.659.577	\$ 3.153.196.300
<b>TOTAL GERENCIA DEL PROYECTO</b>	<b>\$ 13.240.581</b>	<b>\$ 25.157.103.900</b>

<b>INGENIERIA</b>		
<b>INGENIERIA BÁSICA</b>	Costo Total	Costo Total
Sistemas Auxiliares	\$ 182.862	\$ 347.437.800
Turbogenerador	\$ 173.832	\$ 330.280.800
Caldera HSRG	\$ 139.969	\$ 265.941.100
Cuarto de control y subestación eléctrica	\$ 112.878	\$ 214.468.200
<b>Total Ingeniería Básica</b>	<b>\$ 609.541</b>	<b>\$ 1.158.127.900</b>
<b>INGENIERIA DETALLADA</b>	Costo Total	Costo Total
Sistemas Auxiliares	\$ 398.722	\$ 757.571.800
Turbogenerador	\$ 379.032	\$ 720.160.800
Caldera HSRG	\$ 305.195	\$ 579.870.500
Cuarto de control y subestación eléctrica	\$ 246.125	\$ 467.637.500
<b>Total Ingeniería Detallada</b>	<b>\$ 1.329.074</b>	<b>\$ 2.525.240.600</b>
<b>TOTAL IN GENIERÍA</b>	<b>\$ 1.938.615</b>	<b>\$ 3.683.368.500</b>

<b>COMPRA EQUIPOS PRINCIPALES ECOPETROL</b>		
<b>TURBINA 35MW</b>	Costo Total	Costo Total
Ingeniería	\$ 887.602	\$ 1.686.443.800
Suministro de equipos	\$ 21.616.231	\$ 41.070.838.900
Preservación y almacenamiento	\$ 443.801	\$ 843.221.900
Capacitación y entrenamiento	\$ 591.735	\$ 1.124.296.500
Asistencia técnica y puesta en marcha	\$ 1.331.404	\$ 2.529.667.600
<b>Total Compras turbina</b>	<b>\$ 24.870.773</b>	<b>\$ 47.254.468.700</b>
<b>CALDERA HSRG</b>	Costo Total	Costo Total
Ingeniería	\$ 221.000	\$ 419.900.000
Suministro de equipos	\$ 11.672.456	\$ 22.177.666.400

Preservación y almacenamiento	\$ 356.502	\$ 677.353.800
Capacitación y entrenamiento	\$ 475.336	\$ 903.138.400
Asistencia técnica y puesta en marcha	\$ 1.069.505	\$ 2.032.059.500
<b>Total Compras caldera</b>	<b>\$ 13.794.799</b>	<b>\$ 26.210.118.100</b>
<b>TOTAL INGENIERÍA</b>	<b>\$ 38.665.572</b>	<b>\$ 73.464.586.800</b>

#### COMPRA EQUIPOS CONTRATISTA

	Costo Total	Costo Total
Materiales de Tubería	\$ 4.606.251	\$ 8.751.876.900
Estructuras metálicas	\$ 533.057	\$ 1.012.808.300
MR HVAC	\$ 350.394	\$ 665.748.600
MR SWITCHGEAR y Trafos	\$ 6.346.222	\$ 12.057.821.800
Materiales Eléctricos	\$ 9.785.505	\$ 18.592.459.500
MR Sistemas de control	\$ 5.094.720	\$ 9.679.968.000
MR Materiales e instrumentación	\$ 3.078.018	\$ 5.848.234.200
MR Sistemas de dosificación soda	\$ 105.688	\$ 200.807.200
<b>Total Compras contratista</b>	<b>\$ 29.899.855</b>	<b>\$ 56.809.724.500</b>

#### CONSTRUCCIÓN Y PUESTA EN MARCHA

	Costo Total	Costo Total
Obras civiles cogeneradora	\$ 640.801	\$ 1.217.521.900
Nuevo cuarto de control	\$ 5.357.438	\$ 10.179.132.200
Equipos, auxiliares, filtros y bombas	\$ 1.379.283	\$ 2.620.637.700
Nuevo sistema de alimentación de gas	\$ 2.096.389	\$ 3.983.139.100
Puesta en marcha	\$ 909.370	\$ 1.727.803.000
<b>Total Construcciones</b>	<b>\$ 10.383.281</b>	<b>\$ 19.728.233.900</b>

<b>TOTAL INVERSIÓN INICIAL</b>	<b>\$ 94.127.904</b>	<b>\$ 178.843.017.600</b>
<b>TOTAL INVERSIÓN INICIAL DEPRECIABLE</b>	<b>\$ 33.288.687</b>	<b>\$ 63.248.505.300</b>

Fuente: Autores

De acuerdo con las normas tributarias actuales y en línea con las políticas contables de Ecopetrol, para este proyecto se utilizara el método de depreciación lineal por un periodo de 10 años.

De acuerdo con la dirección de proyectos esta es la forma en que Ecopetrol está evaluando la depreciación para todo el portafolio de proyectos actuales.

### **12.3.2 Beneficios por bonos MDL (Mecanismos de desarrollo limpio)**

Como se menciona en la evaluación ambiental el proyecto tiene la posibilidad de recibir beneficios por venta de bonos de carbono o bonos MDL, para este caso se han calculado los beneficios teniendo en cuenta la cantidad de CO<sub>2</sub> que el proyecto planea reducir.

Para el cálculo se definió con base en estudios similares realizados en la Refinería, cuanto será el estimado de toneladas de CO<sub>2</sub> que el proyecto disminuirá con su implementación. Esto lo determina la reducción de consumo de gas y la mejora en la eficiencia por los nuevos equipos.

Para el proyecto se definió que la reducción de CO<sub>2</sub> es de 200.000 toneladas/año. De acuerdo con otros proyectos que han realizado ventas de bonos de carbono, el valor de estos puede variar entre 15 y 24 USD/ tonelada.

Para el proyecto se tomo como base de evaluación 18 USD/Tonelada esto nos da un beneficio estimado de \$3'600.000 USD/año en un escenario conservador.

### **12.3.3 Beneficios en confiabilidad**

Otro de los beneficios derivados de la implementación del proyecto es la reducción de los costos asociados a la baja confiabilidad del sistema actual.

Desde 2003 se ha realizado en la Refinería un seguimiento a las causas de las paradas no programadas en plantas, lo que ha arrojado un índice de 54 paradas por año, de las cuales solo 7 son atribuibles a las propias plantas, las demás son causadas por la pobre disponibilidad o baja confiabilidad en la generación de energía y vapor.

Los cálculos indican que la baja confiabilidad le cuesta a Ecopetrol alrededor de \$8'405.000 USD/año. Con la implementación del proyecto se reduciría este valor al mínimo debido al aumento considerable en disponibilidad y confiabilidad con la entrada de la planta nueva.

Se incluyo este beneficio por reducción de costos en confiabilidad en el flujo de caja del proyecto.

El anexo N°1 muestra la distribución de costos Opex con proyecto y Opex proyección así como también el flujo de caja libre con proyecto.

A continuación en la tabla N° 35 se muestra la evaluación del flujo de caja libre con proyecto.

**Tabla N° 35. Flujo de caja libre del caso proyecto (CON PROYECTO).**

FCL CASO PROYECTO COGENERACIÓN											
		PRECIO CO2 U\$	18								
<b>INGRESOS/BENEFICIOS</b>	Unidades	Año 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	
Mecanismos de desarrollo limpio	MCOP/Año		\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289	
Confiability	MCOP/Año		\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970	
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>MCOP/Año</b>		<b>\$23,258</b>	<b>\$23,258</b>	<b>\$23,258</b>	<b>\$23,258</b>	<b>\$23,258</b>	<b>\$23,258</b>	<b>\$23,258</b>	<b>\$23,258</b>	
<b>COSTOS OPERATIVOS</b>											
OPEX ENERGÍA	MCOP/Año		\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367	
OPEX VAPOR	MCOP/Año		\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182	
<b>TOTAL OPEX (-)</b>	<b>MCOP/Año</b>		<b>-\$80,549</b>	<b>-\$80,549</b>	<b>-\$80,549</b>	<b>-\$80,549</b>	<b>-\$80,549</b>	<b>-\$80,549</b>	<b>-\$80,549</b>	<b>-\$80,549</b>	
<b>EBITDA</b>	<b>MCOP/Año</b>		<b>-\$57,290</b>	<b>-\$57,290</b>	<b>-\$57,290</b>	<b>-\$57,290</b>	<b>-\$57,290</b>	<b>-\$57,290</b>	<b>-\$57,290</b>	<b>-\$57,290</b>	
Depreciación (-)	MCOP/Año		\$ 6,325	\$ 6,325	\$ 6,325	\$ 6,325	\$ 6,325	\$ 6,325	\$ 6,325	\$ 6,325	
Amortización (-)	MCOP/Año		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
<b>EBIT</b>	<b>MCOP/Año</b>		<b>-\$63,615</b>	<b>-\$63,615</b>	<b>-\$63,615</b>	<b>-\$63,615</b>	<b>-\$63,615</b>	<b>-\$63,615</b>	<b>-\$63,615</b>	<b>-\$63,615</b>	
Impuestos (-)	MCOP/Año		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
<b>UTILIDAD NETA</b>	<b>MCOP/Año</b>		<b>-\$63,615</b>	<b>-\$63,615</b>	<b>-\$63,615</b>	<b>-\$63,615</b>	<b>-\$63,615</b>	<b>-\$63,615</b>	<b>-\$63,615</b>	<b>-\$63,615</b>	
Depreciación	MCOP/Año		\$ 6,325	\$ 6,325	\$ 6,325	\$ 6,325	\$ 6,325	\$ 6,325	\$ 6,325	\$ 6,325	
Amortización (-)	MCOP/Año		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE</b>	<b>MCOP/Año</b>		<b>-\$57,290</b>	<b>-\$57,290</b>	<b>-\$57,290</b>	<b>-\$57,290</b>	<b>-\$57,290</b>	<b>-\$57,290</b>	<b>-\$57,290</b>	<b>-\$57,290</b>	
<b>INVERSIÓN INICIAL</b>	USD/Año	\$	178,843								
<b>COSTO PRESENTE EQUIVALENTE</b>	MCOP		(\$ 632,097.60)								
FCL CASO PROYECTO COGENERACIÓN											
<b>AÑO 9</b>	<b>AÑO 10</b>	<b>AÑO 11</b>	<b>AÑO 12</b>	<b>AÑO 13</b>	<b>AÑO 14</b>	<b>AÑO 15</b>	<b>AÑO 16</b>	<b>AÑO 17</b>	<b>AÑO 18</b>	<b>AÑO 19</b>	<b>AÑO 20</b>
\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289	\$ 7,289
\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970	\$ 15,970
\$23,258	\$23,258	\$23,258	\$23,258	\$23,258	\$23,258	\$23,258	\$23,258	\$23,258	\$23,258	\$23,258	\$23,258
\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367	\$ 75,367
\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182	\$ 5,182
-\$80,549	-\$80,549	-\$80,549	-\$80,549	-\$80,549	-\$80,549	-\$80,549	-\$80,549	-\$80,549	-\$80,549	-\$80,549	-\$80,549
-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290
\$ 6,325	\$ 6,325	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
-\$63,615	-\$63,615	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
-\$63,615	-\$63,615	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290
\$ 6,325	\$ 6,325	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290

Fuente: Autores

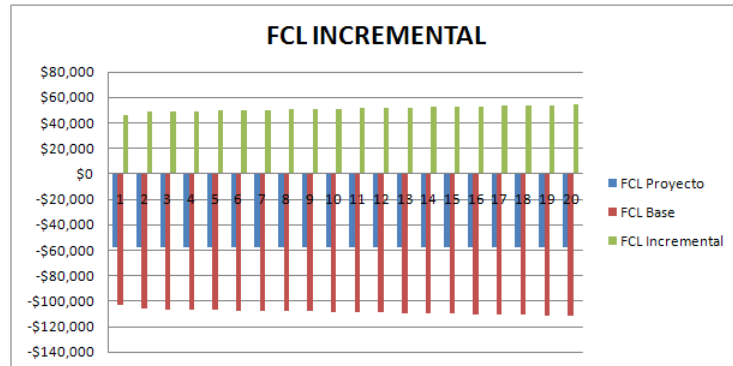
## 12.4 Flujo de caja incremental

Luego de realizar la evaluación sin y con proyecto se evaluó el flujo de caja incremental, tomado los ahorros como los beneficios para el proyecto.

A continuación la tabla N° 36 muestra el flujo de caja incremental con su respectivo resultado de VPN incremental.

**Tabla N° 36. Flujo de caja libre incremental.**

FCL INCREMENTAL									
FLUJO DE CAJA LIBRE	Unidades	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8
FCL PROYECTO	MCOP/Año	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290
FCL BASE	MCOP/Año	-\$103,205	-\$106,190	-\$106,448	-\$106,711	-\$106,980	-\$107,253	-\$107,532	-\$107,817
FCL INCREMENTAL	MCOP/Año	\$45,915	\$48,900	\$49,158	\$49,421	\$49,689	\$49,963	\$50,242	\$50,527
VPN INCREMENTAL	MCOP/Año	\$ 217,328.15							



FCL INCREMENTAL											
AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290	-\$57,290
-\$108,107	-\$108,404	-\$108,706	-\$109,014	-\$109,328	-\$109,649	-\$109,976	-\$110,310	-\$110,650	-\$110,997	-\$111,351	-\$111,712
\$50,817	\$51,113	\$51,416	\$51,724	\$52,038	\$52,359	\$52,686	\$53,019	\$53,360	\$53,707	\$54,061	\$54,422

Fuente: Autores

## **12.5 Conclusiones al estudio financiero**

A partir del presente estudio de pre-factibilidad se estimo que la inversión inicial del proyecto es del orden de \$94.127.904 Dólares de los estados unidos, es decir \$178.843.017.600, Pesos colombianos.

El VPN calculado para el flujo de caja incremental es mayor que cero con un valor de \$ 217.318 millones de pesos colombianos, teniendo en cuenta que se calculo como la diferencia entre los flujos base sin proyecto y con proyecto.

El VPN calculado nos indica que el proyecto es atractivo y rentable para Ecopetrol, a pesar de que la inversión inicial es alta es aconsejable su implementación.

Es importante asegurar que los beneficios por bonos de carbono (MDL), y confiabilidad se concreten, puesto que tienen gran influencia en los beneficios finales del proyecto. Es aconsejable que durante la implementación del proyecto se asegure su obtención y al mejor precio.

## 13 ESTUDIO DE RIESGOS

De acuerdo con la metodología PMI la gestión de riesgos de un proyecto pretende aumentar la probabilidad y el impacto de los eventos positivos y disminuir la probabilidad y el impacto de los eventos negativos.

Dado que los riesgos se presentan a lo largo de todo el proyecto, sea que algunos se mitiguen, otros puedan incrementarse e incluso muchos pueden aparecer como nuevos riesgos, es por ello que se hace necesario que la gerencia de riesgos se realice durante todas las etapas del proyecto.

El modelo de maduración de proyectos de Ecopetrol, hace especial énfasis en el aspecto de riesgos, exigiendo de manera recurrente durante las fases del proyecto la actualización de los estudios de riesgos de forma que se identifiquen los nuevos y se mantenga el seguimiento de los ya identificados.

La metodología a seguir para este estudio es la planteada por el PMI, ya que Ecopetrol sigue esta metodología como lineamiento para sus estudios de riesgos y comprende las siguientes etapas:

- 1) Plan de gerenciamiento de riesgos.
- 2) Identificación de los riesgos
- 3) Análisis cualitativo
- 4) Análisis cuantitativo
- 5) Respuesta a los riesgos
- 6) Control y monitoreo de los riesgos

### 13.1 Plan de gerenciamiento de riesgos

Esta etapa deberá incluir todos los aspectos que serán evaluados durante el desarrollo del proyecto de forma que se ejecute una correcta gestión de riesgos, el gerenciamiento deberá incluir:

- 1) Talleres Interdisciplinarios de identificación.

- 2) Metodologías de ampliación de los talleres (definidas por la PMO)
- 3) Definición de herramientas (formatos de identificación y seguimiento)
- 4) Definición de roles y responsabilidades de los involucrados
- 5) Presupuesto y contingencias
- 6) Definición de probabilidades e impactos
- 7) Frecuencias de reportes
- 8) Informes de seguimiento.

Es importante precisar que este estudio solo tiene un alcance a nivel de pre-factibilidad y que las etapas posteriores del proyecto deberán desarrollar el tema con mucha más profundidad.

### 13.2 Identificación de los riesgos

Se identificaron las siguientes categorías como las más relevantes para el presente proyecto

**Tabla N° 37. Categorías definidas para la identificación de los riesgos del proyecto.**

	<b>CATEGORÍA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
1	<b>Compras y Contratación</b>	Riesgos asociados a las gestiones de Contratación y Compras (desde la gestión precontractual, su planeación hasta la entrega de los equipos). Incluyen entre otros temas selección de proveedores, reclamaciones, condiciones de entrega, planeación, recibo, trámites en la Importación y especificaciones de equipos o materiales comprados.
2	<b>Técnicos (Estudios e ingenierías)</b>	Riesgos asociados a la parte técnica de los proyectos por la planeación, ejecución y control de estudios que permitan seleccionar una tecnología, evaluar alternativas, definir alcances de temas especializados, pre-conceptualización técnica del proyecto, desarrollo de ingenierías conceptual, básica y detallada; ítems relativos a la complejidad tecnológica, e integralidad operacional de los nuevos sistemas diseñados.

3	<b>Ejecución y Montaje</b>	Riesgos asociados a los eventos que se puedan generar durante el desarrollo de todas las actividades de la ejecución, situaciones relacionadas con la construcción y el montaje que incluyen entre otros la disponibilidad de recursos (mano de obra, materiales, equipos y herramientas), solicitudes de controles de cambios, cumplimiento del cronograma y presupuesto de ejecución, factores climáticos.
4	<b>Puesta en marcha y entrega.</b>	Riesgos asociados a las etapas de alistamiento de los sistemas intervenidos, la puesta en marcha, estabilización de las plantas, estaciones, líneas ó equipos, cierre del proyecto y los entregables finales que permiten entregar la custodia del proyecto al cliente final; así como situaciones relacionadas con las prácticas de Pre y Comisionamiento, disponibilidad de personal calificado para la operación y confiabilidad de los sistemas.
5	<b>Logística y Transporte</b>	Riesgos asociados con el lugar donde se ejecutan los trabajos tales como sistemas de comunicación, áreas destinadas para el Proyecto, construcción y/o adecuación de vías de acceso y la adaptación de espacio disponibles para los trabajos en el área, acceso, almacenamiento y/o transporte de los recursos (mano de obra, materiales, equipos y herramientas).
6	<b>HSE y Seguridad Física.</b>	Riesgos asociados con Seguridad Industrial, Física y Salud Ocupacional, el cumplimiento de la gestión ambiental y los impactos ambientales, cumplimiento de la normatividad interna de HSE, los impactos a la salud de las personas involucradas en el proyecto.
7	<b>Gerenciamiento del Proyecto.</b>	Riesgos asociados con la Gerencia del Proyecto (Gestión de Integración, Gestión del Alcance, Gestión de Tiempo, Gestión o Ingeniería de Costos, Gestión de Calidad, Gestión de Recurso Humano, Gestión de Comunicaciones (clientes final), Gestión de Riesgos y Gestión de Adquisiciones) estrategia de Financiación; independientemente si esta se realiza directamente o a través de un contratista.

Fuente Los Autores

De acuerdo con los aspectos anteriormente mencionados se realizo un taller de identificación de riesgos, en el cual se establecieron los riesgos más relevantes encontrados para cada una de las categorías.

**Tabla N° 38. Clasificación de riesgos según su categoría.**

No	CATEGORIA	RIESGO
1	<b>Compras y Contratación</b>	Demoras en gestión de compras y/o entrega de materiales y equipos por parte de proveedores.
2	<b>Técnicos (Estudios e ingenierías)</b>	Deficiencia y demora en el montaje por inconsistencias entre equipos y diseños de montaje.
3	<b>Ejecución y Montaje</b>	Atraso en la ejecución del contrato por paros laborales.
4	<b>Puesta en Marcha y Entrega</b>	Daño de los equipos y componentes.
5	<b>Logística y Transporte</b>	Paros internacionales, paros de transporte interno.
6	<b>HSE y Seguridad Física</b>	Emisión no controlada SOX, H2S y VOC.
7	<b>Gerencia de Proyecto</b>	Deficiente desempeño del equipo.

Fuente Autores

### 13.3 Evaluación cualitativa de riesgos

La evaluación cualitativa y cuantitativa, se realizo con base en los siguientes criterios de calificación y clasificación de riesgos:

**Tabla N° 39. Clasificación de riesgos según su probabilidad.**

<b>PROBABILIDAD</b>	<b>VALOR NUMÉRICO</b>
Muy Bajo	<1%
Bajo	1-5%
Moderado	5-25%
Alto	25-50%
Muy Alto	>50%

Fuente: Autores

**Tabla N° 40. Clasificación de según su impacto.**

<b>IMPACTO</b>	<b>VALOR NUMÉRICO</b>
Muy Bajo	0,10%
Bajo	0,40%
Moderado	0,75%
Alto	2,25%
Muy Alto	3,75%

**Tabla N° 41. Valor esperado del riesgo**

<b>TIPO DE RIESGO</b>	<b>VALOR ESPERADO DEL RIESGO</b>
Muy Bajo	menor a 0.10%
Bajo	menor a 0.40%
Moderado	menor a 0.75%
Alto	menor a 2.25%
Muy Alto	mayor a 2.25%

Fuente: Autores

Con base en la anterior tabla se realizo una cualificación y calificación a los riesgos identificados, los cuales se muestran en la siguiente matriz de control de riesgos:

**Tabla N° 42. Matriz de control de riesgos.**

N°	CATEGORIA	RIESGOS	CAUSAS BASICA	IMPACTO				PROBABILIDAD	TIPO DE RIESGO	
				ALCANCE	TIEMPO	COSTO	CALIDAD		Total Probabilidad x Impacto	TIPO
1	Compras y Contratación	Demoras en gestión de compras y/o entrega de materiales y equipos por parte de proveedores.	Dificultad en análisis técnico de Ofertas, orden público, aduanas, demoras en la fabricación, logística, saturación del mercado.		2.25%	2.50%		40%	1.90%	Alto
2	Técnicos (Estudios e ingenierías)	Deficiencia y demora en el montaje por inconsistencias entre equipos y diseños de montaje.	Falta de integración entre los proveedores de los equipos principales y el responsable del montaje. Diseños incompletos, baja calidad de equipos y materiales, compras erradas		0.75%	0.75%	0.75%	25%	0.56%	Moderado
3	Ejecución y Montaje	Atraso en la ejecución del contrato por paros laborales	Suspensión de los trabajos por representantes de sindicatos debido al pago de salarios legales		0.75%	0.75%		25%	0.38%	Moderado
4	Puesta en Marcha y Entrega	Daño de los equipos y componentes	Mal procedimiento de preservación y transporte, debido a que No se especificó en los DPS los requerimientos de preservación, generando pérdidas económicas.		0.75%	0.75%	0.75%	25%	0.56%	Moderado
5	Logística y Transporte	Inconformidad por parte del personal del contratista.	Carencia de servicios públicos (energía, agua, comunicaciones), transporte, seguridad física, alimentación.		0.75%	0.75%		25%	0.38%	Bajo
6	HSE y Seguridad Física	Emisión no controlada Sox, H2S y VOC	Fallas operacionales en plantas como la planta de ácido, planta de azufre que puede generar afectación a personas.		2.25%	2.25%		20%	0.90%	Alto
7	Gerencia de Proyecto	Deficiente desempeño del equipo,	Inadecuado liderazgo por parte del Gerente y los Líderes que puede provocar mal clima laboral.		0.75%	0.75%	0.75%	25%	0.56%	Moderado

N°	CATEGORIA	RIESGOS	PLAN DE RESPUESTA	POSIBLES RESPUESTAS A LOS RIESGOS	RESPONSABLE	FECHA DE CUMPLIMIENTO
1	Compras y Contratación	Demoras en gestión de compras y/o entrega de materiales y equipos por parte de proveedores.	Mitigar/Reducir	Análisis del Informe de seguimiento Quincenal de las compras del Contratista y solicitud de acciones según desviaciones.	Director Proveeduría	Semanal
2	Técnicos (Estudios e ingenierías)	Deficiencia y demora en el montaje por inconsistencias entre equipos y diseños de montaje.	Mitigar/Reducir	Contar con un interlocutor entre las partes	Gerente del proyecto	Semanal
3	Ejecución y Montaje	Atraso en la ejecución del contrato por paros laborales	Mitigar/Reducir	Asegurar que el contratista cumpla cabal y oportunamente sus compromisos legales con sus trabajadores	Interventoria	Semanal
4	Puesta en Marcha y Entrega	Daño de los equipos y componentes	Mitigar/Reducir	Elaborar especificaciones para la preservación y transporte de los equipos durante las etapas de compra, transporte, recibo y almacenamiento e incluirlas claramente en los procesos contractuales. Plasmar lecciones aprendidas en los documentos contractuales en el tema de preservación. Extender estas especificaciones a los procesos de compra realizados por ECP.	Director Proveeduría	Diario
5	Logística y Transporte	Inconformidad por parte del personal del contratista.	Mitigar/Reducir	Divulgación de los requerimientos contractuales para el personal previo al inicio de la etapa de ejecución	Interventoria	Diario (En la medida que vaya ingresando personal al proyecto)
6	HSE y Seguridad Física	Emisión no controlada Sox, H2S y VOC	Mitigar/Reducir	Realizar modelamiento en PHAST de los escenarios críticos de las chimeneas y Teas cercanas al área de construcción.	Gerente del proyecto	Semanal
7	Gerencia de Proyecto	Deficiente desempeño del equipo,	Mitigar/Reducir	Definir e implementar un plan de desarrollo del equipo de trabajo que incluya un esquema de incentivos, herramientas, formación y mecanismos de comunicación activa.	Gerente del proyecto Interventoria	Semanal

Fuente: Autores

### 13.4 Evaluación cuantitativa de riesgos

Para este estudio de pre-factibilidad se analizaron los riesgos que presentan mayor probabilidad de variación y a su vez aquellos que pueden ser cuantificados de manera aproximada.

De acuerdo con la comparación entre los dos escenarios de evaluación financiera y debido a que el proyecto no se lleva a cabo en condiciones de certidumbre, es

importante cuantificar de alguna manera el impacto que podrían tener algunas variables en el resultado financiero del proyecto.


Desde esta perspectiva se ha planteado un modelo de simulación en el cuál se han incluido unas variables de entrada (fuentes de incertidumbre) que afectan los escenarios de análisis y unas variables de salida (criterios de decisión financieros para la ejecución del proyecto).

En el anexo 2 se muestra toda la simulación hecha con el software @risk y en la cual se puede apreciar los diferentes resultados de la simulación las y todos los datos probabilísticos calculados.

### Variables de entrada

Las variables de entrada fueron definidas con distribuciones de probabilidad tipo Triangular y Pert, estas distribuciones se ajustan a los propósitos del análisis ya que se establecen valores mínimos, más probables y máximos, que pueden ser ajustados a variación en porcentajes, costos y cantidades. Las variables evaluadas son las siguientes:

- **Tasa representativa del mercado**

TRM	Datos de Entrada	D10		RiskTriang(1750;1800;1900;RiskStatic(1900))
-----	------------------	-----	--	---

Debido a que la estimación de los costos de operación se realiza en pesos, la conversión de dólares a pesos representa incertidumbre en el resultado de final del proyecto; es por esto que la Tasa Representativa del Mercado se escogió como una variable de importancia para el proyecto, variando entre \$1740 COP y \$1920 COP.

- **Variación de la inversión inicial**


VARIACIÓN INVERSIÓN INICIAL	Inversión Inicial	F45		RiskTriang(0%;2%;5%;RiskName("VARIACIÓN INVERSIÓN INICIAL"))
-----------------------------	-------------------	-----	--	--

Representa una fuente de incertidumbre debido a que los precios utilizados en el proyecto son con base en cotizaciones presupuestales de fabricantes, proveedores y contratistas que se rigen por las leyes de mercado las cuales están en constante cambio.


- **Crecimiento anual del mantenimiento**

En este caso se consideró una distribución para el caso base y otra para el caso proyecto debido a que los costos de mantenimiento del caso base pueden aumentar en una mayor proporción debido a que las máquinas tienen un periodo de vida más largo.

**CASO BASE**


CRECIMIENTO ANUAL DEL MANTENIMIENTO	OPEX Proyección	C5		RiskTriang(0,04;0,05;0,08;RiskStatic(0,05))
-------------------------------------	-----------------	----	--	---

**CASO PROYECTO**

CRECIMIENTO ANUAL DEL MANTENIMIENTO / TOTAL FIJOS	OPEX Proyección	C43		RiskTriang(0,02;0,05;0,06;RiskStatic(0,05))
---	-----------------	-----	--	---

- **Crecimiento anual precio Termobarranca**






Para el caso base existe una fuente de incertidumbre que está representada por variación de los precios de la energía que actualmente se le compra a Termo-Barranca para satisfacer la demanda de la refinería.

CRECIMIENTO ANUAL PRECIO TBCA	OPEX Proyección	C6		RiskTriang(0,015;0,02;0,025;RiskStatic(0,02))
-------------------------------	-----------------	----	--	---

- **Variación precio del gas**


Para la generación de energía la materia prima más representativa es el Gas, y por esto es de gran importancia tratar de cuantificar la importancia que tendría una variación en el precio de este preciado insumo.

Se aplico esta variación en los costos operativos tanto del caso base como del caso proyecto.

GAS / BALANCE	OPEX Base	E22		RiskPert(84068,6858913324;88965,2065459249;92861,7272005174;RiskStatic(88965,2065459249))
GAS / BALANCE	OPEX Base	E41		RiskPert(10446,7656326703;11607,5173696337;12768,2691065971;RiskStatic(11607,5173696337))
GAS / REFINERÍA	OPEX Base	F22		RiskPert(155317,600701119;161464,0007791;166610,40085701;RiskStatic(161464,0007791))
GAS / TURBOGÁS	OPEX Proyecto	H9		RiskPert(10446,768;11607,52;12768,272;RiskStatic(11607,52))
GAS / COGENERACIÓN	OPEX Proyecto	M9		RiskPert(15233,94;16926,6;18619,26;RiskStatic(16926,6))

- **Variación precio bonos de carbono (MDL)**

Como se explicó anteriormente en el caso proyecto aparte de los costos existen beneficios, dentro de la simulación se quiso analizar el impacto financiero que tiene el cambio en la cotización de los Bonos de Mecanismo de Desarrollo Limpio. De esta forma una variable importante es el cambio del precio de la tonelada de CO2.

PRECIO CO2 U\$	FCL Proyecto	E5		RiskTriang(15;18;24;RiskStatic(18))
----------------	--------------	----	--	-------------------------------------

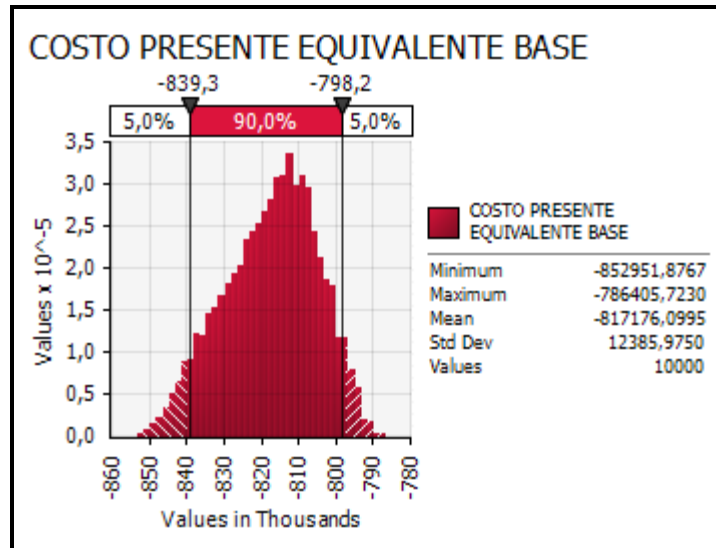
### Variable de salida

Como se había enunciado anteriormente las variables de salida están representadas por los criterios de decisión financieros que determinan la viabilidad de un proyecto para este caso el criterio escogido es el Valor Presente Neto, que para nuestro caso se explica mejor como Costo Presente Equivalente ya que la viabilidad de este proyecto está dada al demostrar que tiene menores costos que el caso base.

- **Costo presente equivalente Caso Base**

Para el caso base en la figura se observa una distribución de probabilidad cuyo valor más optimista para los costos está dado por \$786.405 millones, su valor más probable está dado por \$817.176 millones y su valor más pesimista está dado por \$852.951 millones.

Figura N° 39. Distribución de probabilidad Costo equivalente caso base.

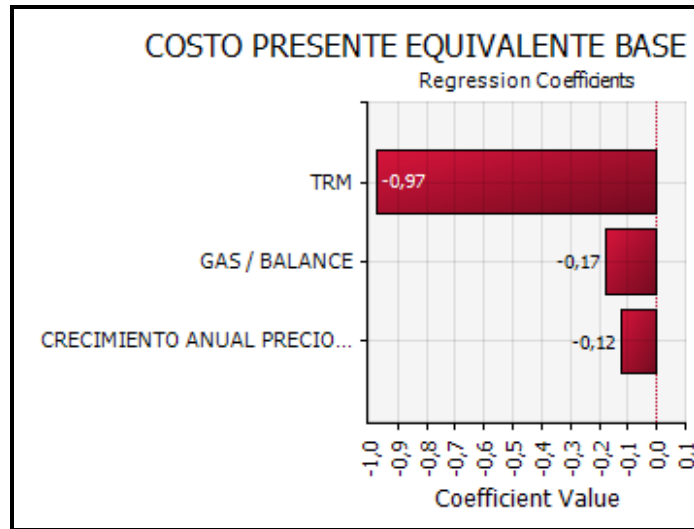


Fuente: Autores.

De este escenario de simulación se puede observar que las variables que más afectan el resultado del VPN son la Tasa Representativa del Mercado, el cambio en el precio del Gas de Balance y el crecimiento anual en el precio de Termobarranca respectivamente.

Coeficientes de regresión negativos muestran que estas variables afectan negativamente en mayor o menor proporción el resultado del proyecto; de forma opuesta coeficientes de regresión positivos afectan positivamente o beneficiosamente el resultado de la variable de salida.

**Figura N° 40. Diagrama de tornado costo equivalente caso base.**

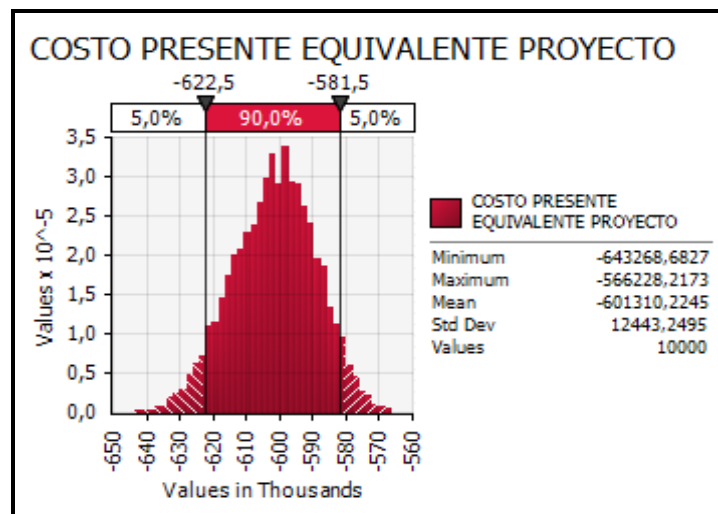


Fuente: Autores

- **Costo presente equivalente caso Proyecto**

Para el caso proyecto en la figura se observa una distribución de probabilidad cuyo valor más optimista para los costos está dado por \$566.228 millones, su valor más probable está dado por \$601.310 millones y su valor más pesimista está dado por \$643.268 millones.

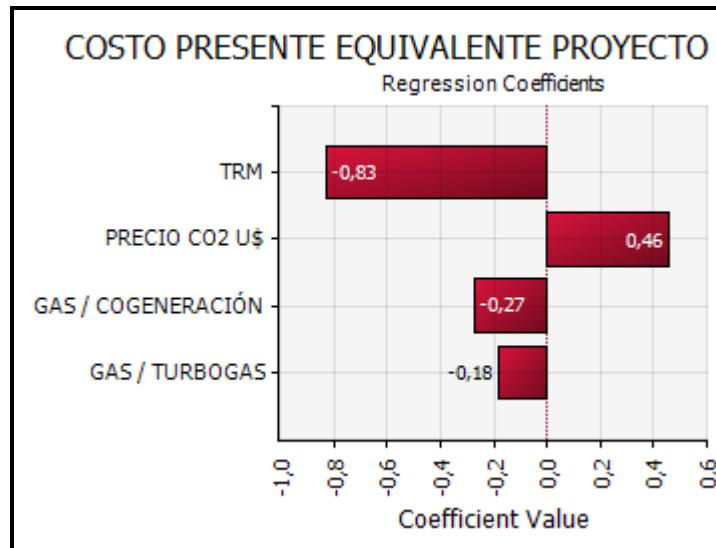
**Figura N° 41. Distribución de probabilidad costo equivalente con proyecto.**



Fuente: Autores

Para este caso las variables que más influyen en el resultado del proyecto son la Tasa Representativa del Mercado, seguido de una influencia positiva en el Precio del CO2 ya que representa un beneficio, posteriormente del precio en el Gas de cogeneración y por último del precio del Gas de balance.

**Figura N° 42. Diagrama de tornado conto equivalente con proyecto.**



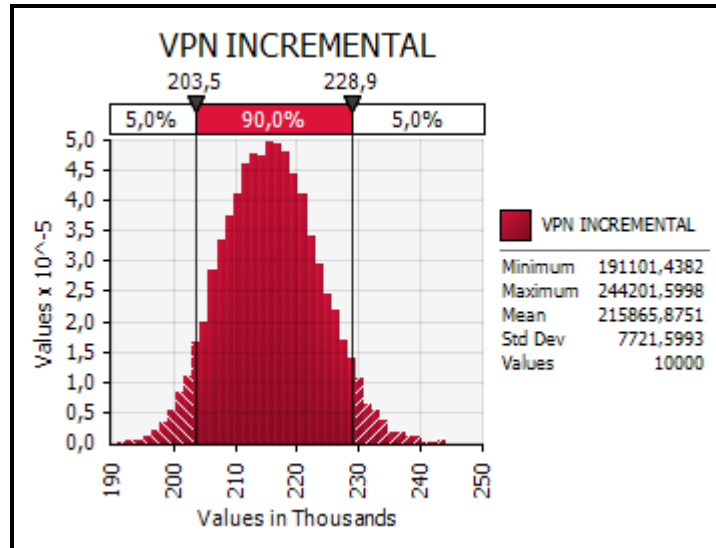
Fuente: Autores

- **Valor presente neto incremental**

Con este análisis se busca cuantificar el beneficio que conlleva para la compañía la elaboración del proyecto, con este análisis se evidencia el ahorro sustancial que se obtiene por la puesta en marcha de la planta de cogeneración respecto a la operación actual de la generación de energía y vapor de la refinería de Barrancabermeja.

De esta manera se en la figura se evidencia que el máximo ahorro que podría obtenerse es de \$244.201 millones, el ahorro más probable es de \$215.865 millones y el mínimo ahorro es de \$191.101 millones.

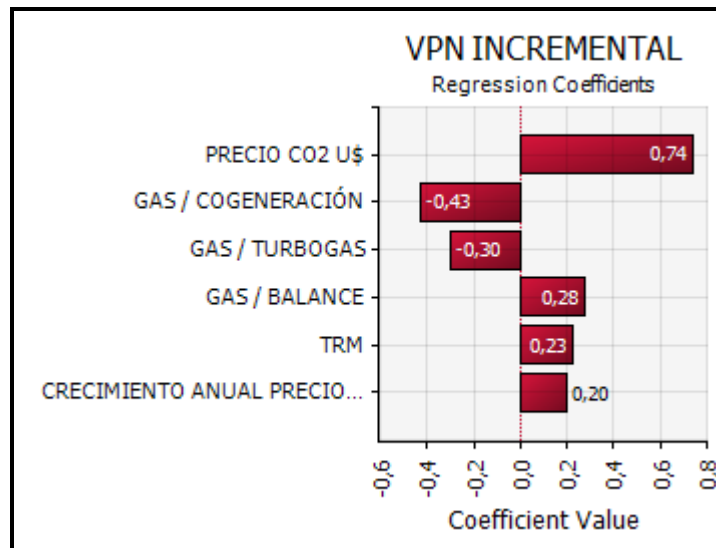
**Figura N° 43. Distribución de probabilidad costo equivalente incremental.**



Fuente: Autores

Las variables que tienen una mayor influencia en este resultado están dadas, por el precio por tonelada de CO2 al igual que en caso proyecto, el precio del gas de cogeneración, el precio de gas de turbogas, la tasa representativa del mercado y el crecimiento del precio anual de termo barranca.

**Figura N° 44. Diagrama de tornado conto equivalente incremental.**



Fuente: Autores

### **13.5 Respuesta a los riesgos**

Alineados con la metodología PMI, planificar la respuesta a los riesgos es desarrollar opciones y acciones para incrementar las oportunidades y reducir las amenazas a los objetivos del proyecto<sup>3</sup>

Como parte del desarrollo del gerenciamiento del riesgo y como metodología a seguir, se analizaron aquellos riesgos en los cuales existe alguna dependencia con las acciones directas que el proyecto puede gestionar y que se definieron en la matriz de control de riesgos en la Tabla N° 42.

Como se observo en la simulación aspectos como la tasa representativa del mercado, el precio del gas y los precios de los bonos de carbono son las variables que más riesgo ofrecen al proyecto, de acuerdo con esto durante el desarrollo del proyecto y por supuesto su operación se deberá realizar un plan de respuesta que mitigue o controle estas 3 variables.

Para el precio del gas se pueden manejar contratos a largo plazo de suministro que minimicen la incertidumbre de precios, o bien utilizar más cantidad de gas de Refinería que en condiciones normales ofrece mejor estabilidad de precios es un buen plan de mitigación.

Para el caso de la tasa representativa del mercado, se puede maximizar las compras en dólares, aprovechando la capacidad de Ecopetrol de negociar en el mercado externo, para así minimizar la afectación por la fluctuación cambiaria. Durante el periodo de operación los acuerdos de precios con proveedores pueden ayudar a mitigar el riesgo cambiario.

Finalmente para los Bonos de carbono, una buena negociación a largo plazo de estos bonos definitivamente mitiga este riesgo, sin embargo esto depende de la forma como se presente el proyecto ante la comisión de las Naciones Unidas, lo que significa que este riesgo se debe empezar a mitigar desde la planeación misma del proyecto en las fases más tempranas.

### **13.6 Control y monitoreo de riesgos**

El Control y monitoreo de Riesgos es el proceso de identificar, analizar y planificar nuevos riesgos, realizar el seguimiento de los riesgos identificados y los que se encuentran en la lista de supervisión, volver a analizar los riesgos existentes y revisar la ejecución de las respuestas a los riesgos mientras se evalúa su efectividad.<sup>4</sup>

Las respuestas a los riesgos identificados, que están incluidas en la matriz de control de riesgos en la Tabla N° 42, se ejecutan durante el ciclo de vida del

---

<sup>3</sup> (numeral 11.5 de la Guía del PMBOK® - 4ta Edición. 2004).

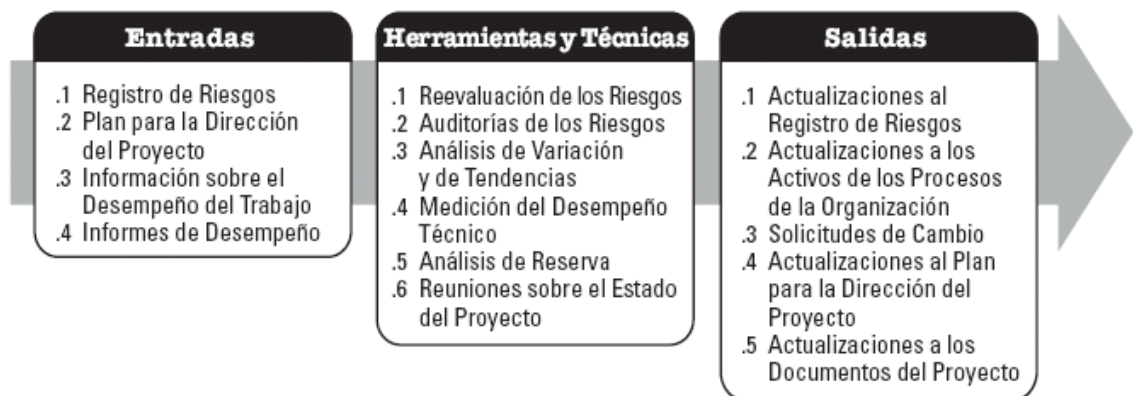
<sup>4</sup> Fuente: Guía de los Fundamentos de la Dirección de Proyectos (Guía del PMBOK®).

proyecto, pero durante el desarrollo del proyecto se debe mantener la supervisión para continuamente detectar riesgos nuevos o que se transformen.

De acuerdo con el PMI existen tres aspectos a tener en cuenta para el seguimiento y control de los riesgos:

- Entradas
- Herramientas y Técnicas
- Salidas

**Figura N° 45. Monitorear y controlar los Riesgos: Entradas, Herramientas y Técnicas y Salidas**



Fuente: Guía de los Fundamentos de la Dirección de Proyectos (Guía del PMBOK®) 4ta edición.

Siendo este un estudio de prefactibilidad, el alcance del estudio solo llega hasta la matriz de control de riesgos de la tabla N° 42. Con base en la identificación, calificación y análisis de riesgos resumido en la matriz se deberá emprender el estudio riguroso de riesgos durante las fases posteriores.

## 14 CONCLUSIONES

Para el presente estudio de prefactibilidad se utilizó la metodología de la ONUDI complementando con la metodología PMI, de tal forma que el presente estudio se convierte en una fuente recomendable para profundizar el proyecto hacia etapas posteriores.

El estudio arrojó que los gastos de inversión inicial del proyecto ascienden a \$94.127.904 Dólares de los Estados Unidos, es decir \$178.843.017.600, Pesos colombianos, Esto lo convierte en un proyecto tipo A dentro de la clasificación dada por Ecopetrol para sus proyectos.

Aunque en determinado momento esta clasificación le puede asegurar recursos, también lo sitúa en una posición de alto control durante su etapa de planeación. El estudio técnico determinó que la mejor opción para el montaje de la unidad de cogeneración es utilizar el sistema de turbina de gas con caldera recuperadora HRSG. La producción determinada por el estudio es de 35MW de energía eléctrica y 500Klb-h de Vapor de 150psi.

El VPN mayor que cero obtenido en el estudio financiero permite concluir que el proyecto es viable, con la inversión y el horizonte de tiempo estimados. El estudio ambiental permitió asegurar la viabilidad del proyecto, aplicando las medias de mitigación y control descritas en dicho estudio.

El estudio de riesgos permitió concluir que las variables más susceptibles para la viabilidad del proyecto y que deben ser controladas a lo largo de su ciclo de vida son:

- El precio del gas
- La tasa representativa del Mercado
- El precio de los bonos de Carbono (MDL)

## **15 RECOMENDACIONES**

A pesar que algunos de los factores descritos no están completamente a favor del proyecto como son la alta inversión inicial y algunos factores externos que son difíciles de controlar, el proyecto se sustenta en la gran necesidad que tiene la Refinería de aumentar su disponibilidad y confiabilidad en la generación de los servicios industriales.

La gran incidencia que tiene en la operación total de la refinería cualquier evento negativo en la generación de los servicios industriales hace concluir que este proyecto es estratégico y se recomienda realizarlo.

Dentro de los factores críticos de éxito es muy importante resaltar que las interrelaciones con la comunidad (Sindicato, mano de obra local, servicios generales) son parte fundamental para el buen desarrollo del proyecto por lo tanto se recomienda darle tratamiento prioritario estos aspectos sociales.

Con base en todos los estudios realizados se recomienda profundizar con los estudios de factibilidad de manera que se defina completamente el caso de negocio y se sustenten los datos obtenidos.

## BIBLIOGRAFÍA

BENITEZ, José Antonio, Generación y Cogeneración, conceptos técnicos y económicos, Escuela de Ingeniería de Petróleos. UIS. Bucaramanga, Septiembre de 1999.

BUSTAMANTE ALZATE, Guillermo. Pautas para la iniciación y planificación de proyectos. 2010.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG. Diversas resoluciones.

ECOPETROL S.A., Política Gestión de Riesgos de Ecopetrol. 2010.

ECOPETROL S.A., Plan de Manejo Ambiental GRB – PLARE Ltda. 2008.

FERNANDEZ, Conesa. Guía Metodológica para la Evaluación del Impacto Ambiental, Madrid.1993.

PROJECT MANAGEMENT INSITUTE – PMI, Project Management Body of Knowledge (PMBOK Guide) Fourth Edition 2008.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA - UPME. Plan de Expansión de referencia, Generación – Transmisión 2009-2013. Abril de 2009.

COMBINED HEAT AND POWER. MAGAZINE. Publicación mensual No 25. Abril de 2008.

## CIBERGRAFIA

Mes de consulta Enero - Junio de 2011

[www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)

[www.upme.gov.com](http://www.upme.gov.com)

[www.icontec.org.co](http://www.icontec.org.co)

[www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

[www.barrancabermeja.gov.co](http://www.barrancabermeja.gov.co)

[www.ge.com](http://www.ge.com)

[www.siemens.com](http://www.siemens.com).

[www.minambiente.gov.co](http://www.minambiente.gov.co)

[www.wartsila.com](http://www.wartsila.com)

[www.minminas.gov.co](http://www.minminas.gov.co)

[www.miliarium.com/monografias/energia/Eficiencia Energetica Renovables](http://www.miliarium.com/monografias/energia/Eficiencia_Energetica_Renovables)

[www.doosanhydro.com](http://www.doosanhydro.com)

<http://company.ingersollrand.com/Pages/default.aspx>

<http://latinamerica.cat.com/cda/layout?m=88982&x=9>

[www.brush.eu/index.html](http://www.brush.eu/index.html)

[www.dieselpub.com/](http://www.dieselpub.com/)

## ANEXOS

### Anexo 1. Evaluación financiera determinística.

DATOS INICIALES DEL PROYECTO			
<b>TASA DE DESCUENTO</b>	11.1%	<b>AÑOS DEPRECIACIÓN</b>	10
<b>TASA DE IMPUESTO</b>	33%	<b>TIEMPO DE EVALUACIÓN</b>	20 Años
<b>TRM</b>	\$ 1,900		

CAPACIDAD DE VAPOR			
BALANCE DE VAPOR 400-600-150 PSI			
CAPACIDAD ACTUAL	KLBH	CAPACIDAD FUTURA	KLBH
VAPOR DE 600 psi (5 unidades)	1625	VAPOR DE 600 psi (5 unidades)	1625
VAPOR DE 400 psi (14 unidades)	2050	VAPOR DE 400 psi (14 unidades)	2050
VAPOR DE 150 psi (0 unidades)	0	VAPOR DE 150 psi (1 unidad)	550
DEMANDA ACTUAL	KLBH	DEMANDA FUTURA	KLBH
VAPOR DE 600 psi	940	VAPOR DE 600 psi	900
VAPOR DE 400 psi	1600	VAPOR DE 400 psi	1000
VAPOR DE 150 psi	550	VAPOR DE 150 psi	550

CAPACIDAD DE ENERGÍA					
BALANCE DE ENERGIA ELECTRICA					
CAPACIDAD DE GENERACIÓN ACTUAL		MW	CAPACIDAD DE GENERACIÓN FUTURA		MW
CENTRAL DEL NORTE	TG-2401/2/3	30	CENTRAL DEL NORTE	TG-2401/2/3	30
UNIDAD DE BALANCE	TG- 2951/2/3	60	UNIDAD DE BALANCE	TG- 2951/2/3	60
TURBOGAS	TG-2961	24	TURBOGAS	TG-2961	24
TURBOS AREA SUR	TG-901/2/3	0	TURBOS AREA SUR	TG-901/2/3	0
	TG-951/2			TG-951/2	
			COGENERADORA NUEVA	TG-XX	35
TOTAL		114	TOTAL		149
DEMANDA ACTUAL		MW	DEMANDA FUTURA		MW
REFINERÍA + OLEODUCTOS+ proyectos Agua y Aire		94	REFINERÍA + OLEODUCTOS+ proyectos Agua y Aire		94
TOTAL		94	TOTAL		94

Fuente: Los Autores

## DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA GRB 2010				
PLANTAS DE PROCESO Y OTRAS DEPENDENCIAS	CONSUMO POR GRB		CONSUMO POR TBCA	
	KW-H	KW-H/AÑO	KW-H	KW-H/AÑO
<b>DEPARTAMENTO DE MATERIAS PRIMAS Y PRODUCTOS</b>				
ESTACION GLP	206	1,810,337.11	1	8,105
PTAR	562	4,932,442.63	2	20,133
Casa Bombas Refinería y Separadores	2,540	22,307,918.21	12	104,276
Blending - Casa Bombas 9	336	2,950,782.12	1	9,207
CASA DE BOMBAS	777	6,822,292.92	4	31,921
Planta propano ELC	174	1,527,131.54	1	6,411
<b>TOTAL MATERIAS PRIMAS</b>	<b>4,595</b>	<b>40,350,905</b>	<b>21</b>	<b>180,053</b>
<b>DEPARTAMENTO DE REFINACIÓN</b>				
U-130	504	4,424,645.98	2	19,038
U-130/150	756	6,636,968.97	3	28,557
U-200 /VISCORREDUCTORA I	448	3,932,484.66	6	51,587
U-250	1,258	11,049,426.77	5	46,254
U-2000	2,424	21,290,989.28	11	96,604
U-2100	1,480	13,003,609.68	6	50,853
ESPECIALIDADES	110	962,097.47	1	4,508
VISC II / DEMEX / UNIBON	2,887	25,362,209.54	11	98,707
HIDROTRATAMIENTO	13,000	113,880,000.00	0	0
SODA	124	1,090,808.24	1	4,579
<b>TOTAL REFINACIÓN</b>	<b>22,991</b>	<b>201,633,241</b>	<b>46</b>	<b>400,687</b>
<b>DEPARTAMENTO DE CRACKING</b>				
U-300 Cracking Modelo IV	934	8,204,091.71	4	34,615
U-500 Cracking Orthoflow/U-530 Azufre I/U-560	2,063	18,118,724.40	9	81,260
U-2700 Cracking UOP I / U-2880 Azufre I	1,431	12,565,958.35	7	57,565
U-4200 Cracking UOP-II/U-4360 Azufre-III/U-4300	5,133	45,087,093.95	20	175,857
U-4500 Alquilación	4,346	38,178,288.54	18	160,273
U-4700 Ácido Sulfúrico	520	4,568,064.23	2	19,351
<b>TOTAL CRACKING</b>	<b>14,427</b>	<b>126,722,221</b>	<b>60</b>	<b>528,921</b>
<b>DEPARTAMENTO DE PETROQUIMICA</b>				
AROMATICOS	5,698	50,054,981.11	20	172,825
PARAFINAS	2,113	18,563,968.67	9	80,828
FENOL	169	1,482,631.68	1	6,334
POLIETILENO I	897	7,881,949.26	5	46,419
POLIETILENO II	3,302	29,001,308.44	16	142,930
TURBOEXPANDER	117	1,031,381.72	1	4,567
ETILENO II	1,014	8,904,690.87	5	42,008
<b>TOTAL PETROQUIMICA</b>	<b>13,310</b>	<b>116,920,912</b>	<b>57</b>	<b>495,911</b>
<b>DEPARTAMENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES REFINERÍA</b>				
AGUA DE CONTRAINCENDIO REF	324	2,849,330.84	1	12,728.94
CAPTACION DE AGUA REF	352	3,093,482.99	1	12,950.43
CLARIFICACION REF	715	6,279,550.46	5	44,265.13
AGUA POTABLE REF	46	406,950.32	0	1,518.36
AGUA DE CALDERAS REF	342	3,002,972.43	1	11,010.13
AGUA ENFRIAMIENTO (INDUSTRIAL) REF	7,119	62,534,467.13	27	240,326.22
GENERACION DE VAPOR REF	2,893	25,415,127.44	12	101,587.90
ELECTRICIDAD REF	316	2,774,643.16	1	12,044.67
AIRE COMPRIMIDO REF	2,539	22,305,368.65	8	69,780.41
<b>TOTAL SERVICIOS INDUSTRIALES</b>	<b>14,646</b>	<b>128,661,893</b>	<b>56</b>	<b>506,212</b>

## DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

OTRAS DEPENDENCIAS				
OFICINAS GENERALES	607	5,329,815.93	2	20,477
MATERIALES, PROYECTOS, SERV. ADMOS	226	1,983,804.58	1	9,057
OFICINAS CONTABILIDAD	62	541,037.61	0	2,197
SALUD OCUPACIONAL	102	899,916.80	0	3,778
OFICINAS U. DE BALANCE	10	90,900.69	0	382
MANTENIMIENTO (GRUPOS/TALLERES)	662	5,818,728.14	3	24,749
CAFETERIAS	30	261,199.89	0	2,313
MATERIALES BODEGAS GALAN	221	1,939,937.44	1	7,692
TECNICA (LABORATORIO)	109	954,457.21	0	4,007
CENTRO DE CONTROL	0		0	
<b>TOTAL OTRAS DEPENDENCIAS</b>	<b>2,029</b>	<b>17,819,798</b>	<b>7</b>	<b>74,652</b>
VENTA OTROS DISTRITOS				
Casabe	1,953	17,158,891.00	4,450	39,089,530
Galan	254	2,233,385.54	1	7,259
Oleoductos	1,500	13,176,541.15	3,782	33,223,282
<b>TOTAL OTROS DISTRITOS</b>	<b>3,707</b>	<b>32,568,818</b>	<b>8,233</b>	<b>72,320,071</b>
DEPENDENCIAS EXTERNAS				
Ejercito	136	1,192,656.96	1	10,009
Armada	43	381,782.89	0	1,603
Colegio de la USO	19	166,941.18	0	1,773
Colegio Rosario	40	354,512.68	0	1,488
Vivienda Rosario	451	3,958,724.92	2	16,619
Vivienda 25 de agosto	390	3,426,571.54	2	13,917
Club Miramar	241	2,114,588.26	3	22,455
Club Infantas	349	3,065,879.80	1	12,452
Casa Huespedes	7	59,085.45	0	248
Salud (Zona Hospitalaria)	729	6,401,431.22	3	27,163
Comisariato	190	1,669,411.78	2	17,728
Policía	76	667,764.71	1	7,091
Vivienda Yariguies	61	531,769.02	0	2,232
Bomberos	19	166,941.18	0	1,773
<b>TOTAL PARTICULARES</b>	<b>2,751</b>	<b>24,158,062</b>	<b>15</b>	<b>136,551</b>
<b>GRAN TOTAL</b>	<b>85,691</b>	<b>752,382,545</b>	<b>8,528</b>	<b>74,941,701</b>
<b>DEMANDA TOTAL EN MW HORA**</b>	<b>94.4</b>			

\*\*Datos suministrados por el departamento de Economía y Gestion GRB

### COSTOS OPEX CASO BASE

### COSTOS COMPRAS ENERGÍA

COMPRAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA							
ENERGIA ELECTRICA	GAS SUMINISTRADO	COMBUSTOLEO SUMINISTRADO	ELECTRICIDAD COMPRADA	COSTO FIJO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	PRECIO KW INLUIDO COMBUSTÓLEO	PRECIO TOTAL U\$/Día	PRECIO TOTAL COL\$/Día
TERMOBARRANCA	4.32 MPCD	0.00 BPD	10.74 MW-H	71.00 Col\$/KW	168.69 Col\$/KW	\$ 22,879	\$ 43,470,202
COMPRAS A SIN POR TBCA			0.00 MW-H	175.00 Col\$/KW	175.00 Col\$/KW	\$ 0	\$ 0
COMPRAS A SIN POR PARNASO			0.00 MW-H	240.00 Col\$/KW	240.00 Col\$/KW	\$ 0	\$ 0
COMPRAS A SIN POR SAN SILVESTRE			0.00 MW-H	240.00 Col\$/KW	240.00 Col\$/KW	\$ 0	\$ 0
<b>TOTAL DIARIO - ELECTRICIDAD COMPRADA</b>			10.73736223			\$ 22,879	\$ 43,470,202

### COSTOS DE GENERACIÓN VAPOR Y ENERGIA

CALDERAS (VAPOR ALTA 400 PSI)					
AREA		BALANCE	REFINERÍA	TOTAL	TOTAL COL\$
<b>COSTOS</b>	PRODUCCIÓN VAPOR (Alta)	1043.6 KLB/H	1611.5 KLB/H	2655.1 KLB/H	
COSTOS VARIABLES	GAS	88,965.21 U\$/D	161,464.00 U\$/D	250,429.21 U\$/D	475,815,493.92 Col\$/D
	FUEL	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 Col\$/D
	SUB TOTAL COMBUSTIBLE	88,965.21 U\$/D	161,464.00 U\$/D	250,429.21 U\$/D	475,815,493.92 Col\$/D
	AGUA CALDERA	17,571.90 U\$/D	27,133.56 U\$/D	44,705.46 U\$/D	84,940,376.47 Col\$/D
	OTROS (E.E)	3,276.12 U\$/D	5,058.81 U\$/D	8,334.93 U\$/D	15,836,375.14 Col\$/D
	<b>TOTAL VARIABLES</b>	109,813.23 U\$/D	193,656.37 U\$/D	303,469.60 U\$/D	576,592,245.53 Col\$/D
COSTOS FIJOS	DIRECTOS	2,567.55 U\$/D	10,334.53 U\$/D	12,902.08 U\$/D	24,513,960.58 Col\$/D
	MANTENIMIENTO	1,314.55 U\$/D	3,167.74 U\$/D	4,482.29 U\$/D	8,516,354.85 Col\$/D
	PARADAS DE PLANTA	1,663.15 U\$/D	4,737.69 U\$/D	6,400.84 U\$/D	12,161,596.14 Col\$/D
	OTROS (OVERHEAD)	4,197.09 U\$/D	6,480.91 U\$/D	10,678.00 U\$/D	20,288,200.00 Col\$/D
	<b>TOTAL FIJOS</b>	9,742.34 U\$/D	24,720.88 U\$/D	34,463.22 U\$/D	65,480,111.57 U\$/D
<b>COSTO TOTAL GENERACIÓN DE VAPOR ALTA</b>		119,555.57 U\$/D	218,377.25 U\$/D	337,932.82 U\$/D	642,072,357.10 Col\$/D
<b>COSTO TOTAL POR UNIDAD DE VAPOR (Alta)</b>		4.77 U\$/KLB	5.65 U\$/KLB	5.30 U\$/KLB	10,076.03 Col\$/KLB

TURBOGENERADORES (GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA)					
AREA		BALANCE	REFINERÍA	TOTAL	TOTAL COL\$
<b>COSTOS</b>	ENERGÍA GENERADA MW-H	70.4 MW/H	24.3 MW/H	94.7 MW/H	
COSTOS VARIABLES	GAS	11,607.52 U\$/D	0.00 U\$/D	11,607.52 U\$/D	22,054,283.00 Col\$/D
	VAPOR	49,573.15 U\$/D	33,856.87 U\$/D	83,430.02 U\$/D	158,517,037.68 Col\$/D
	OTROS	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 Col\$/D
	<b>TOTAL VARIABLES</b>	61,180.67 U\$/D	33,856.87 U\$/D	95,037.54 U\$/D	180,571,320.68 U\$/D
COSTOS FIJOS	DIRECTOS	7,210.62 U\$/D	5,714.39 U\$/D	12,925.01 U\$/D	24,557,521.54 Col\$/D
	MANTENIMIENTO	1,020.60 U\$/D	522.19 U\$/D	1,542.79 U\$/D	2,931,297.47 Col\$/D
	PARADAS DE PLANTA	16,901.78 U\$/D	0.00 U\$/D	16,901.78 U\$/D	32,113,388.77 Col\$/D
	OTROS (OVERHEAD)	5,448.65 U\$/D	1,751.35 U\$/D	7,200.00 U\$/D	13,680,000.00 Col\$/D
<b>TOTAL FIJOS</b>	30,581.65 U\$/D	7,987.93 U\$/D	38,569.58 U\$/D	73,282,207.78 Col\$/D	
<b>COSTO TOTAL GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>		91,762.32 U\$/D	41,844.80 U\$/D	133,607.12 U\$/D	253,853,528.45 U\$/D
<b>COSTO TOTAL POR UNIDAD (U\$/MW)</b>		0.0543 U\$/KW	0.0717 U\$/KW	0.0588 U\$/KW	111.71 Col\$/KW

GENERACIÓN VAPOR DE 150 PSI					
AREA		BALANCE	REFINERÍA	TOTAL	TOTAL COL\$
<b>COSTOS</b>	PRODUCCIÓN VAPOR (Media)	130.1 KLB/H	0.0 KLB/H	661.6 KLB/H	
COSTOS VARIABLES	COMBUSTIBLE	27,873.23 U\$/D	72,032.39 U\$/D	99,905.62 U\$/D	189,820,680.20 Col\$/D
	VAPOR A DEGRADAR	0.00 KLB/H	531.56 KLB/H	531.56 KLB/H	
	<b>TOTAL VARIABLES</b>	27,873.23 U\$/D	72,032.39 U\$/D	99,905.62 U\$/D	189,820,680.20 Col\$/D
<b>COSTO TOTAL GENERACIÓN DE VAPOR MEDIA</b>		27,873.23 U\$/D	72,032.39 U\$/D	99,905.62 U\$/D	189,820,680.20 Col\$/D
<b>COSTO TOTAL POR UNIDAD DE VAPOR (Media)</b>		8.93 U\$/KLB	5.65 U\$/KLB	7.83 U\$/KLB	11,953.80 Col\$/KLB

COSTOS OPEX CASO PROYECTO

COSTOS DE GENERACIÓN

TURBOGENERADORES (GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA)													
AREA	UNIDAD BALANCE 1	UNIDAD BALANCE 2	UNIDAD BALANCE 3	TURBOGAS	BALANCE	NIDAD CENTRAL	NIDAD CENTRAL	NIDAD CENTRAL	COGENERACIÓN	REFINERÍA	TOTAL	TOTAL COL\$	
<b>COSTOS</b>	ENERGÍA GENERADA MW-H	10.0 MW/H	10.0 MW/H	10.0 MW/H	24.0 MW/H	54.0 MW/H	2.0 MW/H	2.0 MW/H	2.0 MW/H	35.0 MW/H	41.0 MW/H	95.0 MW/H	
COSTOS VARIABLES	GAS	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	11,607.52 U\$/D	11,607.52 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	16,926.60 U\$/D	16,926.60 U\$/D	28,534.12 Col\$/D	54,214,828.00 Col\$/D
	VAPOR	13,357.72 U\$/D	14,109.55 U\$/D	14,833.22 U\$/D	0.00 U\$/D	42,300.49 U\$/D	2,036.49 U\$/D	2,036.49 U\$/D	2,036.49 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	42,300.49 Col\$/D	80,370,926.64 Col\$/D
	OTROS	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 U\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D
	TOTAL VARIABLES	13,357.72 U\$/D	14,109.55 U\$/D	14,833.22 U\$/D	11,607.52 U\$/D	53,908.01 U\$/D	2,036.49 U\$/D	2,036.49 U\$/D	2,036.49 U\$/D	16,926.60 U\$/D	16,926.60 U\$/D	70,834.61 Col\$/D	134,585,754.64 Col\$/D
COSTOS FIJOS	DIRECTOS					7,210.62 U\$/D					5,714.39 U\$/D	12,925.01 U\$/D	24,557,521.54 Col\$/D
	MANTENIMIENTO					1,020.60 U\$/D					522.19 U\$/D	1,542.79 U\$/D	2,931,297.47 Col\$/D
	PARADAS DE PLANTA					16,901.78 U\$/D					0.00 U\$/D	16,901.78 U\$/D	32,113,388.77 Col\$/D
	OTROS (OVERHEAD)					5,360.58 U\$/D					1,751.35 U\$/D	7,111.93 U\$/D	13,512,674.49 Col\$/D
	TOTAL FIJOS					30,493.59 U\$/D					7,987.93 U\$/D	38,481.52 U\$/D	73,114,882.26 Col\$/D
COSTO TOTAL GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA						84,401.59 U\$/D					24,914.53 U\$/D	109,316.12 U\$/D	207,700,636.90 U\$/D
COSTO TOTAL POR UNIDAD (U\$/MW)						0.0651 U\$/KW					0.0253 U\$/KW	0.0479 U\$/KW	91.10 Col\$/KW

COSTOS OPEX CASO PROYECTO

COSTOS DE GENERACIÓN

GENERACIÓN VAPOR DE 150 PSI			
AREA		NUEVA HRSG REFINERIA	
COSTOS	PRODUCCIÓN VAPOR (Media)	500.0 KLB/H	
COSTOS VARIABLES	GAS	44112.01 U\$/D	83,812,819.00 Col\$/D
	FUEL	0.00 U\$/D	0.00 Col\$/D
	SUB TOTAL COMBUSTIBLE	44112.01 U\$/D	83,812,819.00 Col\$/D
	AGUA CALDERA	6238.64 U\$/D	11,853,423.97 Col\$/D
	OTROS (E.E)	1163.14 U\$/D	2,209,965.11 Col\$/D
	TOTAL VARIABLES	51,513.79 U\$/D	97,876,208.08 U\$/D
	COSTO POR UNIDAD	4.29 U\$/KLB	8156.35 Col\$/KLB
COSTOS FIJOS	DIRECTOS	3,823.78 U\$/D	7,265,177.23 Col\$/D
	MANTENIMIENTO	1,172.06 U\$/D	2,226,921.83 Col\$/D
	PARADAS DE PLANTA	1,752.95 U\$/D	3,330,596.81 Col\$/D
	OTROS (OVERHEAD)	1,823.60 U\$/D	3,464,835.14 Col\$/D
	TOTAL FIJOS	8,572.38 U\$/D	16,287,531.02 Col\$/D
COSTO TOTAL PRODUCCIÓN VAPOR 150#		60,086.18 U\$/D	114,163,739.09 U\$/D
COSTO TOTAL POR UNIDAD (U\$/KLBH)		5.01 U\$/KLB	9513.64 Col\$/KLB

## PROYECCION OPEX BASE A 20 AÑOS

CRECIMIENTO ANUAL DEL MANTENIMIENTO	5%
CRECIMIENTO ANUAL PRECIO TBCA	2%

TOTAL KLB/H	2655.1
TOTAL MW/H	91.7

COMPRAS A TERMOBARRANCA										
ENERGIA ELECTRICA	PRECIO KW INLUIDO COMBUSTIBLE	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9
TERMOBARRANCA	168.69 Col\$/KW	168.69 Col\$/KW	172.06 Col\$/KW	175.50 Col\$/KW	179.01 Col\$/KW	182.59 Col\$/KW	186.24 Col\$/KW	189.97 Col\$/KW	193.77 Col\$/KW	197.64 Col\$/KW

GENERACIÓN DE VAPOR DE 150										
AREA		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9
COSTOS	PRODUCCIÓN VAPOR (Media)	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D
COSTOS VARIABLES	COMBUSTIBLE	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D
	VAPOR A DEGRADAR	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D
	TOTAL VARIABLES	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D
COSTO TOTAL GENERACIÓN DE VAPOR MEDIA		189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D
COSTO TOTAL POR UNIDAD DE VAPOR (Media)		11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb

GENERACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA										
AREA		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9
COSTOS	ENERGÍA GENERADA MW-H	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D
COSTOS VARIABLES	GAS	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D
	VAPOR	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D
	OTROS	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D
	TOTAL VARIABLES	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D
COSTOS FIJOS	DIRECTOS	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D
	MANTENIMIENTO	2,931,297.47 Col\$/D	2,931,298.52 Col\$/D	2,931,299.57 Col\$/D	2,931,300.62 Col\$/D	2,931,301.67 Col\$/D	2,931,302.72 Col\$/D	2,931,303.77 Col\$/D	2,931,304.82 Col\$/D	2,931,305.87 Col\$/D
	PARADAS DE PLANTA	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D
	OTROS (OVERHEAD)	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D
	TOTAL FIJOS	73,282,207.78 Col\$/D	73,282,208.83 Col\$/D	73,282,209.88 Col\$/D	73,282,210.93 Col\$/D	73,282,211.98 Col\$/D	73,282,213.03 Col\$/D	73,282,214.08 Col\$/D	73,282,215.13 Col\$/D	73,282,216.18 Col\$/D
COSTO TOTAL GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA		253,853,528.45 Col\$/D	253,853,529.50 Col\$/D	253,853,530.55 Col\$/D	253,853,531.60 Col\$/D	253,853,532.65 Col\$/D	253,853,533.70 Col\$/D	253,853,534.75 Col\$/D	253,853,535.80 Col\$/D	253,853,536.85 Col\$/D
COSTO TOTAL POR UNIDAD (U\$/MW)		111.71 Col\$/KW	111.35 Col\$/KW	111.35 Col\$/KW	111.35 Col\$/KW	111.35 Col\$/KW	111.35 Col\$/KW	111.35 Col\$/KW	111.35 Col\$/KW	111.35 Col\$/KW

## PROYECCION OPEX BASE A 20 AÑOS

COMPRAS A TERMOBARRANCA													
ENERGIA ELECTRICA	PRECIO KW INLUIDO COMBUSTÓLEO	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	
TERMOBARRANCA	168.69 Col\$/KW	201.60 Col\$/KW	205.63 Col\$/KW	209.74 Col\$/KW	213.94 Col\$/KW	218.22 Col\$/KW	222.58 Col\$/KW	227.03 Col\$/KW	231.57 Col\$/KW	236.20 Col\$/KW	240.93 Col\$/KW	245.75 Col\$/KW	
GENERACIÓN DE VAPOR DE 150													
AREA		AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	
COSTOS VARIABLES	COSTOS	PRODUCCIÓN VAPOR (Media)	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	
	COMBUSTIBLE	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	
		VAPOR A DEGRADAR	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D	0.0 Col\$/D
		TOTAL VARIABLES	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D	189,820,680.2 Col\$/D
COSTO TOTAL GENERACIÓN DE VAPOR MEDIA		189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	189,820,680.20 Col\$/D	
COSTO TOTAL POR UNIDAD DE VAPOR (Media)		11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	11,953.80 Col\$/Klb	
GENERACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA													
AREA		AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	
COSTOS VARIABLES	COSTOS	ENERGÍA GENERADA MW-H	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	
	GAS	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	22,054,283.00 Col\$/D	
		VAPOR	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	158,517,037.68 Col\$/D	
		OTROS	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	
		TOTAL VARIABLES	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	180,571,320.68 Col\$/D	
COSTOS FIJOS	DIRECTOS	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D		
	MANTENIMIENTO	2,931,306.92 Col\$/D	2,931,307.97 Col\$/D	2,931,309.02 Col\$/D	2,931,310.07 Col\$/D	2,931,311.12 Col\$/D	2,931,312.17 Col\$/D	2,931,313.22 Col\$/D	2,931,314.27 Col\$/D	2,931,315.32 Col\$/D	2,931,316.37 Col\$/D		
	PARADAS DE PLANTA	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D		
	OTROS (OVERHEAD)	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D	13,680,000.00 Col\$/D		
	TOTAL FIJOS	73,282,217.23 Col\$/D	73,282,218.28 Col\$/D	73,282,219.33 Col\$/D	73,282,220.38 Col\$/D	73,282,221.43 Col\$/D	73,282,222.48 Col\$/D	73,282,223.53 Col\$/D	73,282,224.58 Col\$/D	73,282,225.63 Col\$/D	73,282,226.68 Col\$/D		
COSTO TOTAL GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA		253,853,537.90 Col\$/D	253,853,538.95 Col\$/D	253,853,540.00 Col\$/D	253,853,541.05 Col\$/D	253,853,542.10 Col\$/D	253,853,543.15 Col\$/D	253,853,544.20 Col\$/D	253,853,545.25 Col\$/D	253,853,546.30 Col\$/D	253,853,547.35 Col\$/D		
COSTO TOTAL POR UNIDAD (L\$/MW)		115.35 Col\$/KW	115.35 Col\$/KW	115.35 Col\$/KW	115.35 Col\$/KW	115.35 Col\$/KW	115.35 Col\$/KW	115.35 Col\$/KW	115.35 Col\$/KW	115.35 Col\$/KW	115.35 Col\$/KW		

## PROYECCION OPEX PROYECTO A 20 AÑOS

CRECIMIENTO ANUAL DEL MANTENIMIENTO	5%	TOTAL KLB/H	500						
		TOTAL MW/H	95						
<b>GENERACIÓN DE VAPOR DE 150</b>									
AREA	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9
<b>COSTOS</b>	PRODUCCIÓN VAPOR (Media)								
COSTOS VARIABLES	GAS	83,812,819.00 Col\$/D	83,812,819.00 Col\$/D	83,812,819.00 Col\$/D	83,812,819.00 Col\$/D	83,812,819.00 Col\$/D	83,812,819.00 Col\$/D	83,812,819.00 Col\$/D	83,812,819.00 Col\$/D
	FUEL	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D
	SUB TOTAL COMBUSTIBLE	83,812,819.00 Col\$/D	83,812,819.00 Col\$/D	83,812,819.00 Col\$/D	83,812,819.00 Col\$/D	83,812,819.00 Col\$/D	83,812,819.00 Col\$/D	83,812,819.00 Col\$/D	83,812,819.00 Col\$/D
	AGUA CALDERA	11,853,423.97 Col\$/D	11,853,423.97 Col\$/D	11,853,423.97 Col\$/D	11,853,423.97 Col\$/D	11,853,423.97 Col\$/D	11,853,423.97 Col\$/D	11,853,423.97 Col\$/D	11,853,423.97 Col\$/D
	OTROS (E.E)	2,209,965.11 Col\$/D	2,209,965.11 Col\$/D	2,209,965.11 Col\$/D	2,209,965.11 Col\$/D	2,209,965.11 Col\$/D	2,209,965.11 Col\$/D	2,209,965.11 Col\$/D	2,209,965.11 Col\$/D
	TOTAL VARIABLES	97,876,208.08 US\$/D	97,876,208.08 US\$/D	97,876,208.08 US\$/D	97,876,208.08 US\$/D	97,876,208.08 US\$/D	97,876,208.08 US\$/D	97,876,208.08 US\$/D	97,876,208.08 US\$/D
COSTO POR UNIDAD	8156.35 Col\$/KLB	8156.35 Col\$/KLB	8156.35 Col\$/KLB	8156.35 Col\$/KLB	8156.35 Col\$/KLB	8156.35 Col\$/KLB	8156.35 Col\$/KLB	8156.35 Col\$/KLB	8156.35 Col\$/KLB
COSTOS FIJOS	DIRECTOS	7,265,177.23 Col\$/D	7,265,177.23 Col\$/D	7,265,177.23 Col\$/D	7,265,177.23 Col\$/D	7,265,177.23 Col\$/D	7,265,177.23 Col\$/D	7,265,177.23 Col\$/D	7,265,177.23 Col\$/D
	MANTENIMIENTO	2,226,921.83 Col\$/D	2,338,267.93 Col\$/D	2,455,181.32 Col\$/D	2,577,940.39 Col\$/D	2,706,837.41 Col\$/D	2,842,179.28 Col\$/D	2,984,288.24 Col\$/D	3,133,502.65 Col\$/D
	PARADAS DE PLANTA	3,330,596.81 Col\$/D	3,330,596.81 Col\$/D	3,330,596.81 Col\$/D	3,330,596.81 Col\$/D	3,330,596.81 Col\$/D	3,330,596.81 Col\$/D	3,330,596.81 Col\$/D	3,330,596.81 Col\$/D
	OTROS (OVERHEAD)	3,464,835.14 Col\$/D	3,464,835.14 Col\$/D	3,464,835.14 Col\$/D	3,464,835.14 Col\$/D	3,464,835.14 Col\$/D	3,464,835.14 Col\$/D	3,464,835.14 Col\$/D	3,464,835.14 Col\$/D
	TOTAL FIJOS	16,287,531.02 Col\$/D	16,287,531.02 Col\$/D	16,287,531.02 Col\$/D	16,287,531.02 Col\$/D	16,287,531.02 Col\$/D	16,287,531.02 Col\$/D	16,287,531.02 Col\$/D	16,287,531.02 Col\$/D
COSTO TOTAL PRODUCCIÓN VAPOR 150#	114,163,739.09 US\$/D	114,163,739.09 US\$/D	114,163,739.09 US\$/D	114,163,739.09 US\$/D	114,163,739.09 US\$/D	114,163,739.09 US\$/D	114,163,739.09 US\$/D	114,163,739.09 US\$/D	
COSTO TOTAL POR UNIDAD (US\$/KLBH)	9513.64 Col\$/KLB	9513.64 Col\$/KLB	9513.64 Col\$/KLB	9513.64 Col\$/KLB	9513.64 Col\$/KLB	9513.64 Col\$/KLB	9513.64 Col\$/KLB	9513.64 Col\$/KLB	9513.64 Col\$/KLB
<b>GENERACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA</b>									
AREA	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9
<b>COSTOS</b>									
COSTOS VARIABLES	GAS	54,214,828.00 Col\$/D	54,214,828.00 Col\$/D	54,214,828.00 Col\$/D	54,214,828.00 Col\$/D	54,214,828.00 Col\$/D	54,214,828.00 Col\$/D	54,214,828.00 Col\$/D	54,214,828.00 Col\$/D
	VAPOR	80,370,926.64 Col\$/D	80,370,926.64 Col\$/D	80,370,926.64 Col\$/D	80,370,926.64 Col\$/D	80,370,926.64 Col\$/D	80,370,926.64 Col\$/D	80,370,926.64 Col\$/D	80,370,926.64 Col\$/D
	OTROS	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D	0.00 Col\$/D
	TOTAL VARIABLES	134,585,754.64 Col\$/D	134,585,754.64 Col\$/D	134,585,754.64 Col\$/D	134,585,754.64 Col\$/D	134,585,754.64 Col\$/D	134,585,754.64 Col\$/D	134,585,754.64 Col\$/D	134,585,754.64 Col\$/D
COSTOS FIJOS	DIRECTOS	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D	24,557,521.54 Col\$/D
	MANTENIMIENTO	2,931,297.47 Col\$/D	2,931,298.52 Col\$/D	2,931,299.57 Col\$/D	2,931,300.62 Col\$/D	2,931,301.67 Col\$/D	2,931,302.72 Col\$/D	2,931,303.77 Col\$/D	2,931,304.82 Col\$/D
	PARADAS DE PLANTA	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D	32,113,388.77 Col\$/D
	OTROS (OVERHEAD)	13,512,674.49 Col\$/D	13,512,674.49 Col\$/D	13,512,674.49 Col\$/D	13,512,674.49 Col\$/D	13,512,674.49 Col\$/D	13,512,674.49 Col\$/D	13,512,674.49 Col\$/D	13,512,674.49 Col\$/D
	TOTAL FIJOS	73,114,882.26 Col\$/D	73,114,883.31 Col\$/D	73,114,884.36 Col\$/D	73,114,885.41 Col\$/D	73,114,886.46 Col\$/D	73,114,887.51 Col\$/D	73,114,888.56 Col\$/D	73,114,889.61 Col\$/D
COSTO TOTAL GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	207,700,636.90 Col\$/D	207,700,637.95 Col\$/D	207,700,639.00 Col\$/D	207,700,640.05 Col\$/D	207,700,641.10 Col\$/D	207,700,642.15 Col\$/D	207,700,643.20 Col\$/D	207,700,644.25 Col\$/D	207,700,645.30 Col\$/D
COSTO TOTAL POR UNIDAD (US\$/KW)	91.10 Col\$/KW	91.10 Col\$/KW	91.10 Col\$/KW	91.10 Col\$/KW	91.10 Col\$/KW	91.10 Col\$/KW	91.10 Col\$/KW	91.10 Col\$/KW	91.10 Col\$/KW

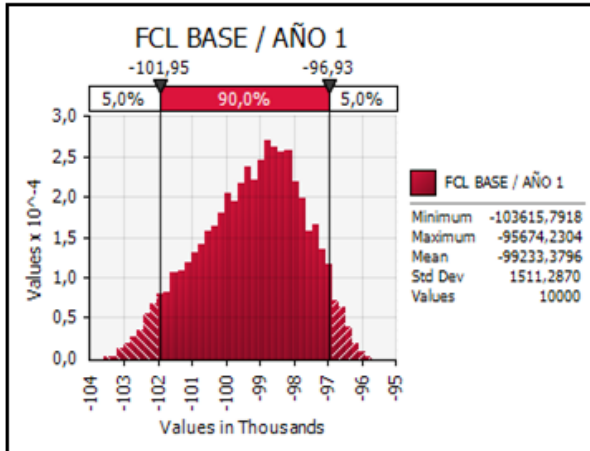


## Anexo 2. Evaluación financiera probabilística. Reporte de simulación

### @RISK Output Report for FCL BASE / AÑO 1

Performed By: ACER

Date: martes, 28 de junio de 2011 07:53:58 p.m.

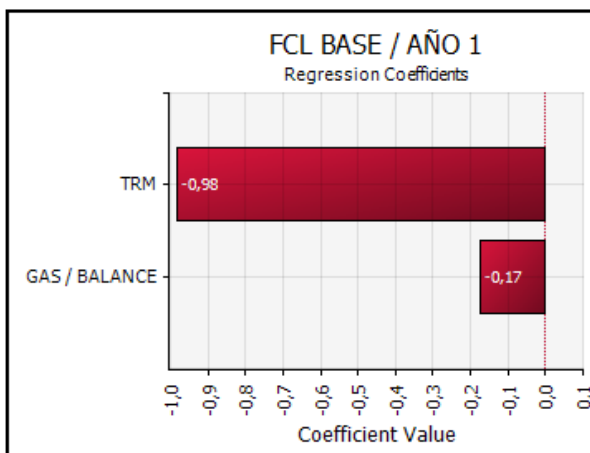
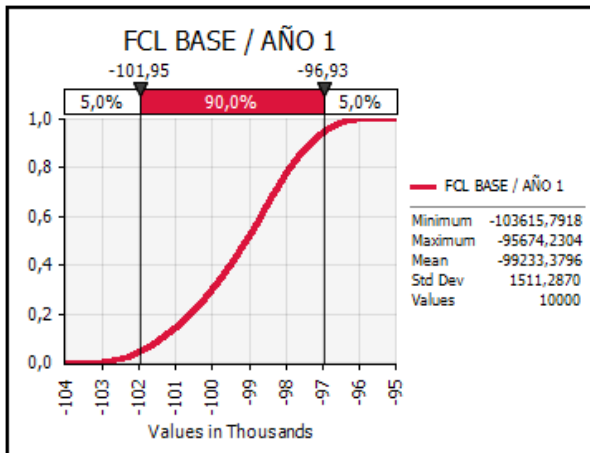


#### Simulation Summary Information

Workbook Name	Evaluación Financiera Cogeneración Probabilística
Number of Simulations	1
Number of Iterations	10000
Number of Inputs	11
Number of Outputs	63
Sampling Type	Latin Hypercube
Simulation Start Time	6/28/11 19:51:00
Simulation Duration	00:02:31
Random # Generator	Mersenne Twister
Random Seed	1853159627

#### Summary Statistics for FCL BASE / AÑO 1

Statistics	Percentile
Minimum	5% -\$101,949
Maximum	10% -\$101,398
Mean	15% -\$100,964
Std Dev	20% -\$100,603
Variance	25% -\$100,294
Skewness	30% -\$100,015
Kurtosis	35% -\$99,768
Median	40% -\$99,520
Mode	45% -\$99,296
Left X	50% -\$99,084
Left P	55% -\$98,873
Right X	60% -\$98,684
Right P	65% -\$98,503
Diff X	70% -\$98,306
Diff P	75% -\$98,106
#Errors	80% -\$97,885
Filter Min	85% -\$97,630
Filter Max	90% -\$97,313
#Filtered	95% -\$96,934



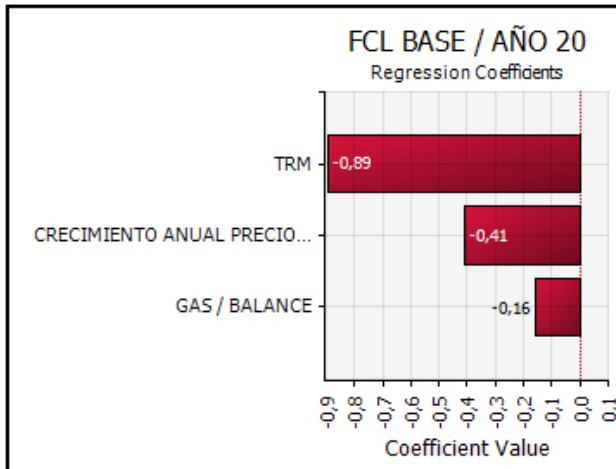
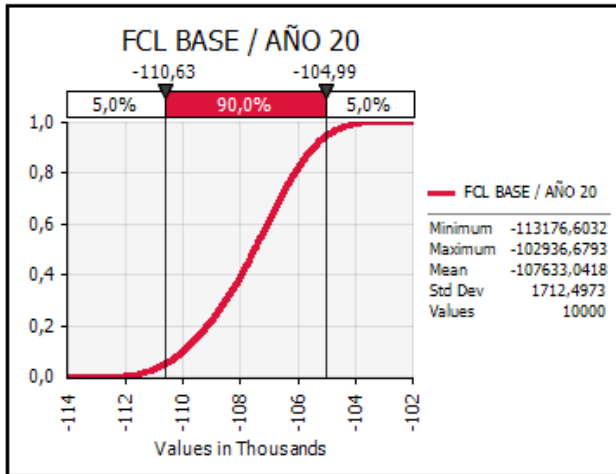
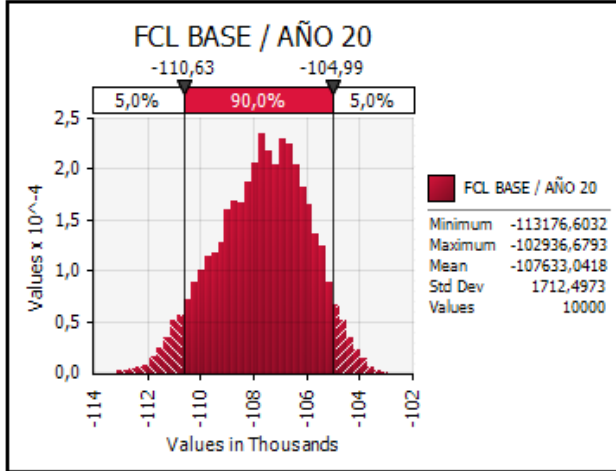
#### Regression and Rank Information for FCL BASE / A

Rank	Name	Regr	Corr
1	TRM	-0.983	-0.984
2	GAS / BALANCE	-0.175	-0.176

# @RISK Output Report for FCL BASE / AÑO 20

Performed By: ACER

Date: martes, 28 de junio de 2011 07:55:16 p.m.



## Simulation Summary Information

Workbook Name	Evaluación Financiera Cogeneración Probabilística
Number of Simulations	1
Number of Iterations	10000
Number of Inputs	11
Number of Outputs	63
Sampling Type	Latin Hypercube
Simulation Start Time	6/28/11 19:51:00
Simulation Duration	00:02:31
Random # Generator	Mersenne Twister
Random Seed	1853159627

## Summary Statistics for FCL BASE / AÑO 20

Statistics	Percentile	
Minimum	5%	-110,629
Maximum	10%	-110,016
Mean	15%	-109,566
Std Dev	20%	-109,154
Variance	25%	-108,824
Skewness	30%	-108,526
Kurtosis	35%	-108,231
Median	40%	-107,971
Mode	45%	-107,737
Left X	50%	-107,520
Left P	55%	-107,293
Right X	60%	-107,054
Right P	65%	-106,828
Diff X	70%	-106,611
Diff P	75%	-106,382
#Errors	80%	-106,127
Filter Min	85%	-105,835
Filter Max	90%	-105,466
#Filtered	95%	-104,990

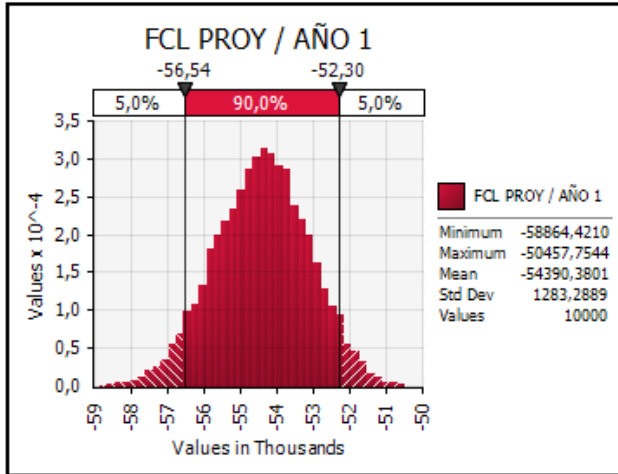
## Regression and Rank Information for FCL BASE / A

Rank	Name	Regr	Corr
1	TRM	-0.894	-0.894
2	CRECIMIENTO AN	-0.409	-0.405
3	GAS / BALANCE	-0.159	-0.160
4	CRECIMIENTO AN	0.000	0.008055624

# @RISK Output Report for FCL PROY / AÑO 1

Performed By: ACER

Date: martes, 28 de junio de 2011 07:54:26 p.m.

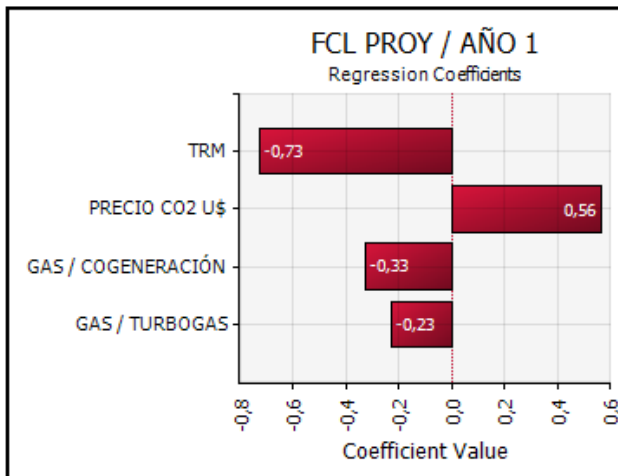
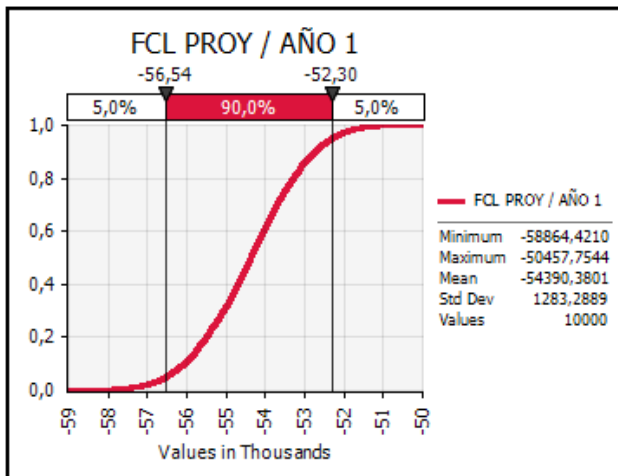


## Simulation Summary Information

Workbook Name	Evaluación Financiera Cogeneración
Number of Simulations	1
Number of Iterations	10000
Number of Inputs	11
Number of Outputs	63
Sampling Type	Latin Hypercube
Simulation Start Time	6/28/11 19:51:00
Simulation Duration	00:02:31
Random # Generator	Mersenne Twister
Random Seed	1853159627

## Summary Statistics for FCL PROY / AÑO 1

Statistics	Percentile	
Minimum	5%	-556,536
Maximum	10%	-556,070
Mean	15%	-555,754
Std Dev	20%	-555,502
Variance	25%	-555,273
Skewness	30%	-555,060
Kurtosis	35%	-554,869
Median	40%	-554,698
Mode	45%	-554,525
Left X	50%	-554,370
Left P	55%	-554,203
Right X	60%	-554,039
Right P	65%	-553,868
Diff X	70%	-553,708
Diff P	75%	-553,505
#Errors	80%	-553,279
Filter Min	85%	-553,052
Filter Max	90%	-552,738
#Filtered	95%	-552,299



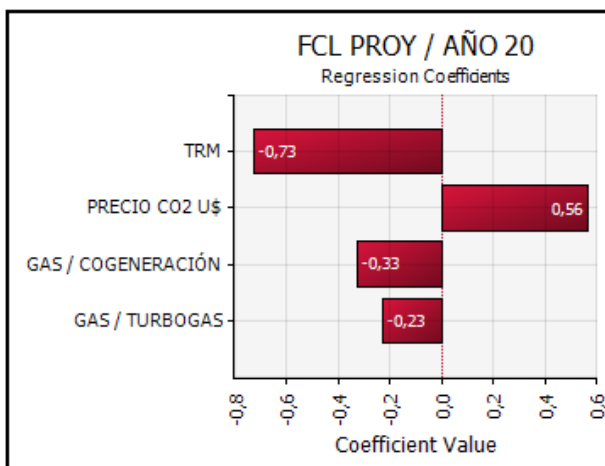
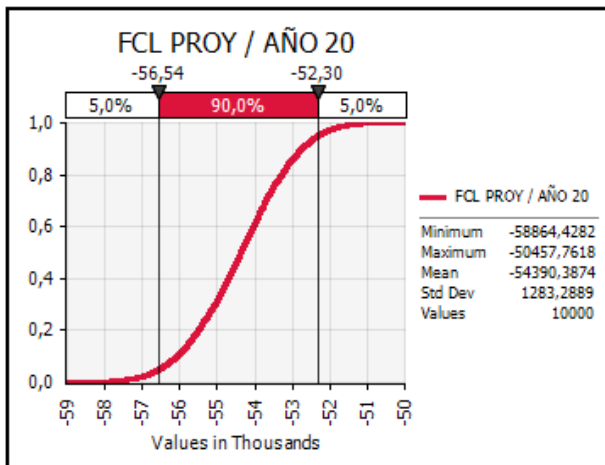
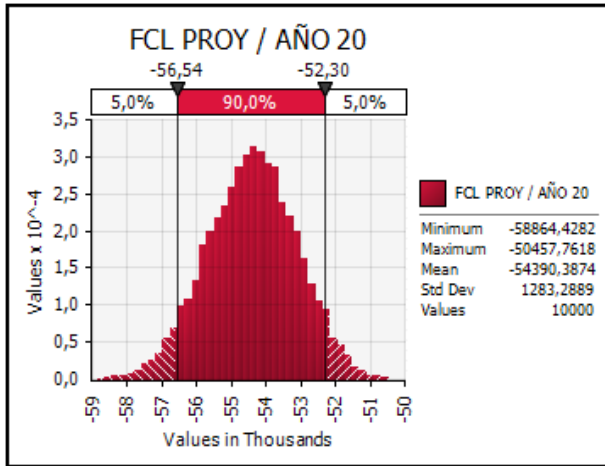
## Regression and Rank Information for FCL PROY / AÑO 1

Rank	Name	Regr	Corr
1	TRM	-0.727	-0.714
2	PRECIO CO2 US	0.564	0.549
3	GAS / COGENERAC	-0.328	-0.317
4	GAS / TURBOGAS	-0.225	-0.201

## @RISK Output Report for FCL PROY / AÑO 20

Performed By: ACER

Date: martes, 28 de junio de 2011 07:54:52 p.m.



### Simulation Summary Information

Workbook Name	Evaluación Financiera Cogeneración Probabilística
Number of Simulations	1
Number of Iterations	10000
Number of Inputs	11
Number of Outputs	63
Sampling Type	Latin Hypercube
Simulation Start Time	6/28/11 19:51:00
Simulation Duration	00:02:31
Random # Generator	Mersenne Twister
Random Seed	1853159627

### Summary Statistics for FCL PROY / AÑO 20

Statistics	Percentile
Minimum	5% -556,536
Maximum	10% -556,070
Mean	15% -555,754
Std Dev	20% -555,502
Variance	25% -555,273
Skewness	30% -555,060
Kurtosis	35% -554,869
Median	40% -554,698
Mode	45% -554,525
Left X	50% -554,370
Left P	55% -554,203
Right X	60% -554,039
Right P	65% -553,868
Diff X	70% -553,708
Diff P	75% -553,505
#Errors	80% -553,279
Filter Min	85% -553,052
Filter Max	90% -552,738
#Filtered	95% -552,299

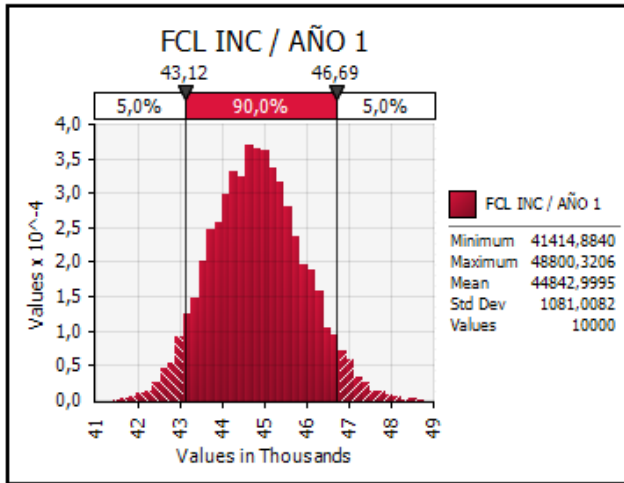
### Regression and Rank Information for FCL PROY / AÑO 20

Rank	Name	Regr	Corr
1	TRM	-0.727	-0.714
2	PRECIO CO2 US	0.564	0.549
3	GAS / COGENERACIÓN	-0.328	-0.317
4	GAS / TURBOGAS	-0.225	-0.201
5	CRECIMIENTO ANUAL	0.000	0.008362724
6	CRECIMIENTO ANUAL	0.000	0.002924025

# @RISK Output Report for FCL INC / AÑO 1

Performed By: ACER

Date: martes, 28 de junio de 2011 07:53:59 p.m.

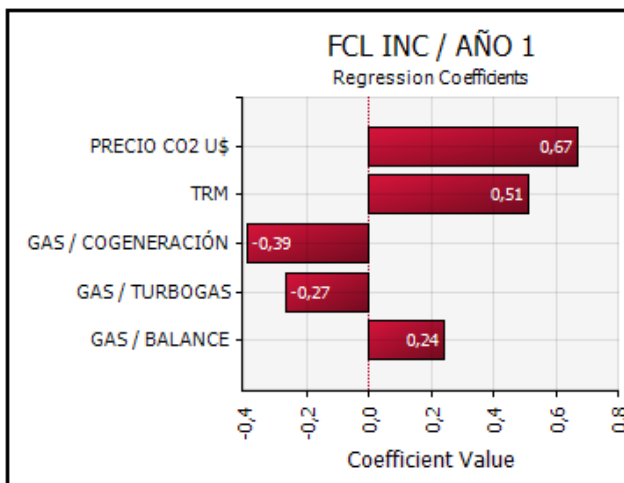
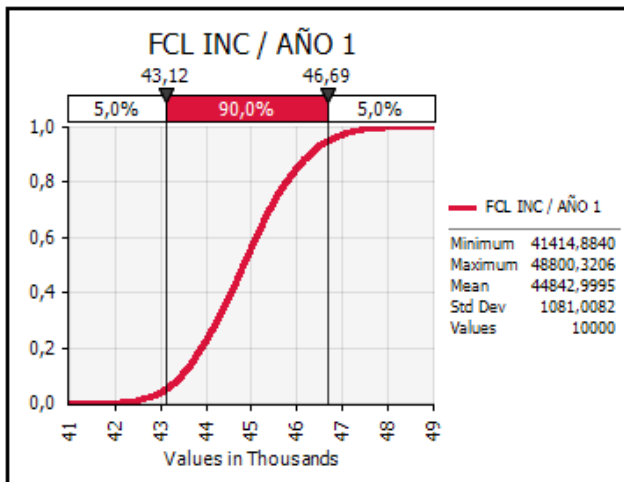


## Simulation Summary Information

Workbook Name	Evaluación Financiera Cogeneración
Number of Simulations	1
Number of Iterations	10000
Number of Inputs	11
Number of Outputs	63
Sampling Type	Latin Hypercube
Simulation Start Time	6/28/11 19:51:00
Simulation Duration	00:02:31
Random # Generator	Mersenne Twister
Random Seed	1853159627

## Summary Statistics for FCL INC / AÑO 1

Statistics	Percentile	
Minimum	5%	\$43,119
Maximum	10%	\$43,462
Mean	15%	\$43,701
Std Dev	20%	\$43,892
Variance	25%	\$44,086
Skewness	30%	\$44,241
Kurtosis	35%	\$44,392
Median	40%	\$44,547
Mode	45%	\$44,685
Left X	50%	\$44,818
Left P	55%	\$44,957
Right X	60%	\$45,093
Right P	65%	\$45,242
Diff X	70%	\$45,394
Diff P	75%	\$45,557
#Errors	80%	\$45,758
Filter Min	85%	\$45,989
Filter Max	90%	\$46,271
#Filtered	95%	\$46,688



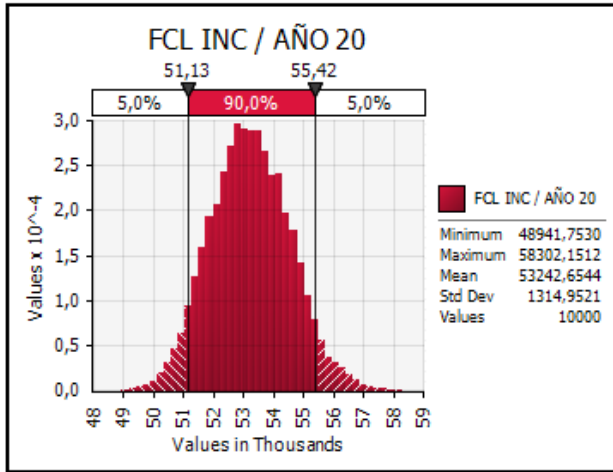
## Regression and Rank Information for FCL INC / AÑO 1

Rank	Name	Regr	Corr
1	PRECIO CO2 US	0.670	0.665
2	TRM	0.511	0.503
3	GAS / COGENERACIÓN	-0.390	-0.368
4	GAS / TURBOGAS	-0.267	-0.264
5	GAS / BALANCE	0.244	0.244

# @RISK Output Report for FCL INC / AÑO 20

Performed By: ACER

Date: martes, 28 de junio de 2011 07:54:25 p.m.

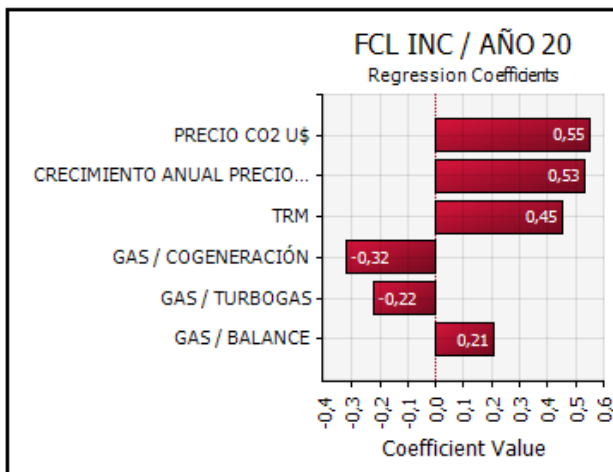
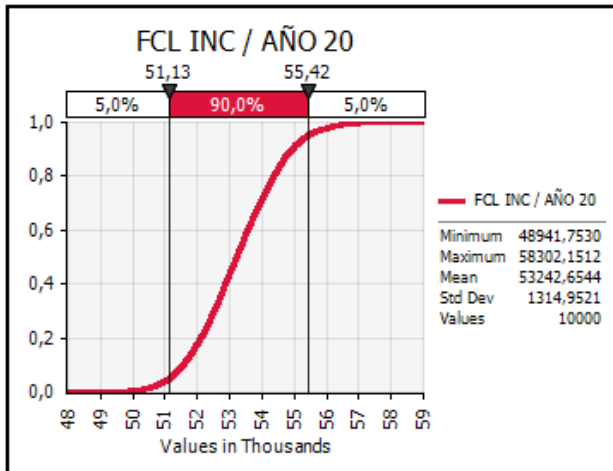


## Simulation Summary Information

Workbook Name	Evaluación Financiera Cogeneración Probabilística
Number of Simulations	1
Number of Iterations	10000
Number of Inputs	11
Number of Outputs	63
Sampling Type	Latin Hypercube
Simulation Start Time	6/28/11 19:51:00
Simulation Duration	00:02:31
Random # Generator	Mersenne Twister
Random Seed	1853159627

## Summary Statistics for FCL INC / AÑO 20

Statistics	Percentile
Minimum	5% \$51,131
Maximum	10% \$51,566
Mean	15% \$51,864
Std Dev	20% \$52,106
Variance	25% \$52,331
Skewness	30% \$52,522
Kurtosis	35% \$52,702
Median	40% \$52,868
Mode	45% \$53,043
Left X	50% \$53,214
Left P	55% \$53,389
Right X	60% \$53,554
Right P	65% \$53,749
Diff X	70% \$53,941
Diff P	75% \$54,145
#Errors	80% \$54,364
Filter Min	85% \$54,615
Filter Max	90% \$54,931
#Filtered	95% \$55,417



## Regression and Rank Information for FCL INC / AÑO 20

Rank	Name	Regr	Corr
1	PRECIO CO2 US\$	0.551	0.544
2	CRECIMIENTO AN	0.533	0.529
3	TRM	0.455	0.450
4	GAS / COGENERAC	-0.320	-0.298
5	GAS / TURBOGAS	-0.220	-0.223
6	GAS / BALANCE	0.207	0.209
7	CRECIMIENTO AN	0.000	-0.002557658
8	CRECIMIENTO AN	0.000	0.001970918