

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE 4 PLANTAS
ELÉCTRICAS A GAS NATURAL PARA EL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO
DE LA ZONA FRANCA BOGOTÁ.**

DEIVYD DANIEL AGUILAR SÁNCHEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA**

2016

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE 4 PLANTAS
ELÉCTRICAS A GAS NATURAL PARA EL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO
DE LA ZONA FRANCA BOGOTÁ.**

DEIVYD DANIEL AGUILAR SÁNCHEZ

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

Director:

CARLOS EDUARDO DÍAZ BOHÓRQUEZ

M.Sc. Ingeniera Industrial

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA**

2016

Gracias a Dios por permitirme alcanzar un nuevo logro en mi vida.

*Gracias a mis padres que me han acompañado en cada momento y me han
brindado su apoyo durante este proceso de aprendizaje*

Deivyd Aguilar

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. OBJETIVOS.....	15
1.1. OBJETIVO GENERAL	15
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
2. ALCANCE	16
3. MARCO TEÓRICO	17
3.1 ELEMENTOS DE UN ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD	17
3.2. ZONA FRANCA BOGOTÁ.....	18
3.2.1 Capacidad Técnica e Infraestructura	19
3.3 PANORAMA ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	20
3.3.1 Histórico de uso de gas como generador de energía eléctrica	21
3.3.2 Mercado del Gas en Colombia.....	22
3.3.2.1 Reservas de Gas Natural en Colombia:.....	22
3.3.1.2 Distribuidores en Colombia	24
3.4. FABRICANTES DE MOTORES A GAS PARA PLANTAS ELÉCTRICAS	25
4. ANÁLISIS AMBIENTAL DEL PROYECTO	26
4.1 NORMATIVIDAD VIGENTE APLICABLE	26
4.2 MEDIDAS DE MITIGACIÓN	28
5. ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO.....	30
5.1. REQUISITOS DE OPERACIÓN ZONA FRANCA.....	30
5.2 SELECCIÓN DE PLANTAS ELÉCTRICAS A GAS NATURAL	30

5.3 DEFINICIÓN DE SISTEMA DE GENERACIÓN Y EQUIPOS	32
5.3.1 Grupos Electrógenos	33
5.3.2 Sistema de Enfriamiento	33
5.3.3 Sistema de Combustible	34
5.3.4 Sistema de Gases de Combustión.....	34
5.3.5 Sistema de Aceite	34
5.3.6 Sistema de Control	34
5.3.7 Sistema Eléctrico Baja Tensión	35
5.3.8 Sistema Eléctrico Media Tensión.....	35
5.4 MOTOR CUMMINS QSV 91	35
5.4.1 Dimensiones	37
5.5 TAMAÑO Y LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO	37
5.5.1 Distribución De Zonas.....	37
5.5.2 Localización del Proyecto.	39
5.6. MANO DE OBRA REQUERIDA.....	39
6. ESTUDIO FINANCIERO DEL PROYECTO	41
6.1 TASA DE OPORTUNIDAD – CAPITAL ASSET PRICING MODEL (CAPM) ...	41
6.2. COSTO MEDIO PONDERADO DE CAPITAL - CMPC.....	44
6.3. FLUJO DE CAJA	45
6.3.1 Flujos Positivos.....	45
6.3.2 Flujos Negativos.	45
6.3.3. Impuestos.	47
6.3.4. Costos No Desembolsables.....	47
6.3.5 Flujo Neto Efectivo Proveniente de Operación.	48
6.4 TASA INTERNA DE RETORNO - TIR	51
6.5 VALOR PRESENTE NETO - VPN.....	51
6.6 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN O PAYBACK	51
7. CONCLUSIONES	53

BIBLIOGRAFÍA.....55

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Capacidad Instalada por tecnología.....	20
Tabla 2. Generación Mensual por tipo de Central.....	21
Tabla 3. Distribución de los campos de producción según cuencas.....	23
Tabla 4. Estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido expresados en decibeles dB(A)	27
Tabla 5. Estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales térmicas nuevas con capacidad instalada inferior a 20MW y plantas de cogeneración nuevas, por tipo de combustible, a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg)	28
Tabla 6. Características de los motores.....	31
Tabla 7. Calificación de proveedores de motores a gas	32
Tabla 8. Colocación de títulos TES pesos	42
Tabla 9. Country Default Spreads And Risk Premiums -" Diferencia de Países y Prima de riesgo"	43
Tabla 10. Beta por sector.....	44
Tabla 11 Tabla de desarrollo del crédito	47
Tabla 12. Flujo de Caja del Proyecto	49
Tabla 13. Flujo de caja de la deuda	50
Tabla 14. Payback	51

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Área del sector de Zona Franca Bogotá S.A.	18
Figura 2. Motor Cummins QSV91	36
Figura 3. Dimensiones	37
Figura 4. Distribución del área del proyecto.....	38
Figura 5. Localización geográfica de la planta	39
Figura 6. Esquema de la mano de Obra requerida para la operación del proyecto	40

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1 Histórico Anual Generación por Recurso	22

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE 4 PLANTAS ELÉCTRICAS A GAS NATURAL PARA EL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DE ZONA FRANCA BOGOTÁ.*

AUTOR: Deivyd Daniel Aguilar Sánchez**

PALABRAS CLAVES: Plantas Eléctricas a Gas Natural, Generación Eléctrica, Zona Franca Bogotá, Estudio Técnico, Estudio Financiero.

DESCRIPCIÓN

El presente trabajo de monografía establece un estudio de prefactibilidad técnica y financiera acerca de la implementación de plantas eléctricas a gas natural para la generación eléctrica que satisfaga las necesidades de Zona Franca Bogotá. En un principio se hace una revisión de las generalidades de Zona Franca Bogotá, se nombran las alternativas energéticas con las que se cuentan en el mercado, se hace una revisión acerca de las marcas de Plantas Eléctricas a Gas Natural disponibles en Colombia, luego se hace un análisis en el que se define el marco regulatorio aplicable del mercado eléctrico en Colombia, la normatividad respecto a autogeneración con plantas a gas natural que se debe cumplir para este tipo de proyectos. Una vez definida las disposiciones y reglamentación vigente se realiza el estudio técnico que comprende definir las necesidades técnicas de Zona Franca Bogotá, y se procede a escoger el fabricante de las plantas eléctricas que cumpla con dicha normatividad, la cantidad y su ubicación en Zona Franca de acuerdo a las características. A continuación se realiza el estudio financiero en el que se realiza el flujo de caja y se obtienen los valores de TIR y VPN. Una vez obtenidos estos estudios se establecen conclusiones del proyecto y su viabilidad. Por último se proponen algunas ideas de negocios que se pueden derivar de este proyecto y unas recomendaciones respecto a los residuos que se generan.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos. Director. Carlos Eduardo Díaz Bohórquez

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY STUDY FOR INSTALLING 4 ELECTRICAL PLANTS FOR NATURAL GAS ENERGY SUPPLY THE FREE TRADE ZONE BOGOTA.*

AUTHOR: Deivyd Daniel Aguilar Sánchez**

KEY WORDS: Natural Gas Power Plants, Generation Electric, Free Trade Zone Bogota, Technical Study, Financial Study.

DESCRIPTION

This work establishes a monograph study of technical and financial feasibility on the implementation of power plants to natural gas for power generation to meet the needs of free trade zone Bogotá. Initially a review of the generalities of free trade zone Bogotá ago, energy alternatives that are counted in the market are named, reviews about brands of Power Plants Natural Gas available in Colombia is done, then it becomes an analysis in which the applicable regulatory framework for the electricity market in Colombia is defined, the regulations concerning self-generation plants to natural gas that must be met for such projects. Once defined the provisions and regulations in force technical study comprising define the technical needs of free trade zone Bogotá is performed, and proceeds to choose the manufacturer of power plants to comply with such regulations, the amount and location in free trade zone Bogotá according to the characteristics. Then the financial study that cash flow is performed and the values of IRR and NPV obtained are performed. After obtaining these studies findings of the project and its feasibility is established. Finally some business ideas that can be derived from this project and its recommendations regarding the waste generated are proposed.

* Degree work

** Faculty of Engineering physicomechanical. School of Industrial and Business Studies. Specialization in Evaluation and Project Management. Director. Carlos Eduardo Bohorquez Diaz

INTRODUCCIÓN

Actualmente Zona Franca Bogotá, es usuario de la empresa de energía CODENSA S.A. E.S.P, la cual se encarga de suministrar energía eléctrica para el lugar, por dicho servicio CODENSA S.A. E.S.P. genera un cobro de \$ 275 kWh. Debido a que el costo del suministro de energía es elevado surge la necesidad de evaluar otras fuentes de abastecimiento energético, siendo las plantas eléctricas de gas natural una alternativa que se va imponiendo en el mercado.

Este documento tiene como objetivo Evaluar la Prefactibilidad técnica y financiera de utilizar Plantas eléctricas de gas natural como fuente generadora de electricidad para Zona Franca Bogotá. Al inicio del documento se hace una revisión de la normatividad ambiental aplicable y se hace un análisis acerca de los elementos técnicos a tener en cuenta para cumplir la reglamentación

Posteriormente se hace un análisis acerca de la capacidad instalada de Zona Franca y se hace un análisis para escoger la mejor opción entre los proveedores del mercado. Con la selección hecha, se procede a desarrollar el flujo de caja del proyecto en el que se evalúa su conveniencia mediante indicadores financieros.

Finalmente se emiten los resultados de cada uno de los estudios desarrollados, se generan comentarios y sugerencias acerca de la viabilidad del proyecto.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

- Hacer un estudio de prefactibilidad basado en un estudio técnico y financiero, la viabilidad de utilizar plantas eléctricas a gas natural como fuente generadora de energía eléctrica para Zona Franca Bogotá.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar la normatividad vigente y aplicable referente a los proyectos de generación eléctrica que permita establecer los requisitos técnicos necesarios para su ejecución
- Realizar el estudio técnico del proyecto para escoger el tipo de planta eléctrica en el mercado más conveniente de acuerdo a las necesidades particulares de Zona Franca Bogotá, así como determinar la cantidad necesaria y el área que demanda dicha instalación
- Realizar el estudio financiero del proyecto, que proporcione los indicadores económicos para establecer la viabilidad financiera, y poder determinar el valor de su rentabilidad.

2. ALCANCE

El presente documento desarrollará un análisis de la normatividad vigente y aplicable con el fin de establecer los requisitos necesarios para la operación de plantas térmicas a gas natural, y establecer estos requisitos como parámetros para la selección de las plantas eléctricas.

Un estudio técnico que establezca las características de Zona Franca Bogotá, sus necesidades, y a partir de esta información escoger la marca de plantas eléctricas a gas natural presentes en el mercado Colombiano que puedan suplir dichas necesidades, desarrollando una matriz de evaluación en el que se tenga en cuenta criterios tales como cumplimiento normatividad servicio post venta, precio etc.

Un estudio financiero que arrojará los indicadores de Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VPN), que permita establecer la viabilidad financiera, y determinar su magnitud, adicionalmente se realizarán las recomendaciones del proyecto

3. MARCO TEÓRICO

3.1 ELEMENTOS DE UN ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

Un proyecto consta de tres estados fundamentales, los cuáles son: PREINVERSIÓN, INVERSIÓN Y OPERACIÓN. Durante el estado de PREINVERSIÓN se define que sus etapas son Idea – Perfil - Prefactibilidad – Factibilidad – Diseño. En el estado de INVERSIÓN se define el Diseño y la Ejecución. Finalmente en el estado de OPERACIÓN se da Marcha Blanca y Operación Plena.¹

Durante la etapa de PREFACTIBILIDAD se establece que se debe documentar lo siguiente:

- Diagnóstico de la situación actual: Básicamente se define el problema, y la oferta y demanda existente en el mercado
- Identificación de la situación “Sin Proyecto”: ¿Qué pasa si no se lleva a cabo el proyecto?
- Análisis técnico: Es un análisis de las alternativas del proyecto
- Tamaño del proyecto: Permite establecer la capacidad instalada
- Localización del proyecto: Análisis del aprovisionamiento y distribución
- Legislación vigente: Hace referencia a lo impartido por la ley en cuanto a licencias y demás
- Ficha Ambiental
- Evaluación Socioeconómica:

¹ UNIVERSIDAD DE PLAYA ANCHA. Manual de Formulación de Proyectos; Dirección de Estudios y Proyectos DAPEI. [en línea] [citado 10 de marzo de 2016] Disponible en: <http://docplayer.es/5395710-Manual-de-formulacion-de-proyectos-direccion-de-estudios-y-proyectos-dapei.html>

- Evaluación Financiera.
- Análisis de sensibilidad
- Conclusiones: Permite tomar decisiones, ya sea postergar el proyecto, reformular el proyecto, abandonar el proyecto, continuar su estudio a nivel de factibilidad.²

Esta metodología establece que no todos los proyectos deben incluir al pie de la letra los elementos anteriormente nombrados

3.2. ZONA FRANCA BOGOTÁ

Zona Franca Bogotá se localiza en la margen izquierda del río Bogotá, cuenta con un área total de 960000m² ubicado entre las carreras 107-111 y calles 12 y 17, en la localidad de Fontibón.

Figura 1. Área del sector de Zona Franca Bogotá S.A.



Fuente: Archivo Zona Franca de Bogotá

² THOMPSON B. Janneth Estudio de Prefactibilidad. abril 17 de 2009 [en línea] [citado 08 de marzo de 2016] Disponible en: <http://todosobreproyectos.blogspot.com.co/2009/04/estudio-de-prefactibilidad.html>.

Fue planeada en 1993 por un grupo de empresarios con el objeto de potenciar todas las actividades económicas relacionadas con comercio exterior y desarrollo empresarial en Colombia. A finales de 1996 fue entregada en su totalidad, lo que incluía construcción y urbanismo, con lo que se dio inicio a su operación y el de los primeros usuarios comerciales e industriales³. Dentro de los factores que destacan las Zonas Francas se encuentra los beneficios con los que cuenta en materia de tributación aduanera y de comercio exterior

3.2.1 Capacidad Técnica e Infraestructura. Dentro de zona franca cuentan con las disposiciones para la seguridad integral y facilidad de maniobra, cuenta con redes subterráneas de fibra óptica, transmisión de energía y servicios, que incluye gas, agua, telecomunicaciones y servicios complementarios para satisfacer las necesidades industriales y comerciales.

Cabe resaltar que dentro de los servicios de seguridad perimetral, Zona Franca Bogotá brinda el apoyo de un carro de bomberos, una red de hidrantes y una brigada de emergencia.

En cuanto a Energía, las características que resaltan son las siguientes:

- Doble anillo de abastecimiento : 13.8kVA y 34.5 kVA
- Capacidad actual de abastecimiento del anillo de 13.8kVA es de 15 MVA
- Capacidad del anillo de 34.5 kVA es de 15MVA
- 2 Plantas de emergencia de 450 kVA cada una para las áreas comunes, seguridad y alumbrado público ⁴

³ ZONA FRANCA DE BOGOTÁ S.A.; Información De Organización Local; [en línea] [citado 14 de marzo de 2016] Disponible en: http://www.gestionycalidad.org/observatorio/contenido/resenia_og/37.pdf

⁴ ZONA FRANCA DE BOGOTÁ S.A.; Información De Organización Local; ver en [en línea] [citado 14 de marzo de 2016] Disponible en: http://www.gestionycalidad.org/observatorio/contenido/resenia_og/37.pdf

3.3 PANORAMA ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Según el último dato oficial del UPME, en Enero de 2015, Colombia registra una capacidad total instalada de 15.508,8 MW y cuya participación según el tipo de tecnología está distribuida en un 70.41% para las centrales hidroeléctricas, un 10.86% para las centrales térmicas de Gas y un 7.56% para las centrales térmicas de Carbón.

Tabla 1. Capacidad Instalada por tecnología

Capacidad Instalada por Tecnología		
Tecnología	Potencia	Participación
Hidráulica	10919.8	70.41%
Térmica Gas	1684.4	10.86%
Térmica Carbón	1172	7.56%
Líquidos	1366	8.81%
Gas Líquidos	276	1.78%
Viento	18.4	0.12%
Biomasa	72.3	0.47%
Total	15508.9	100%

Fuente: UPME⁵

De acuerdo a los datos reportados en el Sistema de Interconexión Nacional (SIN) para el mes de Enero de 2015, último dato oficial, la tecnología que reportó mayor generación fue el Agua, con una generación de 3470.41 GWh lo que constituye una participación del 64.36%, seguido del Gas con una generación de 1090.81 GWh lo cual representa una participación de 20.23%

⁵ UPME Unidad de Planeación Minero Energética. Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano – Enero de 2015. En Subdirección de energía eléctrica – Grupo de Generación

Tabla 2. Generación Mensual por tipo de Central

Generación mensual por tipo de central		
Tecnología	Generación (GWh)	Participación %
ACPM	2.67	0.05
AGUA	3470.41	64.36
COGENERACIÓN	37.82	0.7
CARBÓN	520.87	9.66
COMBUSTOLEO	1.27	0.02
GAS	1090.81	20.23
JET - A1	0.19	0
MEZCLA GAS - CARBÓN	0	0
MEZCLA GAS - JET -A1	6.56	0.12
MEZCLA GAS - FUEL OIL (ACPM O COMBUSTOLEO)	0	0
MENORES AGUA	194.01	3.6
MENORES GAS	62.29	1.16
VIENTO	5.63	0.1
Total	5392.54	100

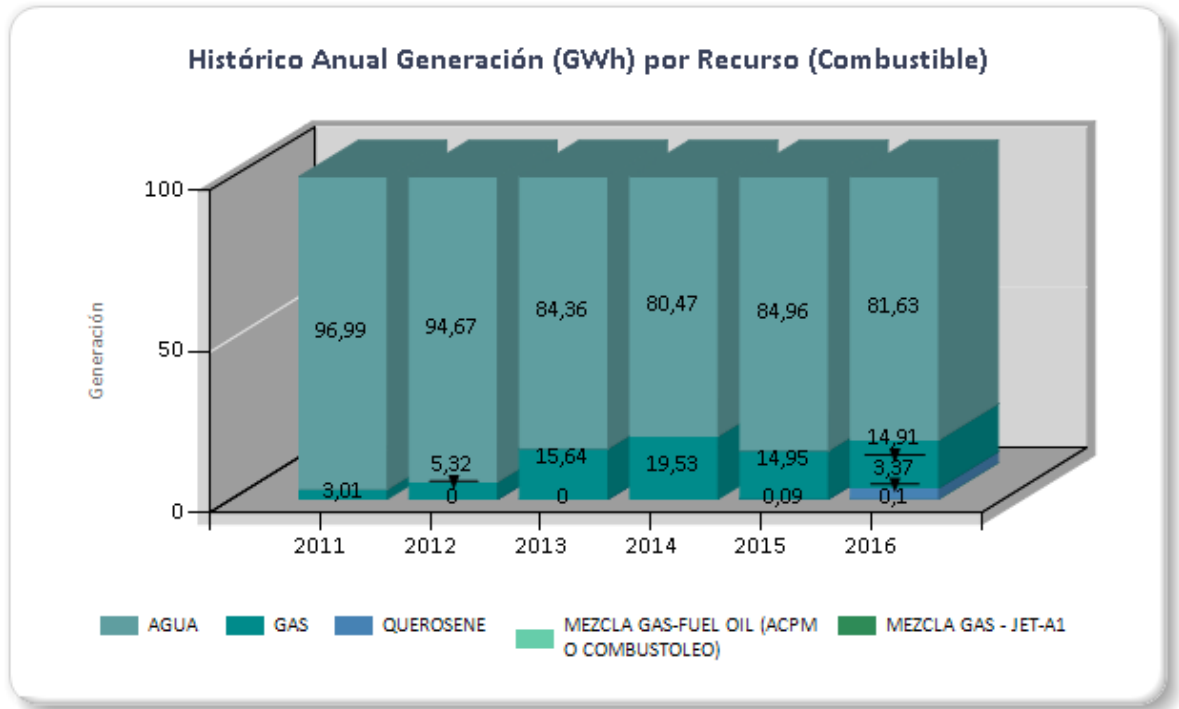
Fuente: UPME⁶

El gas natural es la segunda fuente generadora de energía eléctrica en Colombia

3.3.1 Histórico de uso de gas como generador de energía eléctrica. De acuerdo con la información suministrada por el Sistema de Información Eléctrico Colombiano, se observa como el Gas, ha ido incrementando su participación en la generación de energía eléctrica en Colombia, desde una participación del 3.01% en el año 2011 y alcanzando un valor máximo de 19.53% en el año 2014.

⁶ UPME Unidad de Planeación Minero Energética. Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano – Enero de 2015. En Subdirección de energía eléctrica – Grupo de Generación

Gráfica 1 Histórico Anual Generación por Recurso



Fuente Sistema de Información Eléctrico Colombiano⁷

3.3.2 Mercado del Gas en Colombia

3.3.2.1 Reservas de Gas Natural en Colombia: A cierre del año 2013, el país contaba con un volumen total de 6.41 TPC (Terapiés cúbicos), de los cuáles el 86% correspondió a reservas probadas, es decir un total de 5.51 TPC, el 8% son reservas probables lo que corresponde a 0.51 TPC y un 6% a reservas posibles lo que corresponde a 0.39 TPC.

Las reservas probadas se encuentran ubicadas mayoritariamente en la cuenca los Llanos Orientales con una participación del 50% del total, el 31% se encuentra

⁷ Sistema de Información Eléctrico Colombiano. Generación UPME

ubicada en la cuenca de la Guajira y el 19% restante se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena , Valle Medio, Valle Superior y Catatumbo

Tabla 3. Distribución de los campos de producción según cuencas

Cuenca	Campos de Producción
Catatumbo	Tibú, Sardinata, Rio Zulia, Cerro Gordo y Cerrito,
Cesar - Ranchería	Compae
Cordillera	Ramiriquí
Guajira	Ballena, Chuchupa, Riohacha
Llanos Orientales	Vigia Sur, Vigia, Santo Domingo Centro, Pauto Sur, Los Potros, Las Maracas, La Punta, La Casona, Gibraltar, Floreña, Cusiana Norte, Cusiana, Cusiana, Cupiagua, Centauro Sur, Campo Rico, Apiay
Valle Inferior del Magdalena	Pedernalito, Palmer, Nelson, Mamey, La Creciente, Katana, El Difícil, Bonga, Arianna
Valle Medio del Magdalena	Yariguí - Cantagallo, Serafin, Provincia, Payoa West, Payoa, Opón, Liebre, Llanito, Lisama, La Salina, La Cira-Infantas, Corazón West C, Corazón West, Corazón 9, Corazón
Valle Superior del Magdalena	Toqui-Toqui, Tenay, Tempranillo Norte, Tempranillo, Santa Clara, Rio Opia, Palagua, Matachín Norte y Sur, Mana, La Hocha, La Cañada Norte, Guaduas, Dina Terciarios, Dina Terciario, Dina Cretaceo, Balcón, Arrayan

Fuente: UPME ⁸

⁸ UPME. Balance de Gas Natural en Colombia 2015 -2023;

Colombia cuenta con una cantidad importante de Gas Natural, lo que significa un hecho importante para el proyecto ya que se garantiza la presencia de uno de los insumos necesarios para la generación de energía eléctrica y se puede estimar que su precio no tendrá una variación fuerte en el mercado por efectos de desabastecimiento.

3.3.1.2 Distribuidores en Colombia: De acuerdo al Consejo Nacional de Operaciones de Gas Natural (CON – Gas), los siguientes son los distribuidores de Gas Natural

- Alcanos de Colombia S.A.E.S.P.
- EPM
- Gas de Risaralda S.A. E.S.P.
- Gas Natural del Centro S.A. E.S.P
- Gas Natural S.A. E.S.P.
- Gases de Occidente S.A. E.S.P.
- Gases del Caribe S.A. E.S.P.
- Gases del Cusiana S.A. E.S.P.
- Gases del Quindío S.A. E.S.P.
- GASNACER E.S.P.
- Llanogas S.A. E.S.P.
- Madigas S.A. E.S.P.
- Proviservicios S.A. E.S.P.

La empresa distribuidora del Gas Natural para Bogotá es Gas Natural S.A. E.S.P.

3.4. FABRICANTES DE MOTORES A GAS PARA PLANTAS ELÉCTRICAS

- **General Electric:** Productor de motores para la generación de energía, posee alianzas con la empresa Jenbacher y su representación en Colombia está a cargo de PEGSA.⁹
- **Caterpillar Inc.:** Es el fabricante más grande del mundo de maquinaria para la construcción, equipos de minería, y motores diesel, posee filiales como MWM y PERKINS ENGINES COMPANY LIMITED. Su representación en Colombia está a cargo de Gecolsa S.A.
- **Cummins Inc.:** Fabricante de motores para equipos estacionarios y Distribuido por la unidad de negocio Cummins Power Generation, dicha unidad es proveedor global de sistemas, componentes y servicios de energía eléctrica. Esta unidad también proporciona una gama completa de servicios y soluciones, incluido contratos de operación y mantenimiento a largo plazo. Su representación en Colombia está a cargo de Cummins Norte de Colombia, Cummins de los Andes, Trienergy y TecnoDiesel.
- **Himoinsa:** Es una empresa que se dedica al diseño, fabricación y distribución de equipos de generación de energía, ofrece al mercado grupos electrógenos gas y diesel.¹⁰

⁹ SMITH POWER MEXICO General Electric Jenbacher [en línea] [citado 15 de marzo de 2016] Disponible en: <http://www.smithpowermexico.com/custompage.asp?pg=Informaci%F3n>

¹⁰HIMOINSA. Historia. [en línea] [citado 5 de marzo de 2016] Disponible en: http://www.himoinsa.com/corporative/section.aspx?v=Sobre%20nosotros_673D436F6D706126633D3126693D3133#.Vxf_oTDhDIU

4. ANÁLISIS AMBIENTAL DEL PROYECTO

4.1 NORMATIVIDAD VIGENTE APLICABLE

Ley 142 de 1994: Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.

Artículo 2.1 Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante¹¹

Ley 143 de 1994: Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.

Artículo 3. a Promover la libre competencia en las actividades del sector

Artículo 3.b Impedir prácticas que constituyan competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado ¹²

Resolución CREG 086 de 1996: Por la cual se da el reglamento para la generación energética de plantas menores de 20MW.¹³

¹¹ CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 142 de 1994. (Julio 11). Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.[en línea] [citado 12 de marzo de 2016] [disponible en: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=2752>

¹² CONGRESO de Colombia. Ley 143 de 1994 (julio 11). Artículo 3o. por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. [en línea] [citado 12 de marzo de 2016] [disponible en:<http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=4631>

¹³ COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS. Resolución 086 de 1996. (15 de octubre). Por la cual se reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentra conectado al

Artículo 3: Opciones de las Plantas Menores: Las personas naturales o jurídicas propietarias u operadores de plantas menores tienen las siguientes opciones para comercializar la energía que generan dichas plantas:

Plantas Menores con Capacidad Efectiva menor de 10MW (...)

Plantas Menores con Capacidad Efectiva mayor igual a 10MW y menor de 20MW (...)¹⁴

Resolución 0627 de 2006: Por la cual se establece la norma nacional de emisión de ruido y ruido ambiental.¹⁵

Tabla 4. Estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido expresados en decibeles dB(A)

Sector	Subsector	Estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido en dB(A)	
		Día	Noche
Sector C. Ruido Intermedio Restringido	Zonas con usos permitidos industriales como industrias en general, zonas portuarias, parques industriales y zonas francas	75	75

Fuente: Resolución 0627 de 2006

Resolución 909 de 2008: Por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones.¹⁶

Sistema Interconectado Nacional (SIN). [en línea] [citado 12 de marzo de 2016] [disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG86-96>

¹⁴ Ibid Artículo 3o.

¹⁵ MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 0627 de 2006. (Abril 07). por la cual se establece la norma nacional de emisión de ruido y ruido ambiental. [en línea] [citado 12 de marzo de 2016] [disponible en: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=19982>

¹⁶ MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 0909 de 2008. (junio 5). por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones. [en línea] [citado 12 de marzo de 2016] [disponible en: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=31425>

Tabla 5. Estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales térmicas nuevas con capacidad instalada inferior a 20MW y plantas de cogeneración nuevas, por tipo de combustible, a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg)

Combustible	Estándares de emisión admisibles (mg/m ³)			Oxígeno de Referencia
	MP	SO ₂	NO _x	
Sólido	50	2000	600	6%
Líquido	50	2000	450	3%
Gaseoso	NO APLICA	NO APLICA	300	3%

Fuente Resolución 909 de 2008

Resolución 070 de 1998: Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional¹⁷

En esta resolución se establecen las normas como puestas a tierra, protecciones y demás para la instalación de Generadores menores a 20MW

4.2 MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Para el cumplimiento de las disposiciones legales reglamentarias se establece las siguientes medidas de mitigación.

¹⁷ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 70 de 1998. (Mayo 28). Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. [en línea] [citado 12 de marzo de 2016] [disponible en: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=10480>

- Instalación de cabinas insonoras diseñadas con acero inoxidable, malla en aluminio y fibra de vidrio
- Silenciadores en los exostos y/o tubos de escape de las plantas, de esta forma se controla la emisión y disminuye la cantidad de material particulado arrojado a la atmósfera

5. ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO

5.1. REQUISITOS DE OPERACIÓN ZONA FRANCA

Zona franca tiene un las siguientes características respecto a energía:

- Consumo promedio de 5523 kWh por mes
- Capacidad Instalada de 7200 kWh
- Frecuencia de Energía: 60 Hz

5.2 SELECCIÓN DE PLANTAS ELÉCTRICAS A GAS NATURAL

Para la selección de la marca de la planta eléctrica se desarrolló la siguiente matriz de evaluación con los siguientes criterios

- Capacidad de grupo electrógeno (kWh):
 - Cumple con la demanda promedio de consumo: 5 Puntos
 - No cumple con la demanda de promedio: 0 Puntos
- Precio (\$): La valoración es de la siguiente manera
 - Menor Precio: 5 puntos
 - Segundo menor precio: 4 puntos
 - Tercer menor precio: 3 puntos
 - Cuarto menor precio: 2 puntos
- Cumplimiento Normatividad Aplicable (Resolución 909 de 2008 y Resolución 0627 de 2006):

- Cumple la normatividad: 5 Puntos
- No cumple la normatividad: 0 Puntos
- Servicio Postventa y representación en Colombia:
 - Cuenta con representación en Colombia y servicio post venta: 5 puntos
 - No cuenta con representación en Colombia y servicio post venta: 5 puntos
- Vida útil del electrógeno
 - 86400 horas (10 Años): 5 Puntos
 - 77760 horas (9 Años): 4 Puntos
 - 69120 horas (8 Años): 3 Puntos
 - 60480 horas (7 Años) : 2 Puntos
 - 51840 horas o menos (6 Años): 1 Punto
- Servicio de Mantenimiento:
 - Ofrece servicio de mantenimiento: 5 Puntos
 - No ofrece servicio de mantenimiento: 0 Puntos

Tabla 6. Características de los motores

Marca	Modelo	Capacidad kW	Precio (C/U)	Cantidad de plantas necesarias	Precio Total (MM \$)	Cumplimiento Normatividad	Servicio Postventa en Colombia en electrógenos	Vida útil (Años)	Servicio de Mantenimiento
General Electric	VHP9504GSI	1460	\$ 150,000,000	5	\$ 750	SÍ	SÍ	10	SÍ
Caterpillar Inc	CG170-20	2000	\$ 190,000,000	4	\$ 760	SÍ	SÍ	10	SÍ
Cummins Inc.	QSV91	2000	\$ 181,000,000	4	\$ 724	SÍ	SÍ	10	SÍ
Himoinsa	HGK-830T5 NG	665	\$ 70,000,000	11	\$ 770	SÍ	SÍ	10	NO

Tabla 7. Calificación de proveedores de motores a gas

Marca	Capacidad kW	Precio	Cumplimiento Normatividad	Servicio Postventa en Colombia en electrógenos	Vida útil	Servicio de Mantenimiento	TOTAL
General Electric	5	3	5	5	5	5	28
Caterpillar Inc	5	4	5	5	5	5	29
Cummins Inc.	5	5	5	5	5	5	30
Himoinsa	5	2	5	0	5	0	17

De acuerdo a la matriz desarrollada la matriz, la marca de motor que se utilizará será la marca Cummins Inc., ya que tuvo el puntaje más alto dentro de la matriz desarrollada.

5.3 DEFINICIÓN DE SISTEMA DE GENERACIÓN Y EQUIPOS¹⁸

Es un proyecto de Autogeneración de energía eléctrica con cuatro grupos electrógenos que trabajan con gas natural como combustible y en sincronismo con la red pública, estos estarán actuando como generación base para la curva de demanda. La generación se trabajará en modo isla y completamente con la red pública solo en el caso de mantenimientos programados o no programados.

La potencia instalada es 8000 kW y debido a la altura de Bogotá se presenta un derrateo del 17%, de esta manera la potencia efectiva del proyecto de generación será de 6592 kWe. El proyecto consta de los siguientes componentes:

¹⁸ CUMMINS INC. Cuenta [en línea] [citado 15 de marzo de 2016] Disponible en: <https://quickserve.cummins.com/qs3/portal/index.html>

5.3.1 Grupos Electr6genos

- Cantidad: 4
- Fabricante: Cummins Power Generation
- Modelo: C2000 N6C
- Control: PCC 3300
- Generador Newage para servicio continuo de 2000 kWe a 0,8 F.P, 480 Vac, 60 HZ, 1,800 rpm, multi-polo, rodamiento sencillo, sin escobillas, campo giratorio de dise1o auto excitado, excitaci3n magneto permanente PMG, devanados con calentadores y sensores RTD's anti condensaci3n, Clase de Aislamiento (F)
- RPM: 1,500 – (1,800) con incrementador de velocidad Gearbox
- Eficiencia el6ctrica a 100% carga: 37.7%
- Cumple con la norma ambiental vigente (Resoluci3n 909 de 2008) en cuanto a emisiones atmosf6ricas contaminantes
- Cerramiento: Tipo contenedor insonorizado (75 dB(A) @ 1 metro), incluye sistema de ventilaci3n que le da el aire de combusti3n al grupo electr6geno, permite mantener el recinto en temperaturas inferiores a 35°C, evita el ingreso de polvo y agua debido a que genera una presi3n positiva dentro del cerramiento.

5.3.2 Sistema de Enfriamiento

- Tipo: Radiador remoto
- Cantidad: 4
- Informaci3n el6ctrica: Panel de control con contactores y protecciones t6rmicas individuales por ventilador, 480 Vac y 60 Hz
- Nivel de ruido: Est1ndar, 75 dB(A) @ 1 metro.
- El dise1o del radiador permite evacuar el calor de los sistemas de alta y baja temperatura.

5.3.3 Sistema de Combustible

- Se adecuará la subestación de la empresa Gas Natural más cercana al proyecto para el suministro del combustible requerido por los grupos electrógenos, la presión de suministro garantizada será de 20 psig.
- Cada grupo electrógeno cuenta con un tren de filtración y regulación de gas natural para garantizar el buen desempeño de los equipos durante su operación.

5.3.4 Sistema de Gases de Combustión

- Cuenta con un silenciador que permite cumplir con la norma vigente en cuanto a ruido (Resolución 627 de 2006)
- La chimenea tiene la altura (15 metros) y la plataforma para muestreo isocinético que permite cumplir con el Protocolo para el Control y Vigilancia de la Contaminación Atmosférica Generada por Fuentes Fijas (Resolución 2153 de 2010)

5.3.5 Sistema de Aceite

- Incluye los tanques de aceite de diario dentro del contenedor y la interconexión con los grupos electrógenos.

5.3.6 Sistema de Control

- Cableado de control: Incluye todas las conexiones de control que permiten realizar mediciones de variables para su posterior gestión.
- Master Control: Es el cerebro (PLC) del sistema de generación, este administrará la potencia eléctrica entregada por los grupos electrógenos y la

red pública, definirá los modos de operación, realizará monitoreo y registro de variables.

5.3.7 Sistema Eléctrico Baja Tensión

- Está compuesto por diferentes tableros de distribución necesarios para los servicios auxiliares de los grupos electrógenos y equipos periféricos.
- Incluye todas las acometidas para tomacorrientes, iluminación y aire acondicionado.

5.3.8 Sistema Eléctrico Media Tensión

- Está conformado por el grupo de celdas de protección para grupos electrógenos, celdas de medida y celda de interconexión con el sistema eléctrico del operador de red.
- Incluye canalizaciones y acometidas, transformadores elevadores de tensión y transformador para servicios auxiliares.

5.4 MOTOR CUMMINS QSV 91

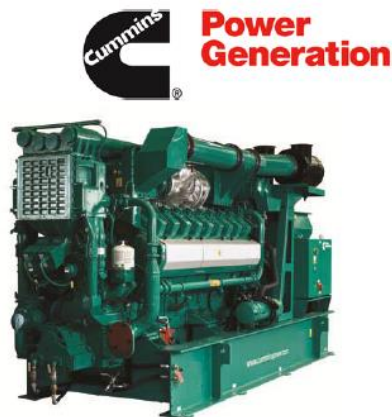
Este motor cuenta con la tecnología mezcla pobre (“Lean on”) dando un rendimiento óptimo y un uso eficiente de combustible, este tipo de motor Cummins puede ser usado en uso continuo, cogeneración y aplicaciones totalmente integradas en horas pico

Características

- Motor HD (Heavy Duty) robusto de 4 tiempos con mezcla baja de combustión de gas , utiliza control electrónico para monitoreo y control

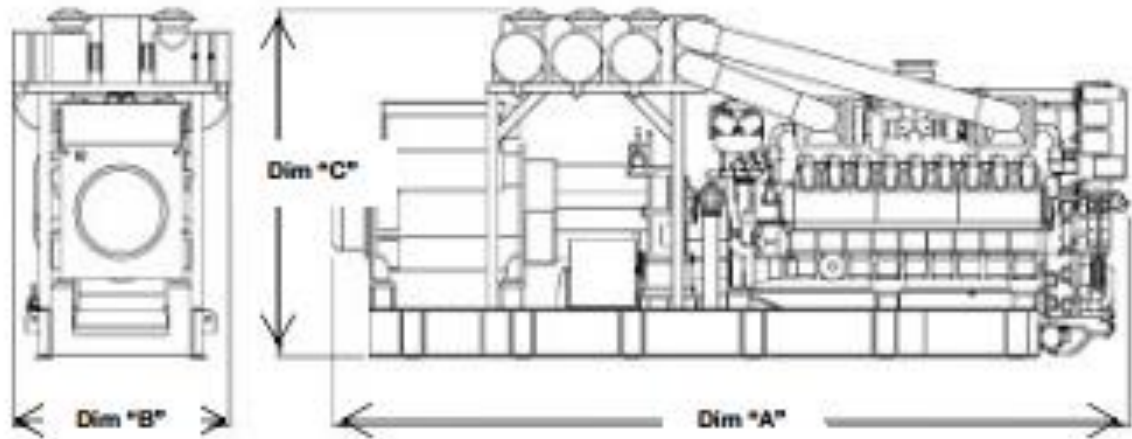
- Emisiones de escape: La tecnología de combustión baja suministra niveles de emisión de gas tan bajo como 250 mg/Nm³ (0.5 g/hp/hr) NO_x
- Flexibilidad de combustible: Cuenta con la capacidad de trabajar con Gas Natural como también con otros combustibles gaseosos alternativos con bajas propiedades de BTU y variedad de Números de Metano (MN)
- Generador Magnético Permanente: Mejora el arranque del motor.
- Alternador: Varios tamaños del alternador ofrece la posibilidad de seleccionar el voltaje y controlar el aumento de la temperatura.
- Sistema de Control: Posee un control que suministra una integración total del electrógenos , precisa la regulación de frecuencia y voltaje, el estado de alarma y estado es visible en las pantallas, cuenta con sistema de medición, auto apagado cuando se detectan fallas.
- Sistema de enfriamiento: El electrógeno está equipado con una interfaz de control remoto del radiador o intercambiador de calor

Figura 2. Motor Cummins QSV91



5.4.1 Dimensiones

Figura 3. Dimensiones



Para el modelo seleccionado, las dimensiones son las siguientes:

Dim "A" mm (in) = 7138 (281.2)

Dim "B" mm (in) = 2158 (85)

Dim "C" mm (in) = 2772 (109.1)

5.5 TAMAÑO Y LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

5.5.1 Distribución De Zonas

Zona de electrógeno contenerizado

Cada electrógeno contenerizado tiene un largo de 8 m y un ancho de 2.5 m, para un total de área de 20 m², por cada uno, teniendo en cuenta que se utilizarán 4 equipos electrógenos, el área total necesaria es de 80 m²

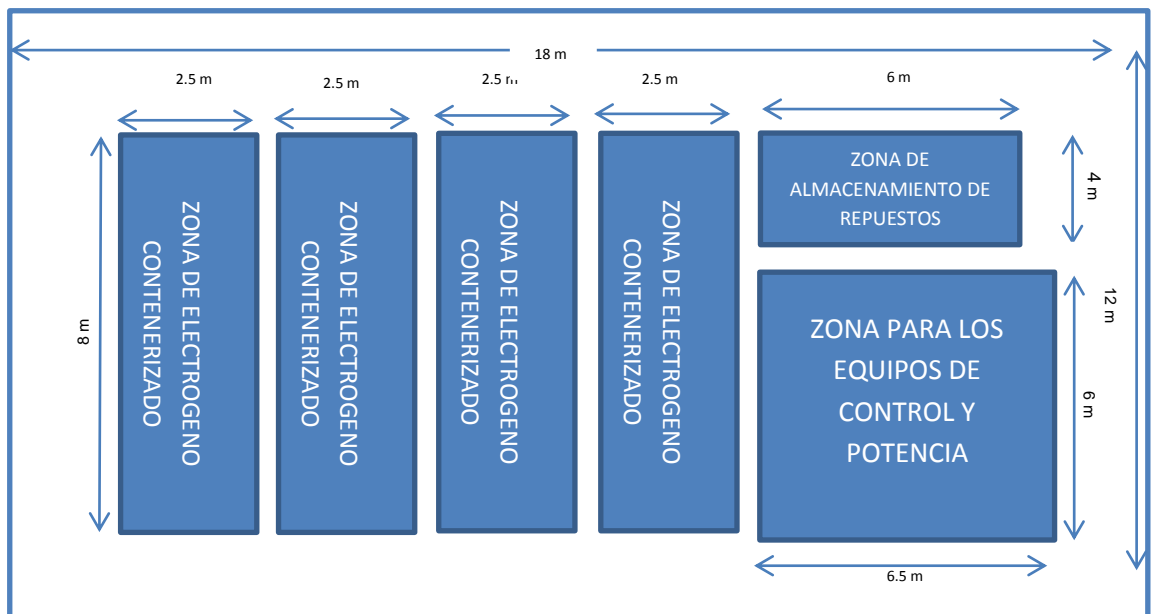
Zona de almacenamiento de repuestos

Para la zona de repuestos es necesaria un área de 24 m², en esta zona es necesario guardar elementos como repuestos utilizados en los mantenimientos programados, e insumos necesarios para la operación de las máquinas como aceite y refrigerante.

Zona para los Equipos de Control y Potencia

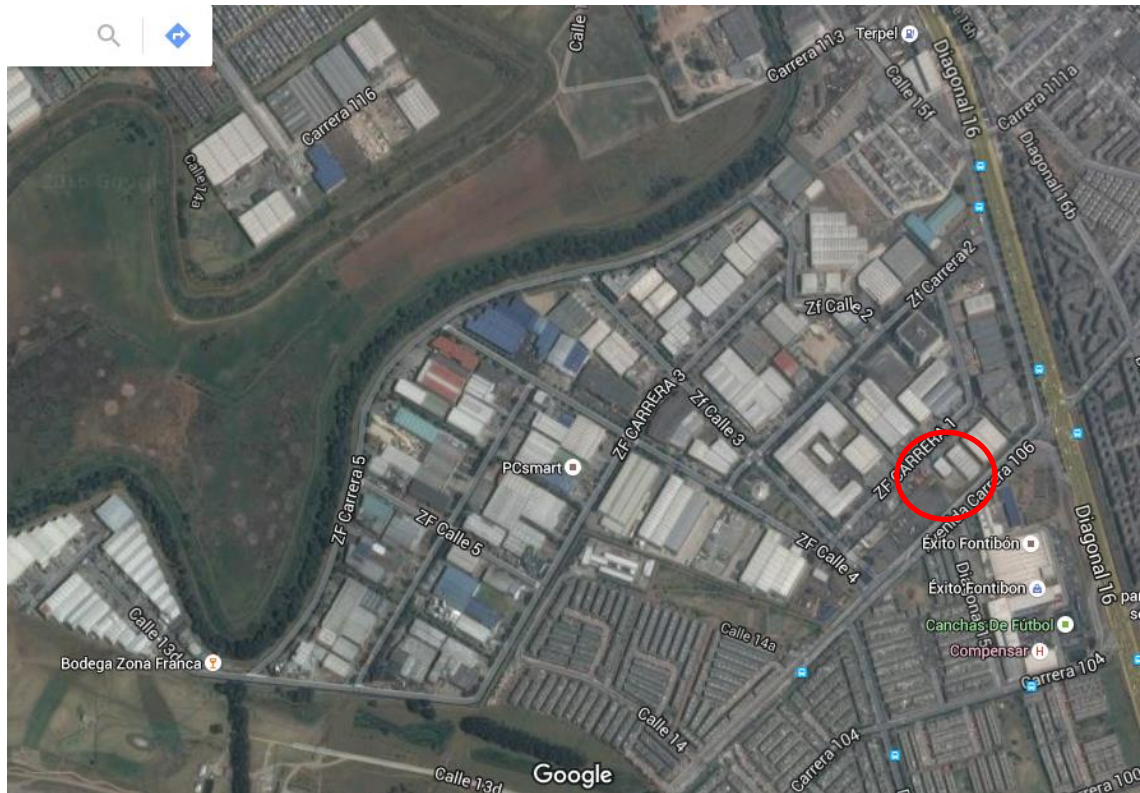
En esta zona se necesita un área de 78 m², en la cual se debe disponer que se haga efectiva de la siguiente manera, un edificio de dos pisos, en la que en el primero se tendrá un área de 39 m² y se ubicarán los equipos de control. En el segundo piso se ubicará los sistemas eléctricos de baja y media tensión.

Figura 4. Distribución del área del proyecto



5.5.2 Localización del Proyecto. El proyecto se ubicará dentro de Zona Franca Bogotá, en el lote que actualmente se usa para reciclaje, el cual cuenta con un área total de 5200 m², lo que satisface las necesidades del proyecto, el cual demanda un área de 220 m².

Figura 5. Localización geográfica de la planta



Fuente: Imagen tomada de Google Earth

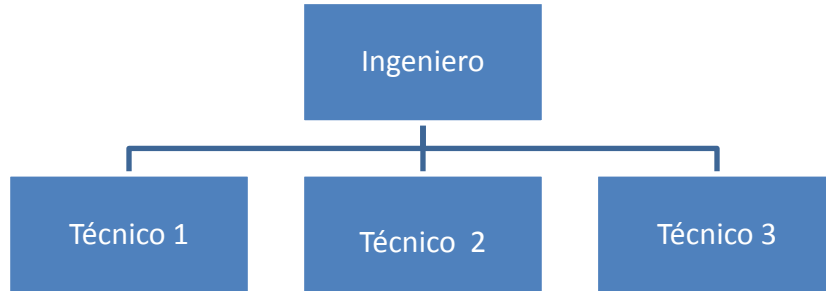
5.6. MANO DE OBRA REQUERIDA

Para la operación de la planta se necesita del siguiente personal:

- Ingeniero: Que cuente con su perfil experiencia en estaciones eléctricas, rutinas de mantenimiento

- Técnicos: Trabajarán en turnos rotativos de 8 horas en turnos 7x24, con el fin de asegurar la presencia del personal las 24 horas del día, este personal tendrá como jefe inmediato el Ingeniero contratado.

Figura 6. Esquema de la mano de Obra requerida para la operación del proyecto



6. ESTUDIO FINANCIERO DEL PROYECTO

6.1 TASA DE OPORTUNIDAD – CAPITAL ASSET PRICING MODEL (CAPM)

El modelo postula que el costo de capital de los recursos propios se debe estimar mediante tres factores:

- Tasa libre de Riesgo
- Prima de riesgo del mercado
- Riesgo sistemático de la Industria¹⁹

Se plantea que el costo de capital será igual a la Tasa libre de Riesgo más el riesgo sistemático del propio proyecto multiplicado por la prima de riesgo del mercado, lo anterior se puede expresar de la siguiente manera

$$K_c = R_f + \beta (R_m - R_f) \quad (1)$$

Dónde:

K_c = Costo de Oportunidad

R_f = Tasa o Rendimiento de un activo libre de riesgo

β =Cantidad de riesgo con respecto al portafolio del mercado o riesgo sistemático de la industria

$R_m - R_f$ = Prima de Riesgo del mercado

A pesar de las muchas posiciones, la tasa libre de riesgo determinada por la autoridad es un parámetro aceptable, para el caso del proyecto se recurre a la

¹⁹ SAPAG CHAIN Nassir. Preparación y Evaluación de Proyectos; Capítulo 16 Costo de Capital

tasa de corte de los TES proporcionada por el banco de la república. Tasa de Corte 7.75%²⁰

Tabla 8. Colocación de títulos TES pesos

Serie histórica por año - Información disponible a partir del año 2006

El formato de las fechas es (dd/mm/aaaa)

2016

Fecha de cumplimiento	Fecha emisión	Fecha vencimiento	Plazo original	Tipo de colocación	Tasa de corte (%)	Tasa cupón (%)
13/04/2016	4/05/2012	4/05/2022	10 años	Subasta primaria	7,750	7,00
	26/08/2011	26/08/2026	15 años	Subasta primaria	8,129	7,50
	18/09/2014	18/09/2030	16 años	Subasta primaria	8,349	7,75

Fuente: Banco de la República²¹

La prima de riesgo del mercado está definida como la diferencia entre la tasa de rentabilidad esperada y el tipo de interés sin riesgo. A pesar de que cuenta con varios detractores para el cálculo de la prima de riesgo por su confiabilidad y por la razón de que no se acepta que no ocurra ningún desplome de la economía, algunos autores sugieren utilizar series históricas de al menos 5 años. Para obtener el valor de la prima de riesgo se utilizó la página del profesor Aswath Damodaran, profesor de la escuela de negocios de la universidad de Nueva York. En su página se enuncia lo siguiente “Esta tabla resume los últimos valores de bonos y se extiende por defecto por diferentes países. Aunque puede utilizar estos números como estimaciones aproximadas de las primas de riesgo, es posible que

²⁰ BANCO DE LA REPUBLICA .[en línea] [citado 12 de marzo de 2016] Disponible en: http://obiee.banrep.gov.co/analytics/saw.dll?Go&_scid=A122R3ytFn4

²¹ Ibid

quiera modificar la prima para reflejar el riesgo adicional del mercado de valores.”²²

Tabla 9. Country Default Spreads And Risk Premiums -" Diferencia de Países y Prima de riesgo"

Country	Africa	Moody's rating	Rating-based Default Spread	Total Equity Risk Premium (based on rating)	Country Risk Premi
Abu Dhabi	Middle East	Aa2	0.55%	6.74%	0.74%
Albania	Eastern Europe & Russia	B1	4.99%	12.71%	6.71%
Andorra (Principality of)	Western Europe	Baa3	2.44%	9.28%	3.28%
Angola	Africa	Ba2	3.33%	10.48%	4.48%
Argentina	Central and South America	Caa1	8.31%	17.17%	11.17%
Armenia	Eastern Europe & Russia	Ba3	3.99%	11.37%	5.37%
Aruba	Caribbean	Baa1	1.77%	8.38%	2.38%
Australia	Australia & New Zealand	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%
Austria	Western Europe	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%
Azerbaijan	Eastern Europe & Russia	Baa3	2.44%	9.28%	3.28%
Bahamas	Caribbean	Baa2	2.11%	8.84%	2.84%
Bahrain	Middle East	Baa3	2.44%	9.28%	3.28%
Bangladesh	Asia	Ba3	3.99%	11.37%	5.37%
Barbados	Caribbean	B3	7.21%	15.70%	9.70%
Belarus	Eastern Europe & Russia	Caa1	8.31%	17.17%	11.17%
Belgium	Western Europe	Aa3	0.67%	6.90%	0.90%
Belize	Central and South America	Caa2	9.98%	19.42%	13.42%
Bermuda	Caribbean	A1	0.78%	7.05%	1.05%
Bolivia	Central and South America	Ba3	3.99%	11.37%	5.37%
Bosnia and Herzegovina	Eastern Europe & Russia	B3	7.21%	15.70%	9.70%
Botswana	Africa	A2	0.94%	7.26%	1.26%
Brazil	Central and South America	Baa3	2.44%	9.28%	3.28%
Bulgaria	Eastern Europe & Russia	Baa2	2.11%	8.84%	2.84%
Burkina Faso	Africa	B3	7.21%	15.70%	9.70%
Cambodia	Asia	B2	6.10%	14.20%	8.20%
Cameroon	Africa	B2	6.10%	14.20%	8.20%
Canada	North America	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%
Cayman Islands	Caribbean	Aa3	0.67%	6.90%	0.90%
Cape Verde	Africa	B2	6.10%	14.20%	8.20%
Chile	Central and South America	Aa3	0.67%	6.90%	0.90%
China	Asia	Aa3	0.67%	6.90%	0.90%
Colombia	Central and South America	Baa2	2.11%	8.84%	2.84%

Fuente: DAMODARAN Aswath .[en línea] [citado 12 de marzo de 2016] Disponible en: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

De acuerdo a la tabla, con la última actualización a Enero de 2016, la prima de riesgo para Colombia es de 8.84%

²²DAMODARAN Aswath .[en línea] [citado 12 de marzo de 2016] Disponible en: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

El riesgo sistemático de la industria, también denominado Beta, es el riesgo que asume la compañía con respecto al resto del mercado o la sensibilidad que presenta con respecto a éste, se estima mediante los históricos del sector, para ello se utiliza un vez más la página web del profesor Damodaran.

Tabla 10. Beta por sector

BETA POR SECTOR			
Nombre de la Industria	Número de firmas	Beta	Beta Desapalancado
Energía	73	0.8	0.49

Fuente: DAMODARAN Aswath .[en línea] [citado 12 de marzo de 2016] Disponible en: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Con un beta Desapalancado y despejando Beta de la Ecuación, asumiendo que la deuda será el 90% de la inversión y el capital el 10% restante.

$$\beta_u = \frac{\beta_L}{1 + \frac{D}{C}(1-T)} \quad (2)$$

Se obtiene que el Beta apalancado (β_L) es de 3.3565

Reemplazando los valores en la ecuación (1), se obtiene un costo de capital Kc igual a 37.42%

6.2. COSTO MEDIO PONDERADO DE CAPITAL - CMPC

Para el cálculo del CMPC se determina que la inversión será realizada en un 10% por los accionistas, la tasa de oportunidad de estos es de 37.42% de acuerdo a lo reflejado en el título anterior y el 90% restante será financiado mediante un préstamo a una tasa de interés del 18% EA.

$$CMPC = \frac{C}{C + D} (K_C) + \frac{D}{C + D} (1 - T)(K_D)$$

Dónde:

CMPC= Promedio ponderado del Costo de Capital

C: Capital aportado por los socios, se toma un aporte del 10%

D: Deuda financiera adquirida, para el caso 90% del total de la inversión

Kc: Tasa o costo de oportunidad de los accionistas

Kd: Tasa de las deuda financiera adquirida

T: Tasa de impuestos a las ganancias

Reemplazando los datos del proyecto se obtiene un WACC del 14,27%

6.3. FLUJO DE CAJA

6.3.1 Flujos Positivos. Para desarrollar el flujo de caja se toman como positivos, el dinero que se espera ahorrar por la producción de energía mediante las plantas eléctricas a gas y que no se le pagará a la empresa de energía eléctrica. Para el proyecto será entonces los Vatios producidos por el precio que regularmente cobra la empresa de energía eléctrica.

6.3.2 Flujos Negativos. Se toman como flujos negativos los siguientes rubros:

- Sueldos y gastos administrativos: Son los sueldos de las personas necesarias para la operación de las plantas una vez puesto en marcha el proyecto, las personas necesarias para la operación en el título 5.5 Mano de obra requerida , se contempla un incremento salarial anual del 7%. El sueldo del Ingeniero será \$1'800.000 mensual, incluyendo carga prestacional será de \$2'661.000 ,

mientras que el de los operarios será 1 SMLV para cada uno equivalente a \$ 1'116.103 incluyendo la carga prestacional

- Consumo de Gas: Es la cantidad de gas necesario para la generación de energía eléctrica por parte de las plantas eléctricas, su valor es de \$1.500 COP/m³
- Mantenimientos Son los mantenimientos que las plantas requieren durante el horizonte del proyecto, dicho rubro comprende el costo de aceite de \$6'190.000 mensual, costo de refrigerante de \$430.000 mensual, costo de auxiliares \$4'330000 mensual en el que se incluyen los mantenimientos programados y se promedian en 12 meses y mano de obra del 10% del total de los insumos
- Energía consumida por la red pública: Es el valor por la energía que se debe consumir de la red pública debido a mantenimientos realizados en las plantas que implican detener la operación, y por la energía que no se puede abastecer en horas pico.
- Costo de financiación de la deuda: Debido a que el 90% del proyecto será financiado, se requiere calcular el valor de la cuota anual, para ello se emplea la siguiente fórmula;

$$C = P * \frac{i (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Donde C es el valor de la cuota, P el valor del préstamo, i la tasa de interés y n el número de cuotas en las que se pagará el proyecto, al reemplazar las variables con los datos del proyecto en dónde se establece que el valor del préstamo es de

\$14.627.598.300 COP, la tasa de interés es del 18% y se pagará en 10 cuotas fijas anuales, se obtiene que el valor de la cuota es de \$3.254.854.789 COP

Desarrollando la tabla de desarrollo del crédito se obtiene:

Tabla 11 Tabla de desarrollo del crédito

n	Saldo Inicial	Cuota	Intereses	Capital	Saldo Final
1	\$ 14,627,598,300	\$3,254,854,789	\$2,632,967,694	\$ 621,887,095	\$14,005,711,205
2	\$ 14,005,711,205	\$3,254,854,789	\$2,521,028,017	\$ 733,826,772	\$13,271,884,433
3	\$ 13,271,884,433	\$3,254,854,789	\$2,388,939,198	\$ 865,915,591	\$12,405,968,841
4	\$ 12,405,968,841	\$3,254,854,789	\$2,233,074,391	\$1,021,780,398	\$11,384,188,443
5	\$ 11,384,188,443	\$3,254,854,789	\$2,049,153,920	\$1,205,700,869	\$10,178,487,574
6	\$ 10,178,487,574	\$3,254,854,789	\$1,832,127,763	\$1,422,727,026	\$ 8,755,760,548
7	\$ 8,755,760,548	\$3,254,854,789	\$1,576,036,899	\$1,678,817,890	\$ 7,076,942,658
8	\$ 7,076,942,658	\$3,254,854,789	\$1,273,849,678	\$1,981,005,111	\$ 5,095,937,547
9	\$ 5,095,937,547	\$3,254,854,789	\$ 917,268,758	\$2,337,586,031	\$ 2,758,351,516
10	\$ 2,758,351,516	\$3,254,854,789	\$ 496,503,273	\$2,758,351,516	\$ (0)

Esta tabla es importante tenerla presente para el desarrollo del flujo de caja ya que del total de la cuota pagada anualmente, el valor de los intereses se incorpora antes de impuesto mientras que la amortización de capital por no constituir cambio en la riqueza no está sometida a impuesto.

6.3.3. Impuestos. Para el ejercicio del flujo de caja se toma una Tasa de Impuestos equivalente al 35%, que es lo que establece la ley Colombiana en la tasa de impuesto a las ganancias.

6.3.4. Costos No Desembolsables. Este rubro corresponde a la depreciación del proyecto, se establece que el horizonte del proyecto son 10 años, esto por el hecho de que la vida útil de un motor utilizado en cada electrógeno es de 10 años antes de su reparación total, adicionalmente el proyecto tiene una depreciación en

línea recta. Se espera que el valor total del proyecto al finalizar su vida útil sea del 20% del total de la inversión total.

6.3.5 Flujo Neto Efectivo Proveniente de Operación. Se toma como flujos adicionales la inversión inicial del proyecto en el que se incluyen los siguientes elementos:

- Plantas a gas: Valor de \$1.810.000.000 COP
- Transporte e internación de plantas: Valor de \$ 589.000.000 COP
- Contenedores: \$630.000.000 COP
- Suministro e instalación mecánica de plantas: \$1.196.000.000 COP
- Suministro e instalación eléctrica: \$2.156.000.000 COP
- Obra civil estimada: \$963.000.000 COP
- Ingeniería de detalle, integración y puesta en marcha: \$449.000.000 COP
- Derechos de conexión: \$255.000.000 COP
- Capital de trabajo: \$2.000.000.000 COP
- Imprevistos (5%)
- Valor del proyecto al final del período igual al 20% de la inversión inicial:
\$3.251.000.000 COP

Tabla 12. Flujo de Caja del Proyecto

FLUJO DE CAJA	PERIODO 0	PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6	PERIODO 7	PERIODO 8	PERIODO 9	PERIODO 10
FUJOS POSITIVOS		\$ 14,410	\$ 14,410	\$ 14,410	\$ 14,410	\$ 14,410	\$ 14,410	\$ 14,410	\$ 14,410	\$ 14,410	\$ 14,410
FLUJOS NEGATIVOS		\$ 1,189	\$ 1,189	\$ 1,189	\$ 1,189	\$ 1,189	\$ 1,189	\$ 1,189	\$ 1,189	\$ 1,189	\$ 1,189
Sueldos y gastos administrativos		\$ 72.1	\$ 72.1	\$ 72.1	\$ 72.1	\$ 72.1	\$ 72.1	\$ 72.1	\$ 72.1	\$ 72.1	\$ 72.1
Costo Variable		\$ 135	\$ 135	\$ 135	\$ 135	\$ 135	\$ 135	\$ 135	\$ 135	\$ 135	\$ 135
Consumo de Gas		\$ 4	\$ 4	\$ 4	\$ 4	\$ 4	\$ 4	\$ 4	\$ 4	\$ 4	\$ 4
Mantenimientos		\$ 131	\$ 131	\$ 131	\$ 131	\$ 131	\$ 131	\$ 131	\$ 131	\$ 131	\$ 131
Energía que se debe consumir de la red pública		\$ 982	\$ 982	\$ 982	\$ 982	\$ 982	\$ 982	\$ 982	\$ 982	\$ 982	\$ 982
EBITDA		\$ 13,220	\$ 13,220	\$ 13,220	\$ 13,220	\$ 13,220	\$ 13,220	\$ 13,220	\$ 13,220	\$ 13,220	\$ 13,220
Depreciación		\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238
Intereses pagados anualmente		\$ 2,633	\$ 2,521	\$ 2,389	\$ 2,233	\$ 2,049	\$ 1,832	\$ 1,576	\$ 1,274	\$ 917	\$ 497
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS		\$ 9,349	\$ 9,461	\$ 9,593	\$ 9,749	\$ 9,933	\$ 10,150	\$ 10,406	\$ 10,708	\$ 11,065	\$ 11,486
Impuestos		\$ 3,272	\$ 3,311	\$ 3,358	\$ 3,412	\$ 3,476	\$ 3,552	\$ 3,642	\$ 3,748	\$ 3,873	\$ 4,020
UTILIDAD DESPUÉS DE IMPUESTOS		\$ 6,077	\$ 6,150	\$ 6,235	\$ 6,337	\$ 6,456	\$ 6,597	\$ 6,764	\$ 6,960	\$ 7,192	\$ 7,466
Costos no desembolsables		\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238	\$ 1,238
Inversión	\$ 16,253										
Valor del proyecto al final del período											\$ 3,251
Abono a Capital préstamos		\$ 622	\$ 734	\$ 866	\$ 1,022	\$ 1,206	\$ 1,423	\$ 1,679	\$ 1,981	\$ 2,338	\$ 2,758
FNE (Anual)	-\$ 16,253	\$ 6,693	\$ 6,654	\$ 6,608	\$ 6,553	\$ 6,489	\$ 6,413	\$ 6,323	\$ 6,218	\$ 6,093	\$ 9,196

Fuente: Cifras expresadas en \$ MM COP

Tabla 13. Flujo de caja de la deuda

FLUJO DE CAJA DE LA DEUDA	PERIODO 0	PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6	PERIODO 7	PERIODO 8	PERIODO 9	PERIODO 10
Gastos financieros		-\$ 2,633	-\$ 2,521	-\$ 2,389	-\$ 2,233	-\$ 2,049	-\$ 1,832	-\$ 1,576	-\$ 1,274	-\$ 917	-\$ 497
Resultado Antes de impuesto		-\$ 2,633	-\$ 2,521	-\$ 2,389	-\$ 2,233	-\$ 2,049	-\$ 1,832	-\$ 1,576	-\$ 1,274	-\$ 917	-\$ 497
Ahorro tributario (35%)		\$ 922	\$ 882	\$ 836	\$ 782	\$ 717	\$ 641	\$ 552	\$ 446	\$ 321	\$ 174
Costo efectivo de la deuda		-\$ 1,711	-\$ 1,639	-\$ 1,553	-\$ 1,451	-\$ 1,332	-\$ 1,191	-\$ 1,024	-\$ 828	-\$ 596	-\$ 323
Amortizaciones de capital		-\$ 622	-\$ 734	-\$ 866	-\$ 1,022	-\$ 1,206	-\$ 1,423	-\$ 1,679	-\$ 1,981	-\$ 2,338	-\$ 2,758
Crédito	\$ 14,628										
Flujo neto deuda	\$ 14,628	-\$ 2,333	-\$ 2,372	-\$ 2,419	-\$ 2,473	-\$ 2,538	-\$ 2,614	-\$ 2,703	-\$ 2,809	-\$ 2,934	-\$ 3,081
VAN 18%	\$2,775.49										

Fuente: Cifras expresadas en \$ MM COP

6.4 TASA INTERNA DE RETORNO - TIR

De acuerdo al flujo de caja desarrollado la TIR para el proyecto es de 39.26%

6.5 VALOR PRESENTE NETO - VPN

De acuerdo al flujo de caja desarrollado el VPN para el proyecto es de \$18.061.909.355 COP

Realizando un análisis costo – beneficio, trayendo a valor presente neto el valor del consumo de energía que se pagaría a Codensa S.A. E.S.P, tendría un valor de \$79.439.695.316 MM COP mientras si se trae a un VPN los costos del proyecto el resultado es de \$50.567.683.355 COP

6.6 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN O PAYBACK

Teniendo una inversión de \$16´252.9 MM COP y considerando el valor del dinero a través del tiempo , al asignar la misma importancia a los fondos generados el primer año que en el año n, se utiliza la tasa de descuento previamente calculada con valor de 14.27% , y se calculan los flujos al momento cero.

Tabla 14. Payback

PERIODO	FLUJO ANUAL	FLUJO NETO	FLUJO ACUMULADO
1	\$ 6,693.31	\$ 5,857.34	\$ 5,857.34
2	\$ 6,654.13	\$ 5,095.78	\$ 10,953.11
3	\$ 6,607.90	\$ 4,428.35	\$ 15,381.47
4	\$ 6,553.34	\$ 3,843.27	\$ 19,224.74
5	\$ 6,488.97	\$ 3,330.23	

PERIODO	FLUJO ANUAL	FLUJO NETO	FLUJO ACUMULADO
6	\$ 6,413.01	\$ 2,880.18	
7	\$ 6,323.38	\$ 2,485.23	
8	\$ 6,217.61	\$ 2,138.46	
9	\$ 6,092.81	\$ 1,833.81	
10	\$ 9,196.12	\$ 2,422.15	

Desarrollando la tabla para obtener el Payback, se obtiene que la inversión se recuperará después del tercer año y antes de finalizar el cuarto año, siendo más exacto, se obtendrá el dinero de la inversión a los 3.23 años.

7. CONCLUSIONES

- El uso de alternativas de autogeneración eléctrica como los electrógenos a gas natural se convierten en una opción rentable para las empresas en las cuales la energía eléctrica representa un rubro importante dentro de sus costos.
- Dentro de la normatividad vigente y aplicable a las plantas eléctricas en Colombia, a nivel de restricciones sobresalen dos leyes, la Resolución 909 de 2008 que establece los niveles de ruido admisibles y la Resolución 0627 de 2006 que establece el nivel de contaminantes permisibles, gracias al uso del gas natural como materia prima el nivel de contaminantes permisible está muy debajo de los límites actuales y los niveles de ruido son fácilmente mitigables con el uso de contenedores insonorizados
- Gracias a las reservas de gas natural en Colombia reportadas por UPME, se puede garantizar la presencia de este insumo para el abastecimiento del proyecto y se espera que no tenga una variación que ponga en riesgo la rentabilidad y no afecte severamente su rentabilidad.
- El proceso desarrollado por los electrógenos para la generación de energía eléctrica no implica la generación de residuos tóxicos que no se puedan manejar, el manejo de los residuos tales como aceite utilizado es un proceso que se puede contratar por empresas dedicadas a estas actividades, y que generarían un ingreso adicional, ya que este tipo de aceite es ampliamente utilizado en industrias dedicadas a ornamentación y producción de ladrillos para la construcción.

- Aunque los motores a gas natural es una tecnología que ha sido desarrollada por los fabricantes de motores con bastante anterioridad, para el mercado Colombiano, y en especial para la autogeneración eléctrica, este tipo de motores no cuentan como mucha representación en Colombia y sus aplicaciones se han centrado en aplicaciones marinas.
- El estudio financiero del proyecto arroja como resultado una TIR de 39.20% y un VPN de \$17.993.234.463 COP, lo que lo vuelve un proyecto bastante interesante desde el punto de vista financiero.
- A partir de este proyecto se pueden generar algunos ingresos adicionales como por ejemplo, la venta de la energía eléctrica a industrias aledañas, en las horas en que la demanda de Zona Franca Bogotá sea bastante baja, esto previo a un estudio desarrollado.

BIBLIOGRAFÍA

BANCO DE LA REPUBLICA .[en línea] [citado 12 de marzo de 2016] Disponible en: http://obiee.banrep.gov.co/analytics/saw.dll?Go&_scid=Al22R3ytFn4

CAT. New Electric Power Generation. Gas Generator Sets [en línea] [citado 4 de marzo de 2016] Disponible en:http://www.cat.com/en_US/products/new/power-systems/electric-power-generation/gas-generator-sets.html

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS. Resolución 086 de 1996. (15 de octubre). Por la cual se reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN). .[en línea] [citado 12 de marzo de 2016] [disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG86-96>

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 70 de 1998. (Mayo 28). Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. [en línea] [citado 12 de marzo de 2016] [disponible en: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=10480>

CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 142 de 1994. (Julio 11). Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.[en línea] [citado 12 de marzo de 2016] [disponible en: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=2752>

CONGRESO de Colombia. Ley 143 de 1994 (julio 11). Artículo 3o. por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y

comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. [en línea] [citado 12 de marzo de 2016] [disponible en: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=4631>]

CUMMINS INC. Cuenta [en línea] [citado 15 de marzo de 2016] Disponible en: <https://quickserve.cummins.com/qs3/portal/index.html>

DAMODARAN Aswath [en línea] [citado 12 de marzo de 2016] Disponible en: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

HIMOINSA. Historia. [en línea] [citado 5 de marzo de 2016] Disponible en: http://www.himoinsa.com/corporative/section.aspx?v=Sobre%20nosotros_673D436F6D706126633D3126693D3133#.Vxf_oTDhDIU

MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 0627 de 2006. (Abril 07). por la cual se establece la norma nacional de emisión de ruido y ruido ambiental. [en línea] [citado 12 de marzo de 2016] [disponible en: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=19982>]

MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 0909 de 2008. (junio 5). por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones. [en línea] [citado 12 de marzo de 2016] [disponible en: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=31425>]

POWER GENERATION Jenbacher Type 6. [en línea] [citado 4 de marzo de 2016]
Disponibile en: <https://powergen.gepower.com/products/reciprocating-engines/jenbacher-type-6.html>

POWER GENERATION. Generator set QSV91 series engine. 1250 kW - 2000 kW
[en línea] [citado 4 de marzo de 2016] Disponible
en:https://powersuite.cummins.com/PS5/PS5Content/SiteContent/en/Binary_Asset/pdf/Commercial/SparkIgnited/s-1463.pdf

POWER GENERATION. QSV91G 2015. [en línea] [citado 4 de marzo de 2016]
Disponibile en: <http://power.cummins.com/content/qsv91g>

SAPAG CHAIN Nassir. Preparación y Evaluación de Proyectos; Capítulo 16 Costo
de Capital

SMITH POWER MEXICO General Electric Jenbacher [en línea] [citado 15 de
marzo de 2016] Disponible en:
<http://www.smithpowermexico.com/custompage.asp?pg=Informaci%F3n>

THOMPSON B. Janneth Estudio de Prefactibilidad. abril 17 de 2009 [en línea]
[citado 08 de marzo de 2016] Disponible en:
<http://todosobreproyectos.blogspot.com.co/2009/04/estudio-de-prefactibilidad.html>.

UNIVERSIDAD DE PLAYA ANCHA. Manual de Formulación de Proyectos;
Dirección de Estudios y Proyectos DAPEI. [en línea] [citado 10 de marzo de 2016]
Disponibile en: <http://docplayer.es/5395710-Manual-de-formulacion-de-proyectos-direccion-de-estudios-y-proyectos-dapei.html>

UPME Unidad de Planeación Minero Energética. Balance de Gas Natural en
Colombia 2015 - 2023

UPME Unidad de Planeación Minero Energética. Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano – Enero de 2015. En Subdirección de energía eléctrica – Grupo de Generación

UPME. Balance de Gas Natural en Colombia 2015 -2023;

ZONA FRANCA DE BOGOTÁ S.A.; Información de Organización Local; [en línea] [citado 14 de marzo de 2016] Disponible en: http://www.gestionycalidad.org/observatorio/contenido/resenia_og/37.pdf