

**ESTUDIO FINANCIERO PARA REEMPLAZO DE TECNOLOGÍA DE
GENERACIÓN EN CEMENTOS ARGOS PLANTA BARRANQUILLA**

OSCAR DELGADO LOPEZ

PABLO ESPARZA CARVAJAL

YAN MARCOS MUNZÓN ANILLO

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

2011

**ESTUDIO FINANCIERO PARA REEMPLAZO DE TECNOLOGÍA DE
GENERACIÓN EN CEMENTOS ARGOS PLANTA BARRANQUILLA**

OSCAR DELGADO LOPEZ

PABLO ESPARZA CARVAJAL

YAN MARCOS MUNZÓN ANILLO

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

Director

CESAR YOBANI ACEVEDO ARENAS

Magister en Ingeniería Eléctrica

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESPECIALIZACIÓN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA – COLOMBIA**

2011

NOTA DE ACEPTACIÓN

PRESIDENTE DEL JURADO

JURADO

JURADO

TABLA DE CONTENIDO

1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	pág 1
1.1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	2
1.2. OBJETIVOS	3
1.3. JUSTIFICACIÓN	4
2. MARCOS DE REFERENCIA	6
2.1. MARCO CONCEPTUAL	6
2.2. MARCO CONTEXTUAL	8
2.3. MARCO LEGAL	9
2.4. MARCO ESPACIAL	15
3. DISEÑO METODOLÓGICO	17
3.1. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN	17
3.2. TIPO DE INVESTIGACIÓN	18
3.3. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	18
3.3.1. Diagrama de flujo	19
3.3.2. Registro de observación documental y bibliográfica	19

4. ESTUDIO REEMPLAZO DE TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	20
4.1. ESTUDIO TÉCNICO	20
4.1.1. Metodología de la evaluación	24
4.2. ESTUDIO FINANCIERO	28
4.2.1. Energía suministrada a la planta de producción	29
4.2.2. Costos del proyecto	30
ANEXOS	37
CONCLUSIONES	42
BIBLIOGRAFÍA	44

INTRODUCCIÓN

La producción de una empresa se consolida por su eficiencia, es por esto que los niveles de rendimientos que se presentan en los diferentes procesos industriales se direccionan hacia la búsqueda de parámetros que converjan a determinar la “razón económica” de la empresa, en conformidad con su misión y visión.

Cementos Argos no es la excepción a la regla, por eso dentro de su proceso de consolidar eficientemente su producción cementera se ha involucrado desde hace muchos años en la categoría de autogenerador; con lo cual reduce el costo y vuelve confiable la producción. El gremio industrial mundial es conocedor de la evolución actual que presentan los esquemas de producción de las diferentes compañías, sujetos en gran medida al condicionamiento del mercado, a la política, a situación social, a los aspectos legales, etc., en este sentido Argos no es la excepción en esta tendencia mundial y, en sus diferentes Plantas de producción, ha tenido que plantear nuevos esquemas de operación para mantener competitividad en el mercado nacional e internacional. En el caso particular, Planta Barranquilla vio afectada su rentabilidad debido a la reducción de su operación en un 70%, y como consecuencia de lo anterior su demanda de potencia disminuyó ostensiblemente. El anterior condicionamiento hace que la actual unidad de generación no sea viable tanto a nivel técnico como económico, ya que por

su ingeniería no es recomendable trabajar las turbinas a gas en regímenes alternantes de carga, ni por debajo de un 66% de su capacidad.

Este último factor de operar turbogeneradores por debajo de la mitad de su capacidad, hace a la turbina a gas instalada en predios de la planta Barranquilla económicamente no auto-sostenible.

Por lo anterior se busca un reemplazo de tecnología que haga reducir el costo energético de la producción de cemento, lo cual lleva a estudiar y poner a “competir distintos tipos de tecnologías de generación que sea la mejor opción técnica y financiera para adaptarlos al nuevo esquema de demanda de carga exigida por la Planta de producción.

Ante esta situación actual de producción y de no generar con la unidad que se posee en estos momentos, surgen los siguientes interrogantes:

¿Cuál es la nueva demanda de potencia de la Planta Barranquilla?

¿La nueva demanda de potencia es sostenible o alternante?

¿Cuáles son las condiciones operativas actuales de la actual unidad de generación?

¿Cómo se afecta la rentabilidad de producción de cemento con y sin generación?

¿Es financieramente viable la sustitución de tecnología de generación?

¿Es rentable la producción de cemento con la nueva tecnología de generación?

Estos interrogantes conducen a plantear los objetivos generales y específicos de la evaluación financiera a presentar en el desarrollo de este trabajo escrito.

Con esta monografía se emprende el estudio de la viabilidad financiera de reemplazar la actual unidad de generación que es Turbina a Gas, por un motor de combustión interna para abastecer de energía eléctrica a los diferentes procesos del objeto social de la compañía, es decir, esta empresa a nivel nacional se clasifica como auto-generador porque produce exclusivamente energía eléctrica para atender sus propias necesidades, en consonancia con la resolución No. 084 de Octubre 15 de 1999, emanada del Ministerio de Minas y Energía.

La delimitación conceptual comprende la empresa CEMENTOS ARGOS ubicada en la ciudad de Barranquilla. El proyecto se fundamenta en los lineamientos establecidos por la facultad de Ingenierías físico-Mecánicas de la Universidad Autónoma de Bucaramanga en el programa de Especialización en Gerencia de Recursos Energéticos

1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Las grandes industrias siempre se proyectan en optimizar su producción, para lograr ser más competitivos. Un aspecto de relevancia es procurar ahorros en costos de procesos, considerando no exagerar el consumo de la energía eléctrica contratada, ya que en especial en este tipo de industria se alcanzan altos niveles de consumo con incremento de costos en la producción y en el producto final. Es por esta razón que grandes empresas en el mundo son auto-generadores, en este caso Cementos Argos, localizada en Barranquilla, cuenta actualmente con un ciclo de potencia de una turbina a gas instalada en sus predios, que le permitía abastecer la energía utilizada y necesaria para su esquema de producción anterior.

En la actualidad el esquema de producción para la Planta Barranquilla, solo dejó vigentes los procesos de molienda y empaque de cemento, cuya demanda de potencia se redujo de 20MW a 7MW, lo anterior trae como consecuencia la no viabilidad económica de la actual tecnología de generación y el incremento en el costo de producción por tener que comprar energía de la red a un precio mayor que el generado. Ante esta situación de alto costo de producción por el incremento en el costo de la energía se piensa en una nueva tecnología de generación capaz de adaptarse a las nuevas condiciones de demanda de potencia.

Lo anterior lleva a la formulación del problema a evaluar.

1.1. Formulación del Problema.

¿Es la nueva tecnología de generación propuesta económica y financieramente auto-sostenible bajo el nuevo esquema de producción en Cementos Argos Planta Barranquilla?

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo General

Calcular la viabilidad económica del proyecto reemplazo de tecnología de generación en Planta Barranquilla para hacer rentable la producción de cemento.

1.2.2. Objetivos Específicos

- ✓ Calcular costos de operación y mantenimiento de la nueva tecnología de generación.
- ✓ Determinar costo de combustible en el presente y futuro en el tiempo del proyecto.
- ✓ Establecer diferencias entre el costo de la energía comprada y la generada proyectadas en toda la vida útil del proyecto.
- ✓ Calcular el tiempo de recuperación de la inversión.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La rentabilidad de una empresa es su objetivo máximo y para lograrlo hay que ser competitivos y más en este tiempo tan globalizado; las compañías hoy dirigen sus más grandes esfuerzos a reducir sus costos de producción para mantenerse competitivos y así ser más rentables; uno de las estrategias usadas hoy en la industria es Auto-generar, Estrategia a la que Cementos Argos le apunta desde hace varios años.

Actualmente en la Planta Barranquilla se ha cambiado drásticamente el esquema de producción y como consecuencia de ello la demanda de potencia se ha visto reducida en un 70%, lo que llevó a operar la unidad de generación a un 30% de su capacidad y como consecuencia de esto se toma la decisión de sacar de servicio la actual unidad de generación, ya que en estas nuevas condiciones es técnica y económicamente NO Auto-sostenible. Situación que obviamente obliga a comprar energía en la red a un precio más costoso que el generado, aumentando así el costo de producción de cemento.

Por todo lo anterior se hace necesaria la búsqueda de alternativas de generación para reemplazo de la actual unidad y que se adapte a las nuevas condiciones de demanda de carga, por lo cual se ha concluido que un motor de combustión interna a gas es la mejor opción técnica, pero se debe evaluar

financieramente.

Con este proyecto se pretende reducir el costo de la energía en un 35%, por lo cual se hace indispensable y cuidadosa su evaluación financiera, ya que lo que se busca es coadyuvar al crecimiento económico de Cementos Argos.

Académicamente esta monografía posee gran importancia ya que no solo se realiza para optar al título de Especialista en gerencia de Recursos Energéticos, sino que permite poner en práctica los conocimientos financieros, económicos, legales, sociales y ambientales adquiridos a lo largo de todo el curso académico, permitiendo la expansión de la misión y visión de la Universidad Autónoma de Bucaramanga a la industria del país. Además de proporcionar a Cementos Argos la posibilidad de alcanzar una de sus metas, la cual es optimizar la producción al más bajo costo.

2. MARCOS DE REFERENCIA

2.1. MARCO CONCEPTUAL

Para desarrollar este proyecto se hace necesario identificar teoría de evaluación de proyectos, conocer directamente en el sitio de trabajo de la unidad de generación todas las instalaciones disponibles para el uso del combustible gas natural, considerando las diferentes opciones al desarrollar modelos de contratación para el suministro y transporte de dicho combustible, observando además la demanda de potencia real de la planta de producción a diferentes horas del día. De igual modo los mantenimientos practicados a estas máquinas, lo cual condujo al cálculo de las horas de operación anuales de la planta de generación; ampliar el concepto operativo de los motores de combustión e interpretar su situación de rendimiento. Lo anterior motivó la contextualización de términos empleados en estos equipos de generación de potencia mecánica y eléctrica. Para una mejor ilustración a continuación se presentan y definen:

EVA: Valor económico agregado o utilidad económica. Los recursos empleados por una UEN (unidad estratégica de negocio) deberán producir rentabilidad superior a su costo.

WACC: Costo de capital promedio ponderado. Combinación de los costos de cada uno de los elementos que conforman la estructura de capital de una

empresa, es decir el costo de los pasivos y el de los componentes del patrimonio de los accionistas.

TIR: Tasa interna de rentabilidad. Es la tasa a la cual el valor de la inversión inicial es igual al valor presente de los flujos futuros derivados de dicha inversión, es decir hace que el VNA, sea cero.

VALOR PRESENTE NETO: Valor resumido en pesos de hoy, para un determinado flujo de caja futuro, originado por una inversión a una tasa de interés indicada.

2.2 MARCO CONTEXTUAL

La Planta de cemento actualmente opera como estación de molienda. El mayor consumo de energía lo reporta la molienda de cemento con dos equipos que alcanzan los 8.2 MW, le siguen una empacadora de 480 kW, un molino de martillos con 320 kW y la demanda administrativa de 800 kW.

La demanda máxima se sitúa en los 9.8 MW, sin embargo se verifica una curva de demanda variable debido al paro habitual de los equipos de producción (cargas alternantes) e incluso se plantean escenarios con demanda de solo 600 kW.

La actual unidad de generación de energía se encuentra en stand by debido a que su operación bajo condiciones de baja demanda ($\leq 50\%$) implicarían sobrecostos en la operación y un precio del kWhr generado superior al disponible en la red externa.

2.2.1 Tecnologías de generación aplicables:

Dentro de las tecnologías de generación se encuentran:

- Turbinas a gas de baja potencia:
 - Solar: 3,5 MW , 4.6 MW, 5.6 MW, 6.3 MW y 7.9 MW
 - Kawasaki: 3.0 MW, 5.3 MW, 6.5 MW y 7.5 MW
- Motores de combustión interna
 - Warsilla: 4.1 MW a 9.3 MW.
 - Hyundai: 5.5 MW a 9.3 MW

Cummins: 1.5 MW a 2 MW.

2.3. MARCO LEGAL

Cementos Argos S.A. Empresa colombiana que desde su fundación a trabajado por ser competitivos en la industria cementera, a consolidado su gran estructura gracias a las numerosas fusiones que se han llevado a cabo con distintas cementeras del país. Hoy en día la planta Caribe de Cementos Argos (antes Cementos del Caribe S.A.) era una de la más grande que poseía el grupo en el país y de esta planta se saca un gran porcentaje de cemento de exportación. La Planta Caribe desde su fundación el 14 de agosto de 1944 decretada por escritura pública No. 1299 otorgada en la notaria segunda de Barranquilla, bajo el nombre “CEMENTOS DEL CARIBE S.A.” y fusionada a “CEMENTOS ARGOS S.A.” Bajo la escritura pública No 3264 del 28 de diciembre de 2005, otorgada en la notaria tercera de Barranquilla, ha buscado ser reconocida en la industria por sus altos estándares de calidad y precios competitivos en el mercado cementero. Y en concordancia con su objeto social que establece:

“A la explotación de la industria del cemento y la producción de mezclas de concreto y de cualesquiera otros materiales o artículos base del cemento, cal o arcilla; la adquisición y la enajenación de minerales o yacimientos de minerales aprovechables en la industria del cemento y sus similares, y de derechos para explorar

y explotar minerales diferentes y similares de los indicados anteriormente, ya sea por privilegio, concesión, arrendamiento o cualquier otro título; la realización de actividades de explotación y exploración de hidrocarburos y demás actividades inherentes al sector; el establecimiento de fábricas, almacenes y agencias para la elaboración, almacenamiento, distribución y expendio de sus productos y la adquisición, explotación y enajenación de materias primas, maquinaria y enceres propios para la realización de su objeto social o que tiendan a su desarrollo. El empleo de sustancias no aprovechables por otros procesos para sustituir materias primas o combustibles en la fabricación del cemento. La sociedad podrá construir y operar los montajes e instalaciones industriales que sean necesarias tales como fábricas, plantas eléctricas, talleres, muelles, edificios, bodegas, almacenes o agencias; establecer los sistemas de distribución y ventas que considere más adecuados; ocuparse en la adquisición, el transporte, la enajenación y la celebración de toda clase de contratos sobre los productos de la industrias del cemento y sobre los objetos a que den lugar las aplicaciones de estos, e igualmente en la adquisición, enajenación y explotación

de las materias primas propias para la realización de su objeto social.”¹

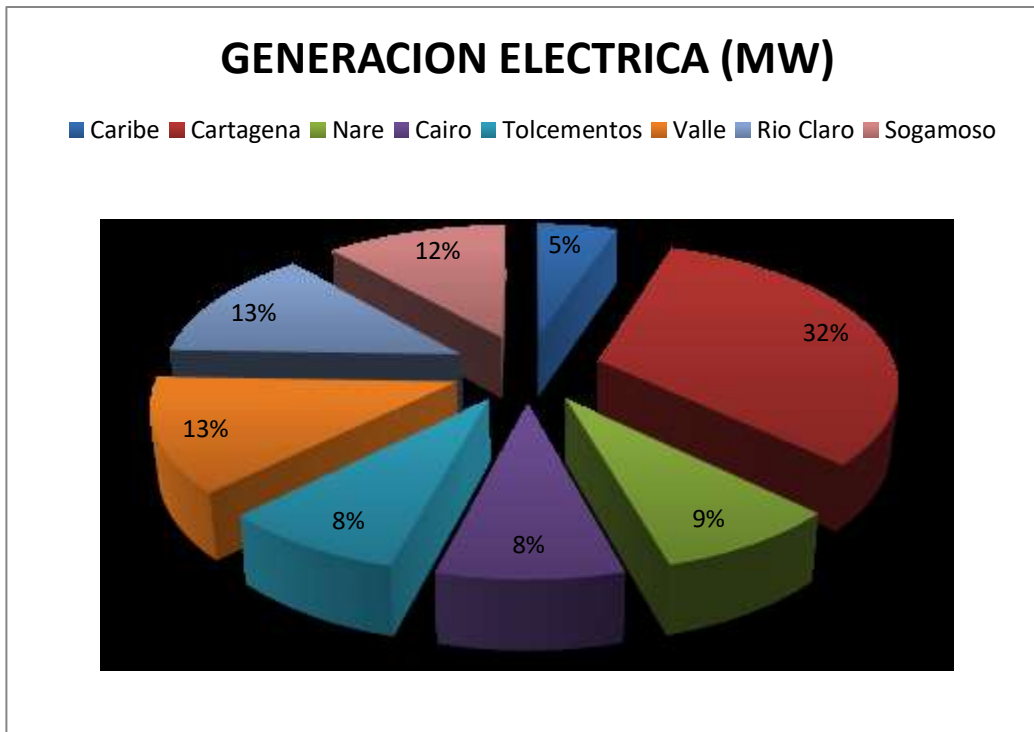
Ha logrado posicionarse como líder en la industria cementera colombiana con 51% de participación en el mercado, es el quinto productor de cemento en América Latina con inversiones en Panamá, Venezuela, Haití y República Dominicana, es el sexto productor de concreto en los Estados Unidos y además realiza exportaciones de cemento y clínker a 27 países.

Lograr esto en esta época de la globalización no es tarea sencilla así que los ingenieros y gerentes luchan día a día para que el producto sea más competitivo. Y una de las formas de lograr esto es reduciendo costos de fabricación. Y el consumo eléctrico es uno de los insumos más costosos dentro del proceso de producción del cemento, así que Cementos Argos le ha apuntado a generar su propia energía para tener mayor confiabilidad y menor costo de producción.

Con este proyecto se busca la participación de la Planta Caribe en la torta de energía de Argos, que con el nuevo proyecto quedaría de la siguiente manera:

¹ RAZON SOCIAL CEMENTOS ARGOS S.A. Cámara de Comercio de Barranquilla. 2007.

Figura 1. Distribución de Autogeneración Argos.



En la planta Caribe de Cementos Argos ubicada en la ciudad de Barranquilla se encuentra instalada una turbina a gas utilizada para abastecer de energía eléctrica los diferentes procesos de su objeto social, La actual unidad no se encuentra en operación por los altos costos de generación; no obstante con el presente proyecto la empresa continuará clasificada como auto generador, porque produce exclusivamente energía eléctrica para atender sus propias necesidades, en consonancia con la resolución No. 084 de Octubre 15 de 1999, emanada del Ministerio de Minas y Energía, que A través de la

comisión para la regulación de energía y gas (CREG), que en su artículo primero establece:

“Definiciones. Para efectos de la presente Resolución y en general para interpretar las disposiciones aplicables a la actividad de Autogeneración, se adoptan las siguientes definiciones:

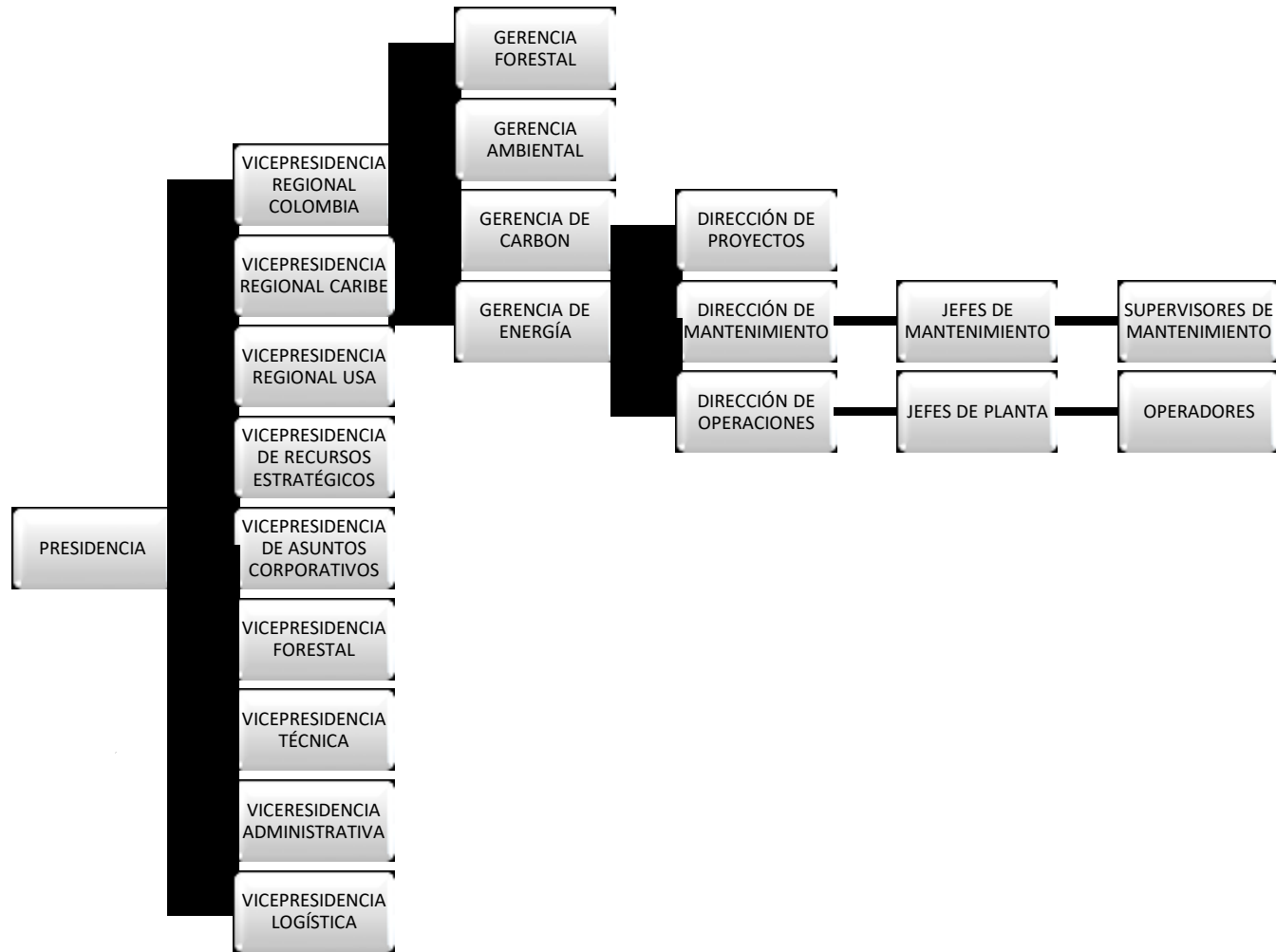
Autogenerador: Es aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del sistema de interconexión nacional (SIN), y puede o no, ser el propietario del sistema de generación.”²

La generación de energía dentro de Cementos Argos (Planta Caribe) es un departamento independiente, y está delimitado, controlado, regido y administrado en concordancia con las políticas de la presidencia, a través de la vicepresidencia Regional Colombia por medio de la Gerencia de Energía con Sus respectivos jefes de planta y operadores. Ver figura 2.

² COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS (CREG). Resolución 084 del 15 de Octubre de 1996. Ministerio de Minas y Energía.

Figura 2. Organigrama

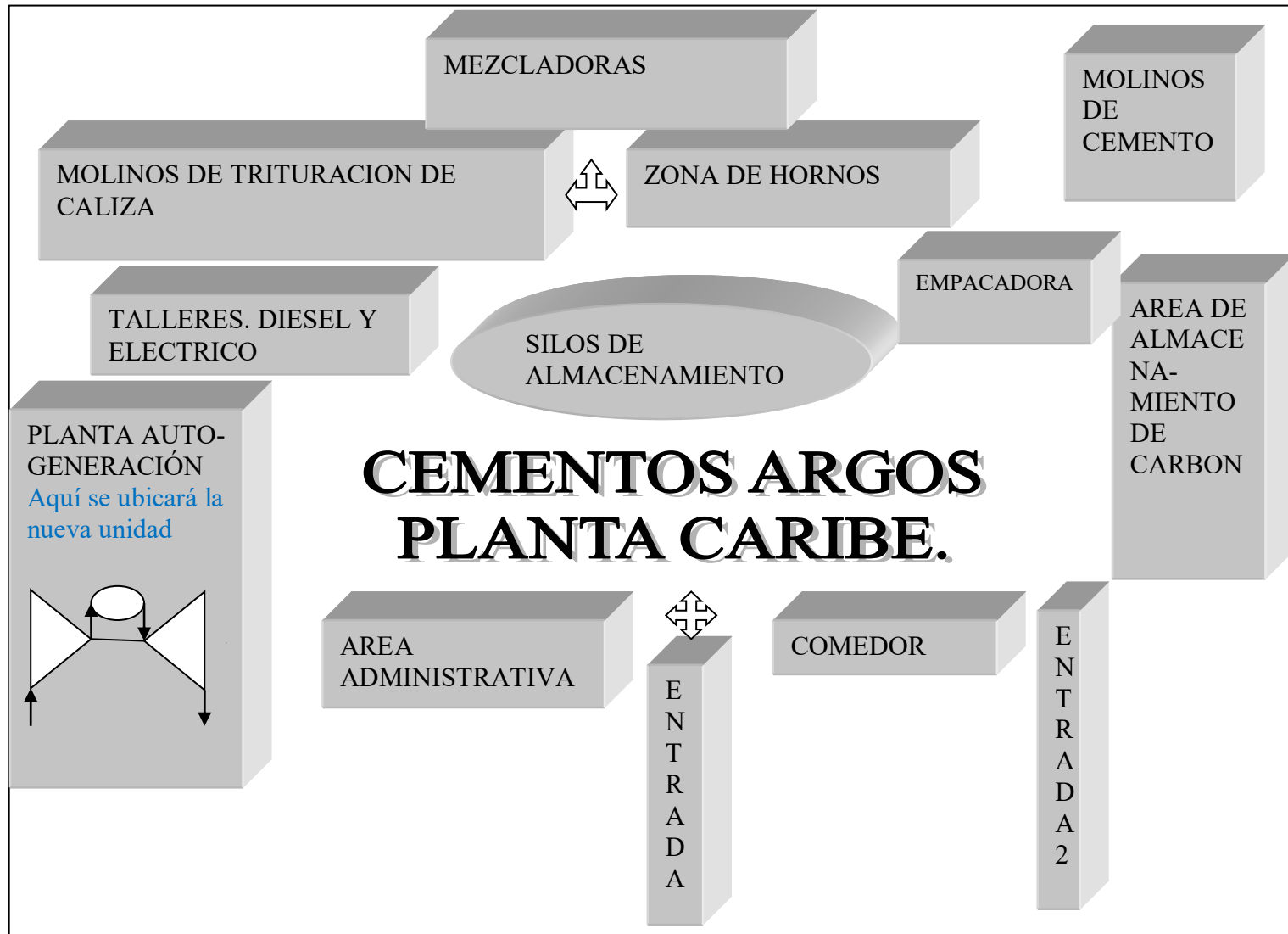
14



2.4. MARCO ESPACIAL

La autogeneración de energía eléctrica para Cemento Argos, es un gran paso a la competitividad del mercado cementero a nivel mundial, por esto en la planta de Barranquilla (Planta Caribe) se desea un cambio de tecnología de generación en instalaciones, debido a que la turbina a gas actualmente instalada para este propósito es económicamente no viable. El departamento de auto-generación es totalmente independiente de toda la planta, con su propio recurso humano y propio espacio denominado Planta de autogeneración. Este departamento es el encargado del mantenimiento, operación y buen funcionamiento de la unidad generadora, Objeto del estudio, y está ubicada dentro de los predios de Cementos Argos, con espacios delimitados y específicos dentro de la planta. Ver figura 13.

Figura 1. Esquema planta Caribe, Cementos Argos S.A.



3. DISEÑO METODOLÓGICO

La investigación se define como una indagación en la búsqueda de hechos o principios, una pesquisa diligente para averiguar algo. A través de la investigación se aplican técnicas y procedimientos con el fin de lograr la solución de problemas esenciales, encontrar respuestas a preguntas y estudiar la relación entre factores y acontecimientos. Permite descubrir nuevos hechos o datos, relaciones o leyes, en cualquier campo del conocimiento humano. La investigación incorpora y privilegia la participación de los sujetos y la apropiación del conocimiento, del método y los procedimientos de trabajo, con el fin de buscar soluciones conjuntas y participativas a problemas determinados.

3.1. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

El trabajo investigativo se apoya en el modelo de la Investigación Cuantitativa para establecer cómo se distribuyen los valores y la magnitud o frecuencia con que se presenta el evento de estudio. La metodología cuantitativa es aquella que permite examinar los datos de manera científica, o de manera más específica en forma numérica, generalmente con la ayuda de herramientas del campo de la estadística. Para que la metodología cuantitativa se pueda aplicar es necesario que entre los elementos del problema de investigación exista una relación cuya

naturaleza sea representable por un modelo numérico ya sea lineal, exponencial o similar.

3.2. TIPO DE INVESTIGACIÓN

El estudio tiene en cuenta, dentro de la metodología cuantitativa, el tipo de investigación descriptiva, también conocida como la investigación estadística, que permite ordenar el resultado de las observaciones de las características, los factores, los procedimientos y otras variables de fenómenos y hechos. Este tipo de investigación no tiene hipótesis explícitas, ya que se fundamenta en una serie de análisis y pruebas para llevar a cabo la valoración del evento investigado. Comprende la descripción, registro, análisis e interpretación de la naturaleza actual, y la composición o procesos de los fenómenos. El enfoque se hace sobre conclusiones dominantes o sobre como una persona, grupo o cosa se conduce o funciona en el presente. Este tipo de investigación trabaja sobre realidades de hecho, y su característica fundamental es la de presentación correcta.

3.3. TECNICAS DE RECOLECCION DE DATOS

La recolección de datos se refiere al uso de una gran diversidad de técnicas e instrumentos que pueden ser utilizadas por el investigador para desarrollar los sistemas de información que le permitan recabar los datos pertinentes al estudio que realiza.

En la presente investigación se manejan técnicas como las siguientes:

3.3.1. Diagrama de flujo

Es una representación pictórica de los pasos en proceso. Es útil en la determinación de cómo funciona realmente el proceso para producir un resultado, que puede ser un producto, un servicio, información o una combinación de las tres. Se pueden aplicar a cualquier aspecto del proceso desde el flujo de materiales hasta el paso para hacer la venta u ofrecer un producto.

El diagrama de flujo se utiliza cuando el investigador necesita ver cómo funciona realmente un proceso completo. Las aplicaciones más comunes son para identificar oportunidades de cambio, realizar estimados de costos, desarrollar planes para reunir datos, generar teorías sobre causas y efectos principales, describir los cambios potenciales en el proceso y sus efectos potenciales, identificar las afectaciones por los cambios propuestos. En síntesis, el diagrama de flujo actúa como un registro de cómo el proceso actual realmente opera.

3.3.2. Registro de observación documental y bibliográfica

Es la recopilación de datos procedentes de documentos y bibliografía vinculados directamente con la investigación. Esta recopilación se hace por medio de la escritura o de otra forma documental.

4. ESTUDIO REEMPLAZO DE TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN

4.1. ESTUDIO TÉCNICO

El problema planteado con base en el nuevo esquema de producción de la planta Barranquilla, obliga a buscar nuevas alternativas de abastecimiento de energía eléctrica con el fin de hacer rentable la producción de cemento, lo que en resumen ha llevado en primera instancia al estudio de diferentes tecnologías de generación que se adapten técnicamente y de manera más eficiente al nuevo modelo de operación.

Los parámetros en torno a los cuales se toman las decisiones más importantes en todo nuevo proyecto de generación de energía eléctrica, incluyen temas relacionados con el cambio en el tipo de combustible, en el sistema de generación propuesto, en los ciclos de operación de la planta y en su ubicación geográfica. Las anteriores decisiones entonces estarán basadas en una serie factores de tipo técnico, económico y ambiental, que se encuentran relacionadas entre sí.

Para el caso de la generación actual se tiene definido el tipo combustible (gas natural) y se cuenta con una instalación adecuada a las presiones solicitadas por el sistema, lo cual define inicialmente el sentido del uso del sistema de generación con dos posibilidades: **turbina o motor de combustión interna, a gas natural.**

Así mismo debemos contar con el cubrimiento total o mayoritario de la demanda por parte del sistema de generación a instalar.

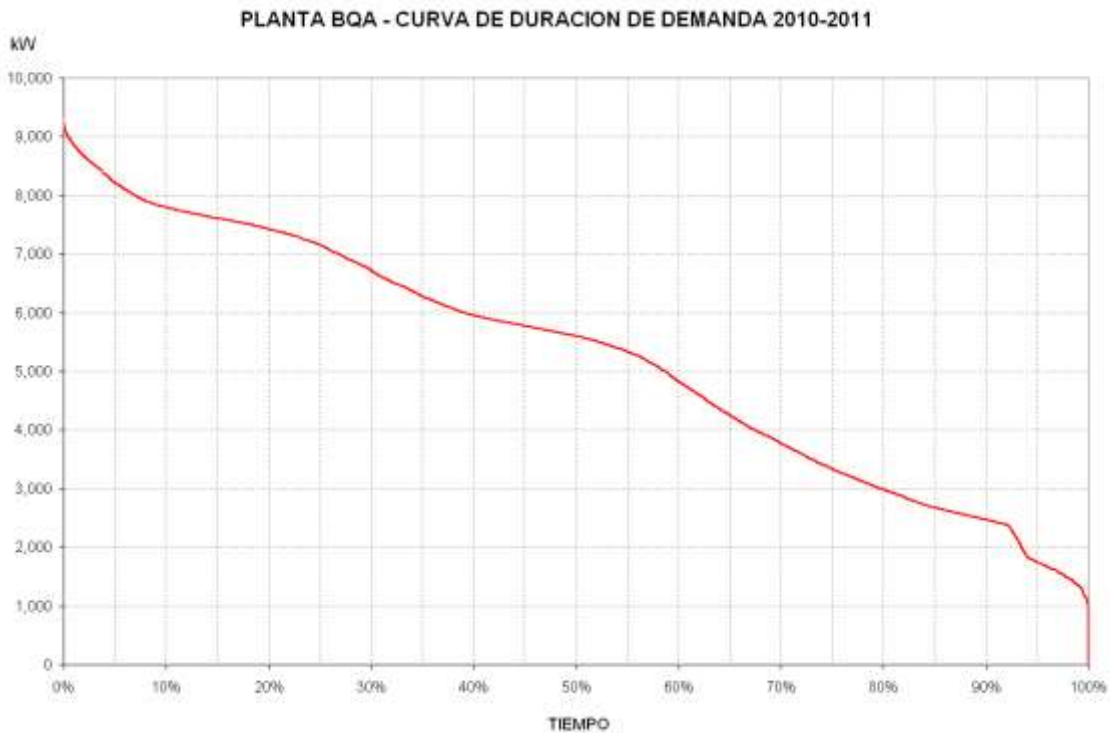


Gráfico 1. Curva de demanda de potencia Planta Barranquilla.

De acuerdo con la demanda de la planta los equipos recomendados serán los mencionados anteriormente dado que la carga instantánea no supera los 9 MW y la demanda se mantiene el 70% del tiempo por encima del 50 % de la potencia suministrada, se lista a continuación un cuadro comparativo de criterios a tener en cuenta entre las diferentes tecnologías que se pueden adaptar al nuevo esquema de producción, entre los que sobresalen el costo de instalación por Kw, el costo de operación y mantenimiento y la eficiencia.

TECHNOLOGY	RECIP ENGINE; DIESEL	RECIP ENGINE; NG	MICROTURBINE	COMBUSTION GAS TURBINE	FUEL CELL
SIZE	30KW - 6+MW	30KW - 6+MW	30-400KW	0,5 - 30+MW	100-3000KW
INSTALLED COST (\$/KW) ¹	600-1,000	700-1,200	1,200-1,700	400-900	3,000-4,000
ELEC. EFFICIENCY (LHV)	30-43%	30-42%	14-30%	21-40%	36-50%
OVERALL EFFICIENCY ²	~80-85%	~80-85%	~80-85%	~80-90%	~80-85%
VARIABLE O&M (\$/KWH)	0,005 - 0,015	0,007-0,020	0,004-0,01	0,003-0,008	0,0019-0,0153
FOOTPRINT (SQFT/KW)	,22-,31	,28-,37	,15-,35	,02-,61	,9
EMISSIONS (GM / BHP-HR UNLESS OTHERWISE NOTED)	NOX: 7-9 CO: 0,3-0,7	NOX: 0,7-13 CO: 1-2	NOX: 9-50PPM CO: 9-50PPM	NOX: <9-50PPM CO:<15-50PPM	NOX: <0,02 CO: <0,01

Tabla 1. Comparación de diferentes tipos de tecnologías de generación.

Se observa en la tabla anterior las diferentes tecnologías de generación tenidas en cuenta para el proyecto de reemplazo de la actual unidad, cuyos criterios son ponderados según las condiciones de operación, mantenimiento, eficiencia, costo asistencia técnica, combustible, experiencia y mercado. Estos dos últimos criterios se consideran de mayor importancia para la compañía. La ponderación que se le da a cada uno de los criterios a tener en cuenta va de 1 a 5 siendo 1 el de menor importancia y 5 el de mayor importancia para la compañía. Esto se muestra en la tabla siguiente:

CRITERIO	PONDERACIÓN
Eficiencia (%)	5
Heat Rate (BTU/KWh)	5
Costo de Instalación (\$/KWh)	3
Costo de O&M (\$/KWh)	4
Potencia	3
Representación en Colombia	5
Experiencia Propia	4

Tabla 2. Ponderación de criterios para selección de tecnología

	Turbina a gas KAWASAKI	Banco de Turbinas KAWASAKI	Motor WARTSILLA
Eficiencia	30% (3)	38% (4)	44% (5)
Costo de instalación (\$/Kw)	700 (5)	890 (4)	910 (3)
Costo de O&M (\$/Kwh)	67,24 (4)	78,97 (3)	58,54 (5)
Potencia (MW)	6 (4)	5,5 (3)	6,7 (5)
Heat rate (BTU/Kwh)	11373 (3)	11058 (4)	7753 (5)
Representación en Colombia	NO (2)	NO (2)	SI (5)
(PONDERACIÓN)	-3,5	-3,3	-4,6

Tabla 3. Comparación de las diferentes Fabricantes propuestos para el reemplazo de la unidad de generación.

En esta última tabla observamos los diferentes parámetros como su ponderación tenidos en cuenta para la selección de la nueva unidad de generación. Debido a la experiencia que se tiene con motores Wartsilla y la representación de la marca en el país, ya que facilita operaciones logística de suministro de repuesto, asistencia técnica en mantenimiento y cubrimientos de garantía, a demás de ser el de mayor

eficiencia, se empieza a tener una inclinación hacia esa tecnología siendo consecuentes con la ponderación establecida por la compañía para cada criterio. Pero no obstante se debe realizar la evaluación correspondiente técnica y financieramente para sustentar la selección de la nueva tecnología.

4.1.1 Metodología de evaluación

La metodología de evaluación se centró en la aplicación de los criterios establecidos en la Gerencia de Energía de Cementos Argos, que toma como marco de referencia entre otros autores a Hesham E. Shaalan de Georgia Southern University (Handbook of electric power calculation), Asko Vuorinen (Fundamental of power plants) y el Manual técnico (Electric Power Plant Design) de la armada de los Estados Unidos.

En resumen los anteriores autores relacionan los parámetros más importantes de decisión así:

Para el montaje de una nueva planta de generación se debe establecer inicialmente: el suministro del combustible, tipo o sistema de generación, el comportamiento o naturaleza de la carga y la situación geográfica del proyecto. Para el caso particular se cuenta con una instalación para la entrega de gas natural. Así mismo se mantienen vigentes contratos de suministro y transporte de gas natural en diferentes modalidades y precios, con diferentes agentes del

mercado.

Una vez definido el tema del combustible, que entre otras cosas, puede ser utilizado en todas las tecnologías de generación enumeradas anteriormente, se procede con el estudio técnico.

Como se observa con anterioridad la ponderación dada a los diferentes criterios de evaluación arroja una alternativa preliminar que es el Motor de combustión interna Wartsilla. No obstante hay otros criterios técnicos a tener en cuenta para la selección final; la característica del comportamiento de la carga demanda por fábrica se considera de vital importancia ya que cada equipo (turbina o Motor) posee características de funcionamiento a diferentes regímenes de carga.

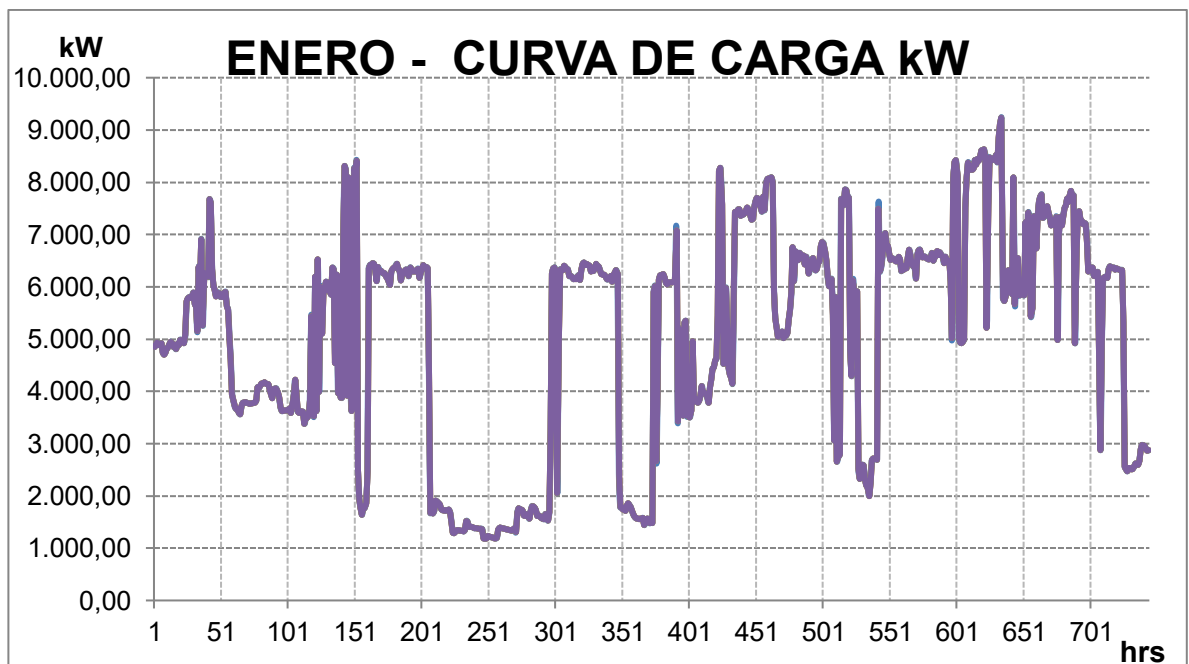
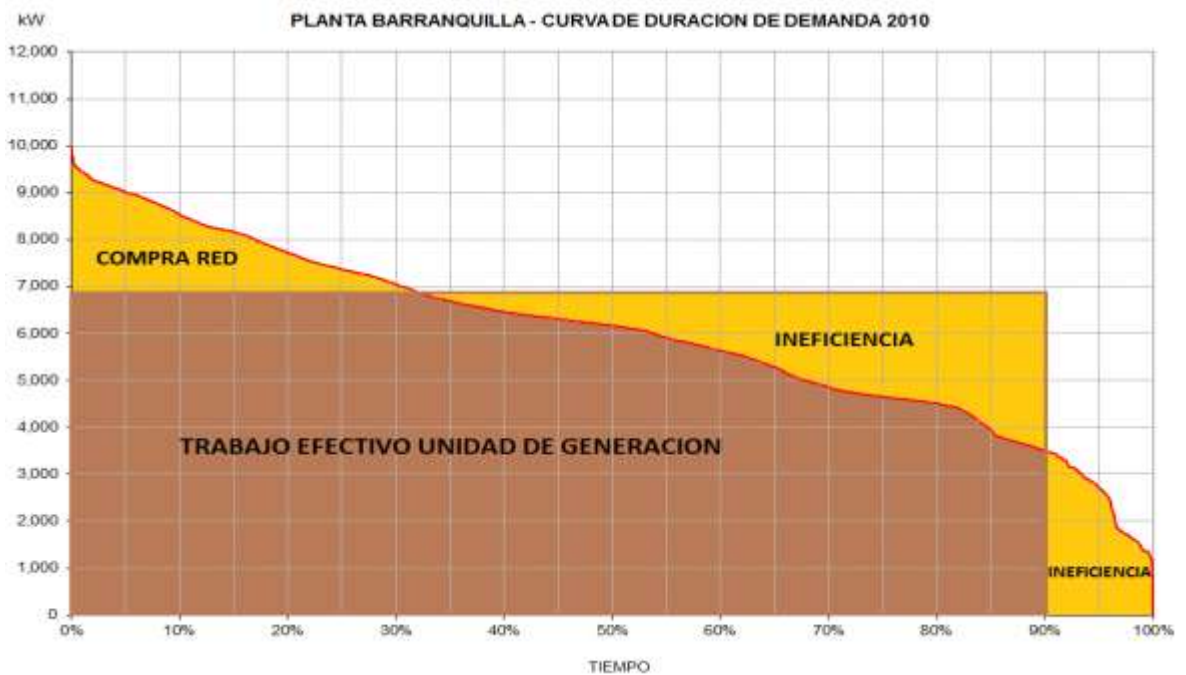


Gráfico 2. Curva de demanda típica

La demanda horaria de energía nos entrega información del comportamiento de las cargas asociadas al proceso y en el caso particular nos permite inicialmente descartar generación con turbina, ya que la experiencia propia, la recomendación de fabricantes y el estudio de esta tecnología muestran que su mejor operación técnico-económica se da a carga base constante sin variación brusca en su demanda.

Debido a la necesidad de tener una operación discontinua de la generación, debido al paro prolongado de la molienda. En este escenario es ideal tener motores de combustión interna, que permiten arranques y paros en tiempos cortos y no se traducen en deterioro del equipo.



Grafica 3. Trabajo efectivo de la unidad de generación.

La curva de duración de la demanda nos entrega una primera perspectiva de la viabilidad del proyecto (amplio bloque de eficiencia o de trabajo de efectivo del generador) y bloques pequeños tanto de ineficiencia o afectación del heat rate o de compra de la red. Esto aplicado al Motor Wartsilla que se adapta mejor técnicamente al comportamiento de la carga en el tiempo.

No obstante se considera este mismo escenario para las turbinas de baja potencia Kawasaki y se puede observar que los bloques de ineficiencia serían de mayor área debido a que es de menor potencia que el Motor (6 vs 6,7 respectivamente).

Otra interesante opción preseleccionada fue un banco de generación con micro turbinas (3 unidades de 3 MW) que sin duda cubren la totalidad de la demanda de generación haciéndose meritoria su inclusión y estudio, sin embargo en el escenario planteado con la duración de la demanda en la planta de producción solo 1 de las 3 unidades trabajará en cara base el 100% del tiempo, la segunda el 50% del tiempo y la tercera solo el 10%. Esto hace tener un activo en stand byás de la mitad del tiempo sin producir lo que financieramente repercute fuertemente como se verá más adelante.

Con estos criterios definidos para cada marca y tecnología, se decide escoger el Motor Wartsilla como la mejor alternativa para reemplazar la actual unidad de generación en Planta Barranquilla, por lo que se procede a analizar la viabilidad financiera de este proyecto.

4.2. ESTUDIO FINANCIERO

Se definen en primer lugar variables o tasas financieras que inciden directa e indirectamente en este proyecto, las cuales se presenta en la tabla3 del anexo. Todas las tasas son tomadas a valor de hoy y proyectadas en el tiempo de vida del proyecto, estas variables inciden directamente en el costo de administración, operación y Mantenimiento (AOM), depreciación de los activos, el cálculo de la tasa Interna de Retorno (tir), Valor Económico agregado (EVA), el valor presente neto (VPN) y el CAPEX.

Se definen criterios como la demanda de potencia instantánea por la planta de producción, el costo de la energía comprada en la red, contratos de precio de combustible gas natural, proyección de las horas de operación de la unidad de generación, presupuesto de paros por mantenimiento programado e intempestivos, energía entregada por la planta de autogeneración y la energía comprada debido a los paros por mantenimiento u otra causa.

Con los criterios e indicadores económicos antes mencionados se calculan los costos de mantenimiento, costos de combustible, de operación, de administración, costos de energía comprada en red, retorno de la inversión y costo por autogenerar versus compra de energía. Todo esto con el fin de observar la viabilidad financiera del proyecto.

4.2.1. Energía suministrada a planta de producción.

Con cada una de las tres alternativas de generación preseleccionada se definen los presupuestos de energía tanto de la planta de producción necesaria para la operación cementera como el de la planta de generación que suministrará a la planta de producción tal como se muestra en la siguiente tabla.

ENERGIA ENTREGADA	Motor	Turbina	Banco de Generación
Horas de operación (h/yr)	8.000	8.000	8.000
Capacidad Planta (kW)	6.737	6.035	8.869
Max Capacidad Planta (mmkWh/yr)	53,896	48,28	70,952
Consumo de la molienda fábrica (mmkWh/yr)	60,00	60,00	60,00
Factor de Carga inatantaneo (kW)	6.849	6.849	6.849
Energía Comprada por paro (mmkWh/yr)	1,31	1,40	1,00
Energía suplementaria comprada (mmkWh/yr)	6,10	11,72	-
Total energía comprada (mmkWh/yr)	7,42	13,12	1,00
Energía entregada a Fábrica (mmkWh/yr)	52,58	46,88	59,00
Energía entregada a Fábrica (%)	87,6%	78,1%	98,3%

Tabla 4. Presupuesto de energía demandada por fábrica y entregada por cada opción de generación

En la anterior tabla se puede observar con claridad los presupuestos de energía de cada una de las tecnologías aplicables. En la cual se destaca el criterio de energía entregada a fábrica; si bien el Motor es el que técnicamente se adapta a la característica de la carga, es el Banco de generación con microturbinas el que da un mayor porcentaje de energía a producción. Se verá a continuación si financieramente se puede respaldar esto.

4.2.2. Costos del proyecto.

Antes de iniciar con el detalle de los costos asociados al proyecto de las 3 tecnologías aplicables para reemplazar la actual unidad, cabe destacar en primer lugar el costo anual que actualmente se tiene por no operar la unidad de generación lo que redundaría en la compra en red del 100% de la energía necesaria para la producción de cemento.

PURCHASED ENERGY COSTS	2011	2012
Costo energía de la red (COP@2010/kWh)	\$ 225,00	\$ 225,00
IPP (Colombia)	101,20%	104,70%
Costos energía red (COP@curr/kWh)	\$ 225,00	\$ 235,58
Costos no asociados al proyecto (mmCOP@curr/yr)	\$ -	\$14.134,5

Tabla 5. Costo de energía sin proyecto

Sin el proyecto de generación para el siguiente año la empresa tendrá un costo en energía de \$14.134'500.000,0 aproximadamente. Sin duda alguna el objetivo final del proyecto de la nueva unidad generadora es reducir este costo para rentabilizar la producción de cemento.

Se presenta a continuación un resumen de los costos totales tenidos en cuenta para la realización del proyecto para cada una de las tres tecnologías pre-seleccionadas aclarando que el del flujo de caja de cada una de las tres propuestas (Motor, Turbina y Banco de generación con Microturbina) se puede observar en detalle en los anexos 2, 3 y 4 respectivamente.

COSTOS mmCOP@curr/año	MOTOR	TURBINA	BANCO GENERACIÓN
INVERSIÓN INICIAL	\$11.728,80	\$10.178,50	\$ 10.589,30
MANTENIMIENTO OPERACIONALES	\$ 1.341,45	\$ 1.536,17	\$ 2.698,86
LUBRICANTES	\$ 86,73	\$ 85,06	\$ 220,58
SEGURO	\$ 48,55	\$ 51,05	\$ 53,07
COMBUSTIBLE	\$ 3.685,70	\$ 4.820,10	\$ 5.898,20
COMPRA ENERGIA	\$ 1.690,87	\$ 3.130,10	\$ 238,58
TOTAL	\$ 8.585,87	\$11.238,45	\$ 11.070,35
SIN PROYECTO	\$14.134,50	\$14.134,50	\$ 14.134,50
AHORRO	\$ 5.548,63	\$ 2.896,05	\$ 3.064,15
DEPRECIACIÓN (10 años)	\$-1.172,88	\$ -1.017,85	\$ -1.058,93
UAI	\$ 4.375,76	\$ 1.878,19	\$ 2.005,18
IMPUESTOS	\$-1.444,00	\$ -619,80	\$ -661,71
NETO	\$ 2.931,76	\$ 1.258,39	\$ 1.343,47

Tabla 6. Resumen de Costos de las propuestas de generación.

En este punto se puede observar como las cifras hablan por si solas si se quiere expresar de esta manera, se ve que en términos monetarios que la utilidad del proyecto que en este caso es el ahorro obtenido frente a la totalidad de energía comprada es mayor en el Motor Wartsilla debido en gran medida a la alta eficiencia que presta esta tecnología con respecto a las otras dos. Si bien es cierto que el costo inicial de del motor es mayor en más de mil millones de pesos, esto lo recompensa con su alta eficiencia que redundo al final en la utilidad neta en más del doble con respecto a las otras 2 tecnologías.

En los otros costos totales se puede observar que cada una de las propuestas poseen menores y mayores costos con respecto a las otras 2, pero sin embargo en términos gerenciales lo que interesa para este proyecto es la rentabilidad

económica mayor que se pueda obtener con la nueva unidad de generación, lo que sin duda alguna se observa con el motor de combustión interna Wartsilla, y que respaldado con la evaluación técnica descrita con anterioridad sin duda colocan a esta tecnología de generación como la más viable en términos técnicos y financieros. Para una mayor claridad en este último se muestra a continuación el flujo de caja de los principales indicadores económicos de un proyecto para cada una de las tres propuestas.

INDICADORES ECONÓMICOS	MOTOR	TURBINA	BANCO GENERACIÓN
NPV (mmCOP@2010)	\$ 22.699,84	\$ 8.437,70	\$ 10.015,24
PV (mmCOP@2010) w/o CAPEX	\$ 34.029,05	\$ 19.182,84	\$ 20.968,52
TIR (%)	72%	32%	34%
Discounted PayBack (yr)	1,00	1,00	1,00
Profitability Index - Índice Rentabilidad	1,94	0,72	0,85
Cost of capital (WACC)	15%	15%	15%
EVA (mmCOP@2010/total)	\$ 20.940,51	\$ 6.678,37	\$ 8.255,91

Tabla 7. Indicadores Económicos

Se observa que el proyecto de mayor generación de valor (EVA) es el Motor así como el de mayor VPN y las más alta TIR. Lo que sin duda con lleva a la lógica conclusión de que la mejor opción técnica y financiera es el Motor Wartsilla modelo 9L34SG.

Se presenta en detalle el flujo de caja para este proyecto en el cual se puede observar cada uno de los costos totales detallados, así como su valor en el precio del Kwh final, cada uno de los costos operacionales, la inflación nacional tenida en cuenta para cada uno de los costos y el precio del combustible en dólares y pesos.

Tabla 8. Flujo de caja Motor Wartsilla

WARTSILA ENGINES MODEL 9L345G -1 UNITS																					
AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
POWER PLANT MAINTENANCE																					
Costo total de mantenimiento (COP@2011\$/kWh-yr)	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	
Inflación Nacional (Colombia) (acumulado)	106.1%	110.0%	113.8%	117.3%	120.8%	124.4%	127.9%	131.4%	134.9%	138.5%	142.0%	145.5%	149.1%	152.6%	156.1%	159.7%	163.2%	166.7%	170.2%	173.8%	177.3%
Costo total de Mantenimiento (COP@cum/kWh-yr)	24.6	25.5	26.4	27.2	28.0	28.8	29.7	30.5	31.3	32.1	32.9	33.8	34.6	35.4	36.2	37.0	37.9	38.7	39.5	40.3	41.1
Costo total de mantenimiento año (mmCOP@cum/yr)	0	1341.5	1387.8	1430.9	1473.9	1517.0	1560.1	1603.1	1646.2	1689.3	1732.3	1775.4	1818.5	1861.5	1904.6	1947.6	1990.7	2033.8	2076.8	2119.9	2163.0
Índice costo de Manto (COP@cum/kWh)	0	25.5	26.4	27.2	28.0	28.8	29.7	30.5	31.3	32.1	32.9	33.8	34.6	35.4	36.2	37.0	37.9	38.7	39.5	40.3	41.1
FUEL - NATURAL GAS																					
Net Plant Heat Rate (Btu/kWh- LHV)	7753																				
Electric Efficiency (100%) - 60Hz 720rpm	44.0%																				
Natural Gas Price (USD@cum/mmBTU)	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	
Natural Gas Cost (mmCOP@cum/yr)	3685.7	3741.0	3790.9	3840.2	3890.2	3940.8	3992.1	4044.0	4096.7	4150.0	4204.0	4258.7	4314.1	4370.2	4427.1	4484.7	4543.1	4602.2	4662.1	4722.8	4722.8
OPERATIONAL COST																					
Costos de operación (mmCOP@2011/yr)	0	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	
Inflación Nacional (Colombia) (acumulado)	106.1%	110.0%	113.8%	117.3%	120.8%	124.4%	127.9%	131.4%	134.9%	138.5%	142.0%	145.5%	149.1%	152.6%	156.1%	159.7%	163.2%	166.7%	170.2%	173.8%	177.3%
Costos de operación (mmCOP@cum/yr)	0	492.6	509.6	525.5	541.3	557.1	572.9	588.7	604.5	620.3	636.2	652.0	667.8	683.6	699.4	715.2	731.0	746.9	762.7	778.5	794.3
Índice costos de Admon (COP@cum/kWh)	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	
Inflación Nacional (Colombia)	106.1%	110.0%	113.8%	117.3%	120.8%	124.4%	127.9%	131.4%	134.9%	138.5%	142.0%	145.5%	149.1%	152.6%	156.1%	159.7%	163.2%	166.7%	170.2%	173.8%	177.3%
Cost de admon (COP@2011\$/kWh)	17.4	18.0	18.7	19.2	19.8	20.4	21.0	21.6	22.1	22.7	23.3	23.9	24.4	25.0	25.6	26.2	26.8	27.3	27.9	28.5	29.1
Costos de admon (mmCOP@cum/yr)	0.0	948.3	981.0	1011.5	1041.9	1072.4	1102.8	1133.2	1163.7	1194.1	1224.6	1255.0	1285.5	1315.9	1346.3	1376.8	1407.2	1437.7	1468.1	1498.6	1529.0
Costo Energía Respaldo (mmCOP@2011/yr)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
Inflación Nacional (Colombia) (acumulado)	106.1%	110.0%	113.8%	117.3%	120.8%	124.4%	127.9%	131.4%	134.9%	138.5%	142.0%	145.5%	149.1%	152.6%	156.1%	159.7%	163.2%	166.7%	170.2%	173.8%	177.3%
Costo energía respaldo (mmCOP@cum/yr)	0	164.9	170.6	175.9	181.2	186.5	191.8	197.1	202.4	207.7	213.0	218.3	223.6	228.9	234.2	239.5	244.8	250.1	255.4	260.7	266.0
Costo energía respaldo (mmCOP@cum/kWh)		22.2	23.0	23.7	24.4	25.2	25.9	26.6	27.3	28.0	28.7	29.4	30.1	30.9	31.6	32.3	33.0	33.7	34.4	35.1	35.9
Índice tasa Ambiental (COP@2011/yr)	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	
Inflación Nacional (Colombia) (acumulado)	106.1%	110.0%	113.8%	117.3%	120.8%	124.4%	127.9%	131.4%	134.9%	138.5%	142.0%	145.5%	149.1%	152.6%	156.1%	159.7%	163.2%	166.7%	170.2%	173.8%	177.3%
Índice tasas ambiental (COP@cum year)	58.1	60.3	62.3	64.3	66.2	68.1	70.1	72.0	73.9	75.9	77.8	79.8	81.7	83.6	85.6	87.5	89.4	91.4	93.3	95.3	97.2
Costo tasa ambiental (mmCOP@cum/yr)	0.0	126.7	131.1	135.2	139.3	143.3	147.4	151.5	155.5	159.6	163.7	167.7	171.8	175.9	180.0	184.0	188.1	192.2	196.2	200.4	211.8
Costos Oper sin fuel (mmCOP@cum/kWh)	0.0	1732.6	1792.4	1848.1	1903.7	1959.3	2014.9	2070.5	2126.2	2181.8	2237.4	2293.0	2348.6	2404.3	2459.9	2515.5	2571.1	2626.8	2682.4	2741.6	2801.1
WATER, LUBE OIL & INSURANCE																					
Costos aceite lubricación (COP@2011\$/kWh)	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	
Inflación Nacional (Colombia) (acumulado)	106.1%	110.0%	113.8%	117.3%	120.8%	124.4%	127.9%	131.4%	134.9%	138.5%	142.0%	145.5%	149.1%	152.6%	156.1%	159.7%	163.2%	166.7%	170.2%	173.8%	177.3%
Costos aceite lubricación (COP@cum/kWh)	1.6	1.6	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	2.4	2.5	2.6	2.6	
Costo aceite lubricación (mmCOP@cum/yr)	0.0	86.7	89.7	92.5	95.3	98.1	100.9	103.7	106.4	109.2	112.0	114.8	117.6	120.4	123.1	125.9	128.7	131.5	134.3	137.1	
Costos seguros (kUSD@cum/yr)	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	
Costos (mmCOP@cum/yr)	48.1	48.6	49.3	49.9	50.6	51.2	51.9	52.6	53.3	54.0	54.7	55.4	56.1	56.8	57.6	58.3	59.1	59.8	60.6	61.4	
Total Otros Costos (mmCOP@cum/yr)	48.1	135.3	139.0	142.4	145.9	149.3	152.8	156.2	159.7	163.2	166.7	170.2	173.7	177.2	180.7	184.2	187.8	191.3	194.9	198.5	
TOTAL POWER PLANT RUNNING COSTS																					
Costos en operación (mmCOP@cum/yr)	48.1	6895.0	7060.3	7212.2	7363.7	7515.8	7668.6	7822.0	7976.1	8130.9	8286.4	8442.6	8599.5	8757.1	8915.4	9074.5	9234.4	9395.0	9556.3	9722.1	
Costos en operación (COP@cum/kWh)		131.1	134.3	137.2	140.0	142.9	145.8	148.8	151.7	154.6	157.6	160.6	163.5	166.5	169.5	172.6	175.6	178.7	181.7	184.9	
PURCHASED ENERGY COSTS																					
Costo energía de la red (COP@2011\$/kWh)	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	
IFP (Colombia)	101.2%	104.7%	108.3%	111.7%	115.1%	118.5%	121.9%	125.3%	128.7%	132.1%	135.5%	138.9%	142.3%	145.7%	149.1%	152.5%	155.9%	159.3%	162.7%	166.1%	
Costos energía red (COP@cum/kWh)	225	235.575	243.675	251.325	258.975	266.625	274.275	281.925	289.575	297.225	304.875	312.525	320.175	327.825	335.475	343.125	350.775	358.425	366.075	373.725	
Costos no asociados al proyecto (mmCOP@cum/yr)	0	14134.5	14620.5	15079.5	15538.5	15997.5	16456.5	16915.5	17374.5	17833.5	18292.5	18751.5	19210.5	19669.5	20128.5	20587.5	21046.5	21505.5	21964.5	22423.5	
ON-SITE POWER PLANT COSTS																					
Costos en operación (mmCOP@cum/yr)	48.1	6895.0	7060.3	7212.2	7363.7	7515.8	7668.6	7822.0	7976.1	8130.9	8286.4	8442.6	8599.5	8757.1	8915.4	9074.5	9234.4	9395.0	9556.3	9722.1	
Costo energía de la red (mmCOP@cum/yr)	0.0	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	1690.9	
Total Costos Planta en sitio (mmCOP@cum/yr)	48.1	8585.9	8751.2	8903.1	9054.6	9206.7	9359.4	9512.9	9667.0	9821.8	9977.2	10133.3	10289.4	10445.9	10602.9	10760.4	10918.3	11076.7	11235.6	11395.0	
CASH FLOW																					
Ingresos (mmCOP@cum/yr)	-48.1	5548.6	5889.3	6176.4	6483.9	6790.8	7097.1	7402.6	7707.5	8011.7	8315.3	8618.1	8920.2	9221.6	9522.2	9822.1	10138.8	10454.8	10770.0	11080.7	
Depreciación (mmCOP@cum/yr)	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	-1172.9	
UAI (mmCOP@cum/yr)	-48.1	4375.8	4696.4	5003.5	5311.0	5617.9	5924.2	6229.8	6534.6	6838.9	7142.4	7445.1	7747.1	8048.5	8349.4	8649.8	8949.8	9249.4	9548.6	9847.4	
Taxes (15%) (mmCOP@cum/yr)	15.9	-1444.0	-1549.0	-1651.2	-1752.6	-1853.9	-1955.0	-2056.8	-2158.4	-2259.8	-2361.0	-2462.0	-2562.8	-2663.4	-2763.8	-2864.0	-2964.0	-3063.8	-3163.4	-3262.8	
NOPLAT (mmCOP@cum/yr)	-32.2	2931.8	3146.6	3352.3	3558.4	3764.0	3969.2	4173.9	4378.2	4582.0	4785.4	4988.4	5191.0	5393.2	5595.0						

Del flujo de caja del proyecto se puede observar el comportamiento económico de la instalación y operación de la nueva unidad de auto-generación, una vez definidos los diferentes costos incidentes para el cálculo del precio del KWh, se procede a realizar la sensibilidad de las variables más incidentes en el costo del proyecto como lo es el precio del combustible.

GAS (USD@curr/mmBTU)	4.48	6	8	10
COMBUSTIBLE (mmCOP/año)	3685	4935	6581.6	8226
COSTO MTTO (mmCOP/año)	1341	1341	1341	1341
COSTO OPERACIONAL (mmCOP/año)	1732.5	1732.5	1732.5	1732.5
COSTO LUBRICANTE (mmCOP/año)	135.28	135.28	135.28	135.28
TOTAL DE COSTO (mmCOP/año)	6895	8145	9790	11416
PROYECTO (mmCOP/año)	8585	9836	11481	13127
COMPRA EN RED (mmCOP/año)	14134	14134	14134	14134
AHORRO (mmCOP/año)	2931.8	2094	991	-110
VPN	22699.84	16999.6	9499	1999
TIR	72	51	32	18
EVA	20940.51	15240	7740	239.7
CAPEX	34029.05	28304	20772	13239.6

Tabla 9. Sensibilidad precio del gas natural

Es bien conocido por el gremio generador que la variable más sensible en el costo de un proyecto de generación es el combustible, ya que representa aproximadamente el 40% del costo del KWh final. En la tabla anterior se observa claramente como aumentando el valor del combustible, el costo del proyecto se acerca más a la compra en red lo que reduce el ahorro obtenido neto, el VPN, TIR, EVA, etc. Hasta un valor de US8/MBTU el proyecto todavía genera ganancia, pero en US10/MBTU ya deja pérdidas, lo que da una idea en este caso como manejar las oscilaciones en el precio del gas natural.

El precio del gas natural es regulado en dólares americanos y si esta es la variable más sensible en el costo del proyecto entonces también lo es la tasa de cambio para el precio de generación y el valor del combustible como se muestra a continuación.

TRM / GAS	4,16	4,36	4,56	4,76	4,96	5,16	5,36	5,56	5,76	5,96
1700	\$ 157,11	\$ 160,40	\$ 163,68	\$ 166,97	\$ 170,25	\$ 173,54	\$ 176,82	\$ 180,10	\$ 183,39	\$ 186,67
1750	\$ 160,28	\$ 163,67	\$ 167,05	\$ 170,43	\$ 173,81	\$ 177,19	\$ 180,57	\$ 183,95	\$ 187,33	\$ 190,71
1800	\$ 163,46	\$ 166,93	\$ 170,41	\$ 173,89	\$ 177,37	\$ 180,84	\$ 184,32	\$ 187,80	\$ 191,28	\$ 194,75
1850	\$ 166,63	\$ 170,20	\$ 173,78	\$ 177,35	\$ 180,92	\$ 184,50	\$ 188,07	\$ 191,65	\$ 195,22	\$ 198,80
1900	\$ 169,80	\$ 173,47	\$ 177,14	\$ 180,81	\$ 184,48	\$ 188,15	\$ 191,82	\$ 195,49	\$ 199,17	\$ 202,84
1950	\$ 172,97	\$ 176,74	\$ 180,51	\$ 184,27	\$ 188,04	\$ 191,81	\$ 195,57	\$ 199,34	\$ 203,11	\$ 206,88
2000	\$ 176,14	\$ 180,01	\$ 183,87	\$ 187,73	\$ 191,60	\$ 195,46	\$ 199,33	\$ 203,19	\$ 207,05	\$ 210,92
2050	\$ 179,31	\$ 183,27	\$ 187,23	\$ 191,19	\$ 195,16	\$ 199,12	\$ 203,08	\$ 207,04	\$ 211,00	\$ 214,96
2100	\$ 182,48	\$ 186,54	\$ 190,60	\$ 194,66	\$ 198,71	\$ 202,77	\$ 206,83	\$ 210,88	\$ 214,94	\$ 219,00
2150	\$ 185,66	\$ 189,81	\$ 193,96	\$ 198,12	\$ 202,27	\$ 206,42	\$ 210,58	\$ 214,73	\$ 218,89	\$ 223,04
2200	\$ 188,83	\$ 193,08	\$ 197,33	\$ 201,58	\$ 205,83	\$ 210,08	\$ 214,33	\$ 218,58	\$ 222,83	\$ 227,08
2250	\$ 192,00	\$ 196,35	\$ 200,69	\$ 205,04	\$ 209,39	\$ 213,73	\$ 218,08	\$ 222,43	\$ 226,77	\$ 231,12
2300	\$ 195,17	\$ 199,61	\$ 204,06	\$ 208,50	\$ 212,94	\$ 217,39	\$ 221,83	\$ 226,27	\$ 230,72	\$ 235,16
2350	\$ 198,34	\$ 202,88	\$ 207,42	\$ 211,96	\$ 216,50	\$ 221,04	\$ 225,58	\$ 230,12	\$ 234,66	\$ 239,20
2400	\$ 201,51	\$ 206,15	\$ 210,79	\$ 215,42	\$ 220,06	\$ 224,70	\$ 229,33	\$ 233,97	\$ 238,61	\$ 243,24
2450	\$ 204,68	\$ 209,42	\$ 214,15	\$ 218,88	\$ 223,62	\$ 228,35	\$ 233,08	\$ 237,82	\$ 242,55	\$ 247,28
2500	\$ 207,85	\$ 212,68	\$ 217,51	\$ 222,34	\$ 227,17	\$ 232,00	\$ 236,83	\$ 241,66	\$ 246,49	\$ 251,32
2550	\$ 211,03	\$ 215,95	\$ 220,88	\$ 225,81	\$ 230,73	\$ 235,66	\$ 240,59	\$ 245,51	\$ 250,44	\$ 255,37
2600	\$ 214,20	\$ 219,22	\$ 224,24	\$ 229,27	\$ 234,29	\$ 239,31	\$ 244,34	\$ 249,36	\$ 254,38	\$ 259,41
2650	\$ 217,37	\$ 222,49	\$ 227,61	\$ 232,73	\$ 237,85	\$ 242,97	\$ 248,09	\$ 253,21	\$ 258,33	\$ 263,45
2700	\$ 220,54	\$ 225,76	\$ 230,97	\$ 236,19	\$ 241,41	\$ 246,62	\$ 251,84	\$ 257,05	\$ 262,27	\$ 267,49

Tabla 10. Sensibilidad del precio de generación al dólar y al valor del combustible

Se puede apreciar dos franjas que muestran el precio del Kwh generado y como tal la viabilidad o no económica del proyecto en la anterior tabla de sensibilidad. Enfrentando la TRM con el precio en dólares del Gas (MBTU) vemos que la franja azul muestra la rentabilidad del precio del Kwh generado frente al comprado y en la franja roja obtenemos un precio de Kwh no rentable para la compañía, en esta

franja económicamente hablando es más viable la compra en red de la energía necesaria para la producción de cemento.

Con todo lo anterior se ha mostrado todo el esquema técnico y financiero necesario para escoger la mejor opción para el reemplazo de la actual unidad de generación en la Planta Barranquilla lo que llevo según los criterios de la compañía y manuales de proyectos de generación a un abanico de opciones tecnológicas que se fueron filtrando según sus características adaptables a la nueva demanda y a la evaluación financiera de varias de ellas lo que dio como resultado que el motor marca Wartsilla, modelo 9L34SG es la mejor opción técnica y financieramente hablando. No obstante después de las evaluaciones realizadas en términos económicos se realizó una sensibilización para mirar en el tiempo el comportamiento de la utilidad del proyecto si cambian algunas condiciones de mercado.

ANEXOS

Yr	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Colombia	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Crecimiento del PIB (Real)	1.9%	3.4%	4.5%	4.5%	4.5%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%
Inflación Nacional	4.1%	3.9%	3.8%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
IPP	3.4%	3.5%	3.6%	3.4%	3.4%	3.4%	3.4%	3.4%	3.4%	3.4%	3.4%	3.4%	3.4%	3.4%	3.4%	3.4%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
Inflación U.S.A.	2.1%	2.2%	2.4%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%
Libor	1.0%	2.3%	2.7%	3.1%	3.3%	3.5%	3.7%	3.8%	3.9%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%
Prme	1.8%	4.0%	4.8%	5.4%	5.9%	6.2%	6.5%	6.7%	6.9%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%
DTF promedio Efectivo Anual	4.4%	5.8%	6.3%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%
Devaluación	-2.2%	1.7%	1.4%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%
Tasa de Cambio Final	2.000	2.033	2.061	2.088	2.115	2.143	2.170	2.199	2.227	2.256	2.286	2.315	2.346	2.376	2.407	2.438	2.470	2.502	2.535	2.568	2.601	2.601
Tasa de Cambio (Prom. Lineal)	2.000	2.018	2.048	2.076	2.103	2.130	2.158	2.186	2.214	2.243	2.272	2.302	2.332	2.362	2.393	2.424	2.455	2.487	2.520	2.553	2.586	2.586
Bonos del Tesoro EE.UU a 30 años	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	104.2%
Inflación U.S.A. (acumulado)	102,12%	104,32%	106,72%	108,92%	111,12%	113,32%	115,52%	117,72%	119,92%	122,12%	124,32%	126,52%	128,72%	130,92%	133,12%	135,32%	137,52%	139,72%	141,92%	144,12%	146,32%	148,52%
Inflación Nacional (Colombia) (acumulado)	106,06%	109,96%	113,76%	117,29%	120,82%	124,35%	127,88%	131,41%	134,94%	138,47%	142,00%	145,53%	149,06%	152,59%	156,12%	159,65%	163,18%	166,71%	170,24%	173,77%	177,30%	180,83%
IPP (acumulado)	101,20%	104,70%	108,30%	111,70%	115,10%	118,50%	121,90%	125,30%	128,70%	132,10%	135,50%	138,90%	142,30%	145,70%	149,10%	152,50%	156,03%	159,56%	163,09%	166,62%	170,15%	173,68%

Anexo 1. Tasas representativas del mercado.

WARTSILA ENGINE S. MODEL - 6-3650 - 1 UNIT(S)																											
ABC	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
ENERGIA ENTREGADA																											
Horas de operación (hrs/yr)	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000
Capacidad Planta (kW)	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	6,737	
Max Capacidad Planta (mmkW/yr)	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	13,896	
Consumo de la potencia térmica (mmWh/yr)	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	68.09	
Factor de Carga instantánea (kW)	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	
Energía Comprada por gas (mmWh/yr)	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	1,311	
Energía suplementaria comprada (mmWh/yr)	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	
Total energía comprada (mmWh/yr)	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	7.42	
Energía entregada a Fibra (mmWh/yr)	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	
Energía entregada a Fibra (%)	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	42.00%	
POWER PLANT MAINTENANCE																											
Costo total de mantenimiento (COP@2008\$/yr)	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	23.28	
Inflación Nacional (Colombia) (acumulada)	186.1%	190.2%	193.8%	197.3%	200.8%	204.4%	207.9%	211.4%	214.9%	218.4%	221.9%	225.4%	228.9%	232.4%	235.9%	239.4%	242.9%	246.4%	249.9%	253.4%	256.9%	260.4%	263.9%	267.4%	270.9%	274.4%	
Costo total de Mantenimiento (COP@2011\$/yr)	24.51	25.51	26.38	27.21	28.03	28.85	29.67	30.49	31.31	32.13	32.94	33.76	34.58	35.40	36.22	37.04	37.86	38.68	39.50	40.31	41.13	41.95	42.77	43.59	44.41	45.23	
Energía entregada a Fibra (mmWh/yr)	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	52.58	
Índice costo de Fibra (COP@2011\$/mmWh)	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	46.00%	
FUEL, NATURAL GAS																											
Net Plant Heat Rate (Btu/kWh, LHV)	7753.00																										
Electric Efficiency (100%) - 50% T2gen	44.6%																										
Natural Gas Price (USD/MMBtu)	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	
Natural Gas Cost (mmCOP/cenWh)	3,686.7	3,741.9	3,796.9	3,852.2	3,907.2	3,962.5	4,017.8	4,073.1	4,128.4	4,183.7	4,239.0	4,294.3	4,349.6	4,404.9	4,460.2	4,515.5	4,570.8	4,626.1	4,681.4	4,736.7	4,792.0	4,847.3	4,902.6	4,957.9	5,013.2	5,068.5	
OPERATIONAL COST																											
Costos de operación (mmCOP@2011\$/yr)	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	
Inflación Nacional (Colombia) (acumulada)	186.1%	190.2%	193.8%	197.3%	200.8%	204.4%	207.9%	211.4%	214.9%	218.4%	221.9%	225.4%	228.9%	232.4%	235.9%	239.4%	242.9%	246.4%	249.9%	253.4%	256.9%	260.4%	263.9%	267.4%	270.9%	274.4%	
Costos de operación (mmCOP/cenWh)	492.3	519.3	526.5	541.1	557.7	573.2	589.5	605.8	622.1	638.4	654.7	671.0	687.3	703.6	720.0	736.3	752.6	768.9	785.2	801.5	817.8	834.1	850.4	866.7	883.0	899.3	
Índice costo de Admin (COP/cenWh)	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	
Inflación Nacional (Colombia)	186.1%	190.2%	193.8%	197.3%	200.8%	204.4%	207.9%	211.4%	214.9%	218.4%	221.9%	225.4%	228.9%	232.4%	235.9%	239.4%	242.9%	246.4%	249.9%	253.4%	256.9%	260.4%	263.9%	267.4%	270.9%	274.4%	
Costo de Admin (COP/cenWh)	17.29	18.83	19.46	20.24	21.01	21.79	22.57	23.35	24.13	24.91	25.69	26.47	27.25	28.03	28.81	29.59	30.37	31.15	31.93	32.71	33.49	34.27	35.05	35.83	36.61	37.39	
Costos de Admin (mmCOP/cenWh)	492.3	519.3	526.5	541.1	557.7	573.2	589.5	605.8	622.1	638.4	654.7	671.0	687.3	703.6	720.0	736.3	752.6	768.9	785.2	801.5	817.8	834.1	850.4	866.7	883.0	899.3	
Costo Energía Respaldo (mmCOP@2011\$/yr)	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	159.89	
Inflación Nacional (Colombia) (acumulada)	186.1%	190.2%	193.8%	197.3%	200.8%	204.4%	207.9%	211.4%	214.9%	218.4%	221.9%	225.4%	228.9%	232.4%	235.9%	239.4%	242.9%	246.4%	249.9%	253.4%	256.9%	260.4%	263.9%	267.4%	270.9%	274.4%	
Costo energía respaldo (mmCOP/cenWh)	164.94	179.64	175.94	181.23	186.53	191.82	197.12	202.41	207.71	213.00	218.30	223.59	228.89	234.18	239.48	244.77	250.07	255.36	260.66	265.95	271.25	276.54	281.84	287.13	292.43	297.72	
Costo energía respaldo (mmCOP/cenWh)	492.3	519.3	526.5	541.1	557.7	573.2	589.5	605.8	622.1	638.4	654.7	671.0	687.3	703.6	720.0	736.3	752.6	768.9	785.2	801.5	817.8	834.1	850.4	866.7	883.0	899.3	
Índice tasa Ambiental (COP@2011\$/yr)	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	54,800	
Inflación Nacional (Colombia) (acumulada)	186.1%	190.2%	193.8%	197.3%	200.8%	204.4%	207.9%	211.4%	214.9%	218.4%	221.9%	225.4%	228.9%	232.4%	235.9%	239.4%	242.9%	246.4%	249.9%	253.4%	256.9%	260.4%	263.9%	267.4%	270.9%	274.4%	
Índice tasa ambiental (COP/cenWh)	58.12	65.28	62.34	64.20	66.21	68.34	70.58	72.91	75.35	77.78	80.21	82.64	85.07	87.50	89.93	92.36	94.79	97.22	99.65	102.08	104.51	106.94	109.37	111.80	114.23	116.66	
Costo tasa ambiental (mmCOP/cenWh)	128.74	131.12	136.19	138.79	143.33	146.91	151.53	156.19	160.89	165.63	170.41	175.23	180.09	184.99	189.93	194.91	199.93	204.99	210.09	215.23	220.41	225.63	230.89	236.19	241.53	246.91	
Costos Oper. ambiental (mmCOP/cenWh)	1,732.57	1,792.48	1,848.07	1,903.68	1,959.31	2,014.93	2,070.55	2,126.17	2,181.79	2,237.41	2,293.03	2,348.65	2,404.27	2,459.89	2,515.51	2,571.13	2,626.75	2,682.37	2,737.99	2,793.61	2,849.23	2,904.85	2,960.47	3,016.09	3,071.71	3,127.33	
WATER, LUBE OIL & INSURANCE																											
Costos agua lubricación (COP@2011\$/yr)	1.50	1.51	1.51	1.52	1.53	1.53	1.54	1.55	1.56	1.57	1.58	1.59	1.60	1.61	1.62	1.63	1.64	1.65	1.66	1.67	1.68	1.69	1.70	1.71	1.72	1.73	
Inflación Nacional (Colombia) (acumulada)	186.1%	190.2%	193.8%	197.3%	200.8%	204.4%	207.9%	211.4%	214.9%	218.4%	221.9%	225.4%	228.9%	232.4%	235.9%	239.4%	242.9%	246.4%	249.9%	253.4%	256.9%	260.4%	263.9%	267.4%	270.9%	274.4%	
Costos agua lubricación (COP/cenWh)	1.55	1.85	1.71	1.76	1.81	1.87	1.93	1.99	2.05	2.11	2.17	2.23	2.29	2.35	2.41	2.47	2.53	2.59	2.65	2.71	2.77	2.83	2.89	2.95	3.01	3.07	
Costos aceite lubricación (mmCOP/cenWh)	1.55	1.85	1.71	1.76	1.81	1.87	1.93	1.99	2.05	2.11	2.17	2.23	2.29	2.35	2.41	2.47	2.53	2.59	2.65	2.71	2.77	2.83	2.89	2.95	3.01	3.07	
Costos seguros (USD/cenWh)	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	24.06	
Costos seguros (mmCOP/cenWh)	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	48.12	
Total Otros Costos (mmCOP/cenWh)	48.12	135.24	138.01	142.45	146.89	151.33	155.77	160.21	164.65	169.09	173.53	177.97	182.41	186.85	191.29	195.73	200.17	204.61	209.05	213.49	217.93	222.37	226.81	231.25	235.69	240.13	
TOTAL POWER PLANT RUNNING COSTS																											
Costos en operación (mmCOP/cenWh)	48.1	4,895.0	7,060.7	7,212.2	7,363.7	7,515.0	7,666.6	7,818.2	7,970.1																		

KAWASAKI GAS TURBINE 3 MODEL GP30M-3UMTS																											
AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032					
EMERGENCIA ENTREGADA																											
Horas de operación (h/yr)	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900					
Capacidad Planta (MW)	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869	8,869						
Max Capacidad Planta (mmkW/yr)	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962	70,962						
Costo de la capacidad liberada (mm\$/kW/yr)	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00						
Factor de carga (promedio %)	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849	6.849						
Energía Compraventa por país (mm\$/W/yr)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00						
Energía compraventa (comprado) (mm\$/W/yr)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00						
Total energía compraventa (mm\$/W/yr)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00						
Energía entregada a fábrica (mm\$/W/yr)	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00						
Energía entregada a fábrica (%)	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%	63.93%						
POWER PLANT MAINTENANCE																											
Costo total de mantenimiento (mm\$/W/yr)	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60						
Inflación Nacional (Colombia) (acumulada)	181.1%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%	113.0%						
Costo total de mantenimiento (mm\$/W/yr)	44.12	38.71	47.32	48.79	58.28	51.73	61.20	54.67	66.14	57.68	68.07	60.64	69.01	63.43	68.96	64.36	67.88	68.16	67.88	70.32	72.28	73.76					
Costo total de mantenimiento año (mm\$/W/yr)	2,896.06	2,782.53	2,878.77	2,968.41	3,852.06	3,138.89	3,226.33	3,311.97	3,398.61	3,485.25	3,571.89	3,658.53	3,745.17	3,831.81	3,918.45	4,005.09	4,091.73	4,178.37	4,265.01	4,351.65	4,438.29						
Índice de ajuste (mm\$/W/yr)	45.71	47.32	49.79	49.79	58.28	51.73	61.20	54.67	66.14	57.68	68.07	60.64	69.01	63.43	68.96	64.36	67.88	68.16	67.88	70.32	72.28	73.76					
FUEL NATURAL GAS																											
Net Plant Heat Rate (Btu/kWh, LHV)	11058.80																										
Electric Efficiency (100%) - 50Hz 12000	39.3%																										
Market Gas Price (\$/MMBtu) (mm\$/W/yr)	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48	4.48						
Market Gas Cost (mm\$/W/yr)	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2	5,508.2						
OPERATIONAL COST																											
Costo de operación (mm\$/W/yr)	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440						
Inflación Nacional (Colombia) (acumulada)	186.1%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%						
Costo de operación (mm\$/W/yr)	493	419	525	541	657	557	673	589	705	621	737	653	769	685	801	717	833	749	865	781	897						
Costo de operación año (mm\$/W/yr)	3,139.8	2,922.2	3,461.2	3,561.6	4,205.2	3,665.5	4,309.1	3,768.7	4,412.3	3,871.8	4,515.4	3,974.9	4,618.5	4,078.0	4,721.6	4,181.1	4,824.7	4,284.2	4,927.8	4,387.3	5,030.9						
Índice ajuste de ajuste (mm\$/W/yr)	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96	17.96						
Inflación Nacional (Colombia) (acumulada)	186.1%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%						
Costo de ajuste (mm\$/W/yr)	18.38	19.48	20.58	21.68	22.78	23.88	24.98	26.08	27.18	28.28	29.38	30.48	31.58	32.68	33.78	34.88	35.98	37.08	38.18	39.28	40.38						
Costo de ajuste año (mm\$/W/yr)	1,161.3	1,201.4	1,241.5	1,281.6	1,321.7	1,361.8	1,401.9	1,442.0	1,482.1	1,522.2	1,562.3	1,602.4	1,642.5	1,682.6	1,722.7	1,762.8	1,802.9	1,843.0	1,883.1	1,923.2							
Costo Energía Respaldo (mm\$/W/yr)	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00							
Inflación Nacional (Colombia) (acumulada)	186.1%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%						
Costo energía respaldo (mm\$/W/yr)	304.34	70.84	175.84	181.23	226.23	191.23	236.63	201.63	247.03	212.03	257.43	222.43	267.83	232.83	278.23	243.23	288.63	253.63	299.03	264.03	299.03						
Costo energía respaldo año (mm\$/W/yr)	3,949.9	851.7	2,154.2	2,254.6	2,898.2	2,463.2	2,966.8	2,531.8	3,035.4	2,600.4	3,104.0	2,669.0	3,167.6	2,732.6	3,236.2	2,801.2	3,294.8	2,859.8	3,358.4	2,923.4	3,427.0						
Índice tasa Ambiental (mm\$/W/yr)	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0	54,800.0							
Inflación Nacional (Colombia) (acumulada)	186.1%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%						
Índice tasa ambiental (mm\$/W/yr)	58.12	50.26	58.34	58.34	66.23	58.21	66.10	58.07	73.96	65.83	73.72	65.69	81.58	73.45	81.32	73.19	81.06	72.93	80.80	72.67	80.54						
Costo tasa ambiental (mm\$/W/yr)	462.21	487.52	618.63	643.94	804.95	689.86	850.87	735.78	916.79	801.70	962.71	847.62	1,003.73	888.64	1,044.75	929.66	1,090.77	975.68	1,131.79	1,016.70	1,177.81						
Costo tasa ambiental año (mm\$/W/yr)	2,892.0	3,045.2	3,811.7	3,964.9	5,041.8	4,336.5	5,103.4	4,398.1	5,265.0	4,589.8	5,356.7	4,651.4	5,518.3	4,843.1	5,630.0	4,914.8	5,716.5	5,001.2	5,787.9	5,072.6	5,859.3						
WATER, LUBE OIL & INSURANCE																											
Costo aceite lubricación (mm\$/W/yr)	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40						
Inflación Nacional (Colombia) (acumulada)	186.1%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%	118.8%						
Costo aceite lubricación (mm\$/W/yr)	3.81	3.74	3.87	3.99	4.11	4.23	4.35	4.47	4.59	4.71	4.83	4.95	5.07	5.19	5.31	5.43	5.55	5.67	5.79	5.91	6.03						
Costo aceite lubricación año (mm\$/W/yr)	385.50	385.20	395.20	405.20	415.20	425.20	435.20	445.20	455.20	465.20	475.20	485.20	495.20	505.20	515.20	525.20	535.20	545.20	555.20	565.20							
Costo seguro (mm\$/W/yr)	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30						
Costo seguro (mm\$/W/yr)	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60	53.60						
Total Otros Costos (mm\$/W/yr)	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68	32.68						
Total Otros Costos año (mm\$/W/yr)	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0	2,081.0							
TOTAL POWER PLANT RUNNING COSTS																											
Costo en operación (mm\$/W/yr)	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210	10,210						
Costo en operación (mm\$/W/yr)	10,529	8,929	10,789	10,989	13,289	11,289	12,889	11,289	14,189	12,289	15,189	13,289	16,089	14,189	17,089	15,189	18,089	16,189	19,089	17,189	18,089						
Costo en operación año (mm\$/W/yr)	67,674	58,094	70,174	72,644	86,484	73,984	83,984	73,984																			

CONCLUSIONES

- La mejor opción técnica como financiera para el reemplazo de la actual unidad de generación de todas las tecnologías analizadas es el Motor de combustión interna ciclo Miller, marca Wartsilla, modelo 9L34SG.
- Desde el punto de vista tanto técnico como financiero, el proyecto es viable y representa una alternativa de sostenibilidad del negocio en el mediano plazo dadas las prestaciones de los equipos escogidos y la estructura de costos asociada.
- La ubicación geográfica del proyecto con relación a la fuente de combustible introduce al mismo unas ventajas competitivas, relacionadas con menores costos de transporte y de perdidas asociadas al suministro de gas natural. Lo anterior representaría a futuro una ventaja competitiva en caso de un eventual crecimiento de la producción y de los equipos de generación asociadas a las nuevas líneas.
- La diferencia entre el costo de la energía comprada y la resultante del proceso generación de energía, termina por generar un EVA positivo alrededor de los 3,000 MM COP/AÑO, resultado bastante atractivo

desde el punto de vista de manejo de recursos para inversión de tecnología, mejoramiento de equipo, crecimiento y aumento de eficiencia en la infraestructura de producción.

- Dada la ventaja competitiva relacionada con la ubicación geográfica y el precio del kWhr generado, este proyecto puede ser incorporado en el futuro a un ejercicio de generación para empresas de la zona interesadas en integrar a su infraestructura, la autogeneración de energía.

BIBLIOGRAFÍA

- ROPAIN SIERRA, Alexi. Generación Distribuida: una alternativa macro al uso racional de la energía. Barranquilla, ISAGEN. 2004, 44p

- SHAALAN, Hesham. Generation of Electric Power. Georgia EE.UU. 2002, 38p.

- DECHER, Reiner. *Direct Energy Conversion: Fundamentals of Electric Power Production*. Oxford University Press. 1996. 123p

- ELLIT, Thomas. Stanford Handbook of Power Plant Engineering. New York. 1997 McGraw-Hill.

- LAUSTERER, Weber, y WELFONDER, E. Control of Power Plants and Power Systems. New York y Londres. 1993 Pergamon Press.