

**DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS  
ENERGÉTICOS CON MANEJO DE LA INCERTIDUMBRE EN PRECIOS:  
PROYECTO DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BASE EN  
GAS NATURAL PARA UNA EMPRESA DE SANTIAGO DE CALI**

CARLOS ANDRÉS NÚÑEZ VIVEROS

GABRIEL JOSÉ GALLEGO HIDALGO

UNIVERSIDAD ICESI

FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y ECONÓMICAS

MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN CON ÉNFASIS

SANTIAGO DE CALI, ABRIL DE 2011

**DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS  
ENERGÉTICOS CON MANEJO DE LA INCERTIDUMBRE EN PRECIOS:  
PROYECTO DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BASE EN  
GAS NATURAL PARA UNA EMPRESA DE SANTIAGO DE CALI**

Trabajo de grado para optar por el título de  
MAGISTER EN ADMINISTRACIÓN CON ÉNFASIS EN FINANZAS  
CORPORATIVAS

CARLOS ANDRÉS NÚÑEZ VIVEROS

GABRIEL JOSÉ GALLEGO HIDALGO

Director de trabajo de grado:

DR. GUILLERMO BUENAVENTURA

UNIVERSIDAD ICESI

FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y ECONÓMICAS

MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN CON ÉNFASIS

SANTIAGO DE CALI, ABRIL DE 2011

## TABLA DE CONTENIDO

1.	PRESENTACION .....	5
1.1.	ANTECEDENTES .....	5
1.2.	JUSTIFICACIÓN.....	12
1.3.	ALCANCE .....	13
2.	OBJETIVOS.....	14
2.1.	OBJETIVO GENERAL .....	14
2.2.	OBJETIVOS ESPECIFICOS .....	14
3.	MARCO TEÓRICO .....	14
3.1.	MARCO CONCEPTUAL .....	14
3.2.	LA EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN.....	15
3.2.1.	Definición.....	15
3.2.2.	Factibilidad de un proyecto de inversión.....	16
3.2.3.	Análisis de Sensibilidad .....	21
4.	METODOLOGÍA .....	23
4.1.	IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES RELEVANTES DEL PROYECTO 23	
4.2.	PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE ESTADÍSTICAS BÁSICAS DE LAS VARIABLES RELEVANTES DEL PROYECTO .....	23
4.3.	ANÁLISIS DE CORRELACIÓN ENTRE LAS VARIABLES QUE AFECTAN EL PROYECTO .....	23
4.4.	PROYECCIÓN DE LAS VARIABLES DE PRECIO DE ENERGÉTICOS ..	23
4.4.1.	Simulación de Montecarlo.....	24
4.4.2.	Simulación Modelo Lognormal.....	24
4.4.3.	Simulación Modelo Arima (Auto Regresive Integrated Moving Average) .....	24
4.4.4.	Proyección bajo el Modelo de Situaciones.....	24
4.5.	EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO.....	24
4.6.	SUPUESTOS.....	24
5.	APLICACIÓN Y PROYECCIONES.....	25
5.1.	VARIABLES DEL PROYECTO.....	25
5.2.	OBTENCIÓN DE PRECIOS FUTUROS DE LAS VARIABLES QUE AFECTARÁN EL PROYECTO POR SIMULACIÓN .....	33
5.2.1.	Simulación de Montecarlo.....	33

5.2.2.	Simulación modelo Lognormal .....	39
5.2.3.	Simulación modelo Arima.....	43
5.2.4.	Simulación por Incrementos Porcentuales en los drivers del proyecto .....	47
6.	RESULTADOS Y VALORACIÓN DEL PROYECTO .....	48
6.1.	RESULTADOS Y VALORACIÓN SIMULACIÓN DE MONTECARLO ...	49
6.2.	RESULTADOS Y VALORACIÓN MODELO LOGNORMAL .....	52
6.3.	RESULTADOS Y VALORACIÓN MODELO ARIMA .....	55
6.4.	RESULTADOS Y VALORACIÓN MODELO SIMULACIÓN POR INCREMENTOS PORCENTUALES EN LOS DRIVERS DEL PROYECTO - SITUACIONES .....	58
6.5.	COMPARATIVO RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES .....	61
7.	CONCLUSIONES Y DISCUSIÓN .....	62
8.	BIBLIOGRAFIA .....	65
9.	TABLA DE APÉNDICES .....	66

## **1. PRESENTACION**

### **1.1. ANTECEDENTES**

Los recursos energéticos de que dispone la Industria para sus procesos de manufactura cada vez tienen una mayor relevancia por su impacto en los costos de manufactura y por ende, en la competitividad de las empresas en el mercado local y en el exterior, al igual que por el impacto en el medio ambiente que el uso de estos genere en la comunidad. Usualmente, luego de la materia prima principal, en la mediana y gran industria, son la facturación total de energéticos un segundo o tercer rubro en el costo de manufactura.

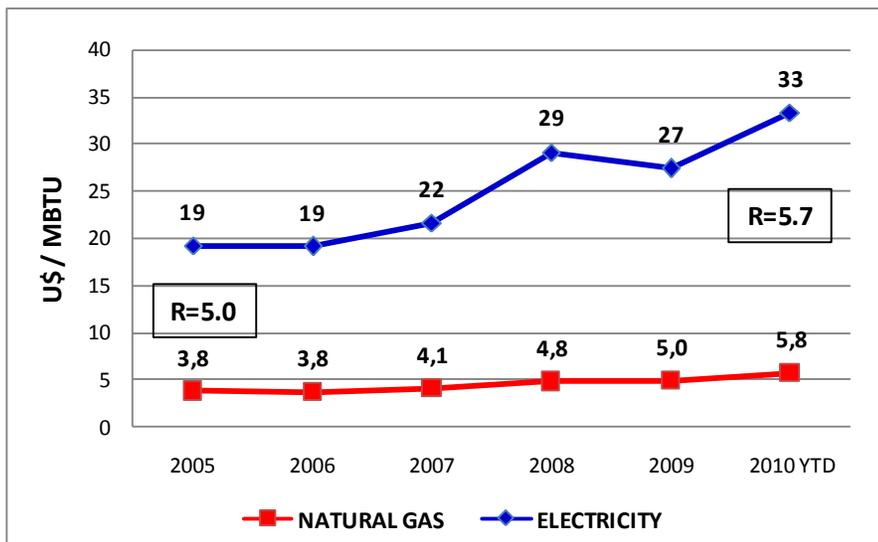
Para empresas intensivas en uso de energéticos, el uso, tanto de combustibles para generar su energía térmica, como su consumo de energía eléctrica, requiere de planes estratégicamente orientados que minimicen el impacto económico, y es bajo este análisis que la cogeneración de energía se vuelve una opción de gran interés.

La cogeneración de energía es un proceso industrial en el cual se transforma la energía intrínseca de un combustible en energía eléctrica y los excedentes térmicos (calor) de dicha transformación se utilizan también para satisfacer alguna necesidad de energía térmica de la fábrica, como la generación de vapor, que usualmente es el medio de calentamiento más utilizado por ser a la vez eficiente y económico.

Para entender la razón estratégica de la Cogeneración en la industria es importante conocer la diferencia en costo por unidad de energía entre la energía eléctrica y los posibles

combustibles con los que podría generar dicho energético. Para una industria altamente consumidora de energía eléctrica ubicada al interior de la ciudad de Santiago de Cali, esta diferencia y su evolución en los últimos cinco años, usando gas natural como combustible, se aprecia en la siguiente gráfica, en la cual se llevan todos los costos a una misma unidad de medida, a saber, USD/MBTU.

*Grafico 1: Gap Costos Electricidad y Gas (USD/MBTU)*



Como lo muestra la gráfica, la energía eléctrica cuesta más de cinco veces lo que cuesta el gas natural industrial y dicha diferencia se ha venido incrementando en los últimos cinco años de manera sostenida (2005 – 2010).

Otra alternativa de combustible que ofrece ventajas competitivas de precio, es el carbón térmico, de gran abundancia en el subsuelo colombiano, aquí la relación promedio de precios es del orden de ocho veces (energía eléctrica respecto al carbón), sin embargo de

otro lado los niveles de inversión inicial en carbón pueden superar entre un 50% y un 70% la requerida para una instalación a gas.

Aunque la canasta energética colombiana ofrece otra serie de combustibles que podrían ser incluidos en el análisis, como la gama de combustibles líquidos refinados en el país: Petróleos crudos, Fuel-oil, Diesel, Kerosene, Gasolinas, o la línea de Biomásas como lo son el bagazo de caña, la madera entre otros, se considera a los dos arriba proyectados como las alternativas actuales más viables por su nivel de producción, sus costos competitivos y su actual nivel de comercialización a nivel país.

La pregunta lógica es: ¿se justifica generar un energético como la electricidad a partir de otro energético que cuesta la quinta o quizá la octava parte de su valor? ¿Qué genera esta gran diferencia?

Para entender lo que genera estas diferencias es apropiado conocer la composición de la tarifa de la energía eléctrica en Colombia, (ver Tabla 1). Del costo total de la energía puesta en fábrica, usualmente cerca de la mitad corresponde a tarifas de transporte e impuestos asociados, menos de la mitad corresponde al costo de generación de energía eléctrica, y es por eso que la generación en sitio, elimina estos componentes.

El mercado eléctrico colombiano ha venido cambiando en los últimos diez años de acuerdo al acelerado crecimiento de la demanda, la cual crece a la par con el crecimiento industrial del país. La actual capacidad de generación de energía eléctrica del país se ubica en un

valor del orden de 13.4 GW, y en su mayor porcentaje (65%) es generado en las grandes centrales hidroeléctricas del país, y un restante 35% en centrales de generación térmica con base en carbón y gas natural. La gran dependencia de los recursos hidrológicos del país, llevó al país a pensar en una estrategia de mayor diversificación de sus fuentes de generación eléctrica luego de las crisis de energía eléctrica de 1992, en donde la fuerte época de verano generó un apagón en el país, produciendo una crisis económica por la afectación a la industria y el comercio. El país aprendió que estos fenómenos de intenso verano, tales como el “Fenómeno del Niño”, son recurrentes en ciertos países de la cuenca del Pacífico, incluyendo Colombia, y que se repiten entre cada cuatro y siete años, y generan reducción en la generación hidráulica, razón por la cual en su plan de expansión eléctrica reforzó la generación térmica, aunque esta resultase más costosa como precio de generación.

El país ha venido creciendo su capacidad instalada de generación bajo dos esquemas que le garanticen el suministro: el aprovechamiento de su gran riqueza hídrica, pero con un margen de seguridad basado en un paquete de plantas térmicas que le proporcionen tranquilidad en épocas de sequía. La fórmula sin lugar a dudas ha sido exitosa, como quedó puesto a prueba en la larga sequía del 2009, en donde se pudo cubrir la demanda interna, e incluso vender excedentes al vecino país de Ecuador.

La demanda eléctrica en Colombia por sector está conformada de la siguiente manera: sector residencial 42.2%, sector industrial 31.8%, sector comercial 18%, sector oficial 3.8%, y otros usuarios 4.3%.

Por otra parte, es importante tener presente la estructura del costo final de la energía eléctrica, los rubros que la componen, el aporte de cada uno de estos cargos y el efecto del Impuesto de Contribución que la afecta en su totalidad. Un detalle de la evolución de estos rubros se puede ver en la Tabla 1:

**Tabla 1: Evolución rubros componentes Tarifa Energía Eléctrica**

<b>Elemento del Costo</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>Estimado 2010</b>
Generación	72,6	76,6	77,0	104,3	106,3	128,2
Total Transporte:	51,2	50,2	49,8	55,2	61,0	59,3
STN-Sist. Transmisión Nacional	17,9	18,0	18,0	20,9	21,8	21,4
STR- Sist Transmisión regional	16,4	16,4	15,8	16,2	16,8	16,6
SDL- Sist. Distribución Local	16,9	15,9	16,0	18,0	22,4	21,2
Comercialización	1,0	0,9	0,9	3,2	3,3	2,7
Otros cargos	4,8	6,8	3,8	9,4	5,6	10,9
Pérdidas	2,5	1,7	1,8	2,5	2,5	3,7
<b>Subtotal Cargos</b>	<b>132,1</b>	<b>136,3</b>	<b>133,3</b>	<b>174,5</b>	<b>178,8</b>	<b>204,8</b>
Impuesto Contribución	26,4	27,3	26,7	34,9	35,8	38,1
<b>TOTAL IN COL \$/Kwh</b>	<b>158,5</b>	<b>163,5</b>	<b>160,0</b>	<b>209,4</b>	<b>214,5</b>	<b>243,0</b>
<b>TOTAL IN US\$/Kwh</b>	<b>0,066</b>	<b>0,060</b>	<b>0,073</b>	<b>0,094</b>	<b>0,094</b>	<b>0,126</b>

La tabla muestra la evolución aproximada de los valores que podría tener cada uno de los componentes que constituyen la tarifa final del costo del KWh para un cliente industrial en la ciudad de Santiago de Cali, alimentado en un nivel de tensión III (34.5 MW). Dentro de todos estos componentes es importante reconocer dos grandes grupos:

**Grupo A: LOS CARGOS NO- REGULADOS**

- Generación
- Comercialización

**Grupo B: LOS CARGOS REGULADOS**

- STN
- STR
- SDL

- Otros cargos
- Pérdidas

Sobre ambos grupos aplica el Impuesto de Contribución del 20%, polémico gravamen que pagan los Estratos 5 y 6, Comercial e Industrial con el propósito de subsidiar la energía eléctrica consumida por los Estratos 1, 2 y 3, lo que genera un alto incremento final en la tarifa de energía para estos contribuyentes. Para el año 2010 el gobierno del Presidente de la República de Colombia, Juan Manuel Santos, anunció una reforma tributaria que generaría el desmonte de este impuesto para la industria. Esta situación puede comprometer la rentabilidad de este tipo de proyectos, situación que se analizará en el presente trabajo.

De la misma manera como están clasificados los cargos, el sector eléctrico clasifica los clientes en:

Grupo A: CLIENTES REGULADOS

Grupo B: CLIENTES NO REGULADOS

Por regulación todo cliente cuya demanda mensual de energía eléctrica supere los 55.000 KWh/mes y/o tenga un pico de demanda horaria superior a 100 KW, se puede considerar como un Cliente No-Regulado del Mercado, y esta consideración le da una posición de negociación diferente que le amplía sus posibilidades de optimización de tarifas, ya que del total de la tarifa, él tiene derecho a negociar y a contratar con quien convenga, los cargos No-regulados de la misma en una condición de mercado abierto. Cabe anotar que esta porción supera el 50% del total, sin el efecto del Impuesto de Contribución (ver Tabla 1).

Resulta importante entender la composición anteriormente mostrada, ya que la decisión de Cogenerar energía para un determinado usuario, sea industrial, comercial, u oficial, deberá tener en cuenta qué elementos de los constitutivos de la tarifa se pretende sustituir, eliminar ò reducir, para con base en eso, realizar una correcta evaluación financiera. Si bien con la cogeneración de energía se pretende obtener una tarifa final de energía eléctrica más económica, debe ser claro que difícilmente la cogeneración produce un costo del rubro “Generación” más bajo que el del sistema eléctrico nacional por el solo escalamiento de plantas, el verdadero ahorro se genera en eliminar los cargos regulados (transportes) y su correspondiente amplificación por Impuesto de Contribución.

De otro lado, siempre es conveniente evaluar alternativas con anterioridad que eviten inversiones de capital intensivas como las requeridas en los proyectos de Cogeneración de Energía, previo a la decisión de implementarlos, por ende se deben hacer evaluaciones tales como:

- ¿Es posible adquirir un mejor costo del KWh actual bajo un esquema creativo de negociación de los cargos no regulados? ¿Cuánto representa esto de ahorro?
- ¿Podría plantearse un proyecto de menor inversión en la fábrica para acceder a un nivel de alimentación de energía diferente al que hoy en día existe? ¿Por ejemplo pasar de Nivel de tensión II a nivel de tensión III, o de nivel de tensión III a IV, generando mejores tarifas en los cargos regulados de transporte?

- ¿Podría simultáneamente hacer un cambio de combustible en sus sistemas de generación de vapor por uno de menor valor, combinado con una de las dos ideas anteriores, generando ahorros en los costos variables de energéticos de la empresa?  
¿Qué nivel de inversión se necesitaría?
- ¿Podría comprar los energéticos requeridos en los procesos productivos a un tercero, ahorrándose los costos de personal y mantenimiento en infraestructura de Utilities (servicios) de la planta?

## **1.2. JUSTIFICACIÓN**

Dadas las tendencias crecientes de precios de las diferentes fuentes de recursos energéticos en Colombia, en especial la energía eléctrica, la cogeneración de energía para las empresas manufactureras en el Valle del Cauca, con alta intensidad en consumo de energéticos, representa una alternativa interesante en términos de disminución de costos, más aún con el gap en precio unitario mostrado en el grafico 1 de los antecedentes, pero genera dificultades para su evaluación por los niveles de incertidumbre sobre los precios futuros de los citados recursos, hecho que generalmente demora el proceso de toma de decisiones al respecto y se pierden oportunidades importantes de ganancia de competitividad. Se justifica entonces plantear una metodología que reduzca esta incertidumbre en el sector industrial interesado.

El caso de estudio propuesto parte de una situación en la que las posibilidades de selección de tecnología y combustibles ya fueron evaluadas, y se tiene el diseño que más se ajusta a la situación particular de la fábrica.

### **1.3. ALCANCE**

El presente trabajo pretende mostrar una sencilla metodología y análisis para llegar a una decisión sobre la implementación de un proyecto de Cogeneración a gas natural, bajo un análisis de reducción de riesgo e incertidumbre, que lleve a las empresas a tener una visión de las posibilidades futuras que podría tomar el desempeño financiero del proyecto luego de implementado, por cambios no esperados ó desviados a los originalmente marcados para la evaluación del proyecto, herramienta que se espera genere agilidad y viabilice proyectos aún por definir.

Se desarrolla a través de este trabajo una evaluación financiera de un proyecto base de cogeneración a gas calculando sus principales indicadores financieros de aceptación: VPN (Valor Presente Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno). Los drivers principales del proyecto, costo de gas natural y costo de la energía eléctrica futura, se plantean basado en información histórica del comportamiento real de los últimos 10 años, que luego de un manejo estadístico y empleo de simuladores de costo son proyectados en 10 años futuros para el cálculo de los flujos descontados de caja que alimentan sendas evaluaciones. Finalmente se plantea un cuadro de análisis de sensibilidad que mide el riesgo ante posibles errores en las proyecciones.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1. OBJETIVO GENERAL**

Evaluar la viabilidad de la implementación de proyectos de cogeneración de energía eléctrica con base en gas, con un grado de incertidumbre considerable en variables de precios que afectan los flujos de fondos del proyecto, como un aporte a la reducción de costos e incremento de la competitividad en las empresas del sector.

### **2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- 2.2.1 Diseñar una metodología de evaluación que reduzca la incertidumbre financiera para proyectos de cogeneración a gas en la ciudad de Santiago de Cali.
- 2.2.2 Evaluar financieramente la implementación de un proyecto de cogeneración bajo diversos escenarios de precios futuros.

## **3. MARCO TEÓRICO**

### **3.1. MARCO CONCEPTUAL**

Un resumen técnico de los conceptos teóricos más relevantes alrededor de la Cogeneración de energía con Turbinas a gas se muestra en el Apéndice 1.

## **3.2. LA EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN**

### **3.2.1. Definición**

En términos generales, un proyecto se puede definir como un conjunto coherente de actividades que se desarrollan para alcanzar un objetivo concreto, en un periodo determinado y con unos determinados insumos o recursos. Los requisitos necesarios para acometer la evaluación financiera son: La inversión inicial requerida y la distribución de la misma en el tiempo (se va a hacer toda en un año, en dos años o más), el cálculo de los flujos de fondos descontados que genera el proyecto, quizá la parte central y más importante del ejercicio pues requiere un conocimiento detallado de los ingresos y egresos que involucra la operación del proyecto luego de ejecutado. El tercer elemento es tener un criterio acertado para definir la rentabilidad del dinero en el mercado, tasa de oportunidad, con la que voy a comparar el proyecto ( $I^*$  ó WACC).

La Evaluación de Proyectos de Inversión constituye una herramienta muy valiosa para determinar la factibilidad o no de un proyecto. La composición de la expresión “evaluación financiera de proyectos de inversión” podría discriminarse como el análisis concienzudo de los resultados de las cifras proyectadas o realizables de un proyecto (término recientemente definido) y que requiere unos desembolsos o recursos para su ejecución.

La evaluación financiera de proyectos de inversión requiere, de quien la evalúa, de un esfuerzo de razonabilidad para identificar todas las variables que afectan el proyecto, toda vez que este se realizará en un entorno particular en el cual existen recursos limitados,

factores de riesgo que amenazan la realización exacta del mismo, algunos de los cuales son superables con acciones de los propios actores del proyecto y otros que escapan al rango de acción de los mismos. De otro lado las cifras que alimentan el modelo de evaluación del proyecto son valores futuros basados en supuestos, razón por la que no tienen certeza total de ocurrir.

Los resultados de una evaluación financiera de un proyecto de inversión serán entonces producto de una consideración de todas las variables internas y externas, que están directamente ligadas al proyecto durante su vida, por tanto es determinante cuestionar las cifras y analizar qué pasa si se desvían los supuestos base de la evaluación.

### **3.2.2. Factibilidad de un proyecto de inversión**

Para medir la factibilidad o no de un proyecto de inversión, existen una serie de indicadores o criterios de evaluación que nos ayudan a cuantificar la ventaja económica del mismo, y se destacan los siguientes:

**VPN (Valor Presente Neto):** mide el incremento en la riqueza o la pérdida generada en la ejecución de un proyecto, considerando el valor del dinero en el tiempo (conjunto de los flujos de fondos del proyecto traídos a un valor presente, descontados a una tasa de oportunidad).

La factibilidad del proyecto la determinará el signo de la cifra de VPN así:

Si  $VPN > 0$ , el proyecto resulta Factible;

Si  $VPN < 0$ , el proyecto resulta No Factible.

Aunque la regla es clara, en la vida real se espera una generación de riqueza diferenciadora respecto a la inversión realizada. Si se invierte \$1000 y al cabo de 10 años se genera \$1 de riqueza, matemáticamente puede ser viable el proyecto, pero puede no generar un interés en el inversionista respecto a otro tipo de inversión.

**La Tasa Interna de Retorno (T.I.R., en adelante, TIR)**, es otro indicador que mide la rentabilidad de los fondos reflejo de la ejecución del proyecto. La TIR representa la tasa de interés que genera el capital invertido en él (y que no se ha recuperado) (ver Buenaventura, Pág. 41). La factibilidad a partir del análisis de la Tasa Interna de Retorno la determina su relación respecto de la tasa de oportunidad ( $i^*$ ). Esta tasa de oportunidad  $i^*$  representa la rentabilidad mínima exigida al proyecto durante su vida. Constituye el centro de capital para la empresa, ó sea el costo que debe retribuir a sus fuentes de financiación (tanto de pasivo como de patrimonio) ó sea el costo de capital para la empresa que desarrolla el proyecto. Esta tasa también conocida como WACC (Weighted Average Cost of Capital) ó CPPC (Costo Promedio Ponderado de Capital), es determinada para cada compañía, o cada negocio, ya que existen variables muy particulares de oportunidad que generan diferencias sustanciales, tal como lo muestra la Tabla 2. El concepto es que cada monto de dinero que consume la empresa en la conformación de sus activos, debe rentar al menos lo necesario para pagar los costos de la deuda y de patrimonio. Usualmente este valor es conocido en los departamentos financieros de las empresas y actualizado periódicamente por el mismo, el resultado que se obtiene es un porcentaje, y aceptaremos que cualquier inversión que rente por encima de dicho valor, resulta aceptable para los accionistas.

**Tabla 2: Modelo General Cálculo del WACC**

<b>WACC = CPPC = <math>K_E \cdot (1 - r_D) + K_D \cdot (1 - T) \cdot r_D</math></b>	
CCPC	= Costo de Capital de la Empresa (% anual)
$K_E$	= Costo de Capital propio (% anual)
$K_D$	= Costo de la Deuda (% anual)
$r_D$	= Razón de endeudamiento
T	= Tasa de impuesto (% anual)
<b><math>r_D = D / (E + D)</math> ó <math>r_D = D / ACT</math></b>	
D	= Monto total de deudas (\$)
E	= Valor del mercado del patrimonio (\$)
ACT	= Valor de los activos (\$)

Es importante tener en cuenta que el CPPC está dado para valoraciones después de impuestos, de allí que en el cálculo de flujos de fondos futuros que se generarán con el proyecto se tenga la precaución de elaborarlos descontando los impuestos en cada año. Para el caso en estudio el área financiera Corporativa de la empresa, asigna previo estudio, valores de CPPC (WACC) para cada país donde tiene presencia, en este caso para la afiliada Colombiana se maneja un CPPC o WACC del 12%. La información base de cálculo no fue suministrada por la compañía.

En ese sentido, la factibilidad del proyecto podría caracterizarse de la siguiente forma:

Si  $TIR > i^*$ , el proyecto resulta Factible;  $TIR > 12\%$

Si  $TIR < i^*$ , el proyecto es No Factible;  $TIR < 12\%$ .

**El Periodo de Recuperación ó Payback (PR)**, establece el momento de la vida del proyecto en el cual se ha recuperado la inversión inicial a valor actual. Tiende a evaluar el

riesgo más no la rentabilidad. Para su cálculo es necesario conocer la inversión requerida y los flujos de fondo netos (FFN) del proyecto.

**Flujos de fondos netos del proyecto (FFN)**, este es quizá el ejercicio más importante en la evaluación de proyectos, ya que estos flujos son cifras que provienen de los ahorros estimados que va a generar el proyecto frente a una situación actual a mejorar (efecto incremental) y es así como se deben construir las tablas para su cálculo. La valoración se fundamenta en el concepto del valor del dinero en el tiempo, las cifras por ende deben representar flujos de dinero (y no ahorros o beneficios). Para el caso de la Cogeneración a gas estos flujos se construyen basado en un comparativo de lo que van a ser los costos de energía eléctrica y vapor generado por el proyecto, versus los valores actuales que se pagan por estos rubros, todo esto construido bajo el esquema técnico de la tecnología seleccionada.

**Tabla 3: Rubros que generan el ahorro del proyecto de cogeneración**

CALCULO DE AHORROS	
A	<b>Demanda de Electricidad (M-KWh/año)</b>
B	<b>Costo de Energía Eléctrica US\$/KWh</b>
C	<b>Costo Anual Electricidad (MUS\$)(A x B)</b>
D	<u>Demanda de Gas Calderas FW (M-MBTU/año)</u>
E	<u>Demanda de Gas usuarios directos (M-MBTU/año)</u>
F	<b>Demanda de gas natural (M-MBTU/año)(D+E)</b>
G	<b>Costo de gas natural (US\$/Mbtu)</b>
H	<b>Costo anual Gas (MUS\$) (F x G)</b>
I	<b>COSTO TOTAL ENERGÍA Y GAS ACTUAL (MUS\$) (C+H)</b>
J	<b>Electricidad por Cogeneración (M-KWh/año)</b>
K	<u>Electricidad comprada en red M-KWh/año (no generada en sitio)</u>
L	<b>Costo anual electricidad comprada en red (MUS\$) (J x K)</b>
M	<u>Demanda Turbina de gas natural (M-MBTU/año)</u>
N	<u>Demanda de GN Caldera HRSG (M-MBTU/año)</u>
O	<u>Demanda gas calderas y usuario directos fábrica (M-MBTU/año)</u>
P	<b>Total Demanda Gas Natural (M-MBTU/año) (M+N+O)</b>
Q	<b>Costo del gas aTurbina (MUS\$/MBTU) (1)</b>
R	<b>Costo Anual Gas (MUS\$) (M x Q)+ (N+O) x</b>
S	<b>COSTO ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS CON COGEN (MUS\$) (L+R)</b>
T	<b>AHORROS (MUS\$) (I-S)</b>

Los costos mostrados en la anterior tabla requieren tener la ingeniería conceptual y parte de la Ingeniería básica desarrollada, pues la selección de equipos principales mueve el nivel de inversión y los ahorros a obtener.

Luego de tener claro la forma de calcular los ahorros, se debe construir los Flujos de fondo netos, descontando de los mismos, gastos operativos que se deberán ejecutar durante la vida

del proyecto, y que por tanto reducen el flujo de caja generado realmente, como se puede apreciar en la siguiente tabla:

**Tabla 4: Modelo Cálculo Flujos de Fondos Netos del proyecto**

<b>VARIABLE</b>	<b>DESCRIPCION</b>
IT	Ingresos ó ahorros totales que genera el proyecto
- CV	Menos costos variables
= MC	Margen de contribución
=- CF	Menos Costos Fijos, que para este proyecto son:
	a) Depreciación
	b) Costo de mantenimiento, incluye distribución anualizada del overhaul de turbina
	c) Contrato de respaldo del operador de red (suministro EE ante fallas ó MTO programado)
UT	Utilidad Operativa
=- INT	Menos intereses sobre préstamos para hacer el proyecto, si son requeridos
=UAI	Utilidad antes de Impuestos, ó Utilidad Gravable.
- IMP	Impuestos (Impuestos = UAI * Tasa de Impuestos)
=UN	Utilidad Neta
- PC	Pagos a Capital (de préstamos), si los hubiere
+ DEP	Depreciacion
<b>= FFN</b>	<b>Flujo de fondos netos para el periodo (flujo de caja)</b>

Nótese que la depreciación de los equipos se resta para el cálculo del impuesto, y así calcular la utilidad después de impuestos, pero posteriormente se vuelve a sumar para obtener el flujo de caja neto. La construcción global de la evaluación del proyecto a 10 años se puede apreciar en los Apéndices de referencia del presente trabajo.

### **3.2.3. Análisis de Sensibilidad**

La evaluación financiera de un proyecto de inversión podría limitarse a la contemplación de un solo escenario seleccionado, tomando en cuenta, como bien lo precisamos anteriormente, la información relevante de las variables internas y externas del proyecto.

Ante la situación de incertidumbre sobre el comportamiento futuro de una o más variables del proyecto, que son los generadores de los flujos de fondo netos (FFN), existe una aproximación que considera posibles desviaciones de las mismas bajo diferentes escenarios. Dicha aproximación se conoce como Análisis de Sensibilidad.

Tal análisis consiste en evaluar financieramente el proyecto afectando una o varias variables y midiendo el impacto de cada iteración versus el resultado esperado del proyecto bajo el escenario inicialmente seleccionado (o considerado más probable), determinando bajo el análisis del VPN y/o TIR la factibilidad o no del mismo.

Tradicionalmente, se suelen utilizar tres escenarios básicos dentro de un análisis de sensibilidad, a saber: un **escenario Esperado**, uno **Pesimista** y uno **Optimista**. El primero de ellos recoge las estimaciones consideradas más probables dentro del marco de acción de la empresa o negocio. El escenario pesimista modifica alguna o algunas variables hacia valores que impactarán negativamente el resultado final en términos de Valor generado. En contraste, un escenario optimista reflejaría una mayor generación de valor (bajo el esquema de medición del VPN), producto de una expectativa más alentadora en términos de precios, niveles de demanda, costos, entre otras, dentro de las cuales se podrían incluir incluso variables micro y macroeconómicas.

#### **4. METODOLOGÍA**

La metodología a usar en el presente trabajo sigue la siguiente secuencia:

##### **4.1. IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES RELEVANTES DEL PROYECTO**

Se identificarán y se hará una descripción de las variables que afectan las cifras del proyecto. Se profundizará en aquellas consideradas de mayor impacto para el mismo.

##### **4.2. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE ESTADÍSTICAS BÁSICAS DE LAS VARIABLES RELEVANTES DEL PROYECTO**

Se tomarán las cifras históricas de las variables relevantes del proyecto y se hará una caracterización de las mismas en términos de volatilidad y niveles de confianza.

##### **4.3. ANÁLISIS DE CORRELACIÓN ENTRE LAS VARIABLES QUE AFECTAN EL PROYECTO**

Se identificará mediante cálculo en Excel si existe correlación entre las variables que afectan el proyecto. Se caracterizará cada variable en función de la existencia o no de dicha correlación.

##### **4.4. PROYECCIÓN DE LAS VARIABLES DE PRECIO DE ENERGÉTICOS**

Se utilizarán cuatro modelos para proyectar las variables que afectan las cifras futuras del proyecto, con el fin de evaluar financieramente el mismo con un fundamento técnico, matemático y de condiciones esperadas del mercado. Estos modelos son:

4.4.1. Simulación de Montecarlo

4.4.2. Simulación Modelo Lognormal

4.4.3. Simulación Modelo Arima (Auto Regresive Integrated Moving Average)

4.4.4. Proyección bajo el Modelo de Situaciones

#### **4.5. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO**

Se evaluará el proyecto financieramente teniendo en cuenta los escenarios arrojados por los modelos aplicados, concluyendo con base en los indicadores de VPN y TIR. Se determinará un escenario esperado medido en VPN. De igual forma, se presentará un análisis de sensibilidad que considera varias combinaciones de precio que marcarían los resultados finales de viabilidad del proyecto.

#### **4.6. SUPUESTOS**

Se precisarán algunos supuestos utilizados para la evaluación final del proyecto, que permita concluir sobre la viabilidad o no del mismo:

4.6.1. Se asume una tasa de cambio fija a lo largo de los 10 años de \$2000/USD, con el propósito de eliminar el efecto de la tasa de cambio durante la vida del proyecto.

4.6.2. Teniendo en cuenta una inversión aprobada para inicios del 2011, y un tiempo de ejecución del proyecto de 18 meses, se asumió un valor de los energéticos en el mercado para el inicio de la operación (2012) de la siguiente manera:

- Costo E. Eléctrica año 1 = 12.1 USD \$ /MWh (0.121 USD \$/KWh)

- Costo Gas natural año 1 = 7.4 USD \$ / MBTU

- 4.6.3. Se mantienen las normas tributarias vigentes. Se asume no habrá cambios en la regulación tributaria que afecta el proyecto.
- 4.6.4. La demanda de energéticos en los 10 años de evaluación del proyecto para la industria en mención fue proyectada de acuerdo al plan estratégico de crecimiento de producción (plan estratégico), y a estándares de consumo de energía por unidad de producción, herramienta indispensable para elaborar el dimensionamiento de la planta.
- 4.6.5. Se mantiene el costo de capital promedio ponderado del negocio en 12 % (WACC), durante la vida del proyecto.

## **5. APLICACIÓN Y PROYECCIONES**

### **5.1. VARIABLES DEL PROYECTO**

Como todo proyecto de inversión, en la Cogeneración a gas se tienen unas variables críticas que afectan el resultado final del ejercicio de su evaluación Financiera, las cuales a su vez obedecen variables macroeconómicas de país y variables naturales de fuerzas del mercado, por lo que es sensible a los niveles esperados de precios (costos para la unidad de negocio) tanto de la energía eléctrica como del gas natural, y es el correcto entendimiento de estas tendencias las que nos guiarán para colocar las correctas proyecciones que generarán los

flujos descontados de caja durante los 10 años de evaluación, que es lo que finalmente alimenta la evaluación financiera.

### 5.1.1 Variables Macroeconómicas

**La Inflación** mide la tendencia de incrementos en el nivel general de precios de la economía. La tasa de inflación es la tasa a la que sube el nivel de precios, y cuando se vive un efecto inverso, esto es disminución de precios, se conoce como tasa de deflación. Generalmente la inflación se mide a través de dos indicadores: Índice de precios al consumidor (IPC) y/o índice de precios del productos (IPP), y el deflactor del PIB (producto interno bruto)

**Índice de precios al consumidor - IPC** no está relacionado por el conjunto de bienes producidos por la economía, ya que muchos de ellos no se le venden a las personas sino a las empresas, lo determina el conjunto de bienes comprados por la inmensa mayoría de los consumidores, que es lo que se conoce como la “Canasta familiar” del país, y cuyos productos constitutivos son determinados por el gobierno y actualizado de acuerdo a las tendencias de consumo que aparezcan con el tiempo.

De otro lado, el deflactor del PIB es manejado en varias economías y se refiere a la relación entre el PIB nominal y el PIB real. Recordemos que el PIB es la suma de las rentas de la economía en un tiempo determinado ( $PIB = Consumo + Inversión + Gasto Público + Exportaciones - Importaciones$ ).

El PIB nominal es la suma de las cantidades de bienes finales producidos multiplicada por su precio corriente, mientras que en el PIB real las cantidades de bienes se multiplican por los precios constantes, por esta razón ambos indicadores se mueven de manera diferente en el tiempo. Para el caso interno colombiano son más usados el IPC y el IPP para analizar la tendencia de costo de vida del país.

**Índice de Precios al productor – IPP:** es un índice de los precios de los bienes producidos en el país por la industria manufacturera, la minería, la agricultura, y las empresas eléctricas y de servicios, y al igual que el IPC es un indicador de la inflación y costo de vida del país. El Indicador muestra la evolución de los precios que se pagan al productor por las mercancías y servicios que oferta, con respecto a un año base, y los mide en su primer nivel de venta, esto es, los precios que fijan los productores. La diferencia con el IPC radica en las agrupaciones en las que está dividido el índice.

El índice debe ser pensado como una medida del porcentaje de cambio, a través del tiempo, del costo promedio de una gran canasta de bienes y servicios comprados por los hogares de Colombia, manteniendo constante la calidad y la cantidad de los bienes, veamos un ejemplo real de la presentación del índice:

El Índice de Precios del Productor -IPP- para el mes de febrero de 2011, registró un incremento de 1,08 por ciento, tasa superior en 0,23 puntos porcentuales frente a la registrada en febrero de 2010. El nivel del índice se ubicó en 115,28 (Base diciembre de

2006=100), mientras que el índice empalmado con la serie del Banco de la República es 191,54 (base junio de 1999 = 100).

El IPP ha sido seleccionado por el mercado eléctrico y el de gas natural como indicador clave para la modificación de gran parte de los componentes de las tarifas en sus diferentes mercados. La tabla siguiente muestra que influencia el crecimiento ó decrecimiento de cada componente de la tarifa en el tiempo de contrato del servicio

Un resumen del índice que modifica cada uno de los rubros de las tarifas de gas y energía eléctrica es mostrado en la Tabla 5.

**Tabla 5: Drivers Macroeconómicos y de Mercado en las Tarifas**

ENERGETICO	COMPONENTE DE LA	ABREV.	INDICE	OTROS DRIVERS DE LA TARIFA
	TARIFA		MACROECONOMICO	
ENERGIA ELECTRICA	1. Generación	G	IPP	Depende de la tendencia de los precios de Bolsa de la Energía
	2. Transporte Nacional	STN	IPP	Formulas tarifarias que retribuyen los activos del transportador
	3. Transporte Regional	STR	IPP	
	4. Transporte ó Distribución Local	SDL	IPP	
	5. Pérdidas	P	IPP	la formula de su calculo incluye el componente G
	6. Restricciones			
	7. Comercialización	C	IPC	
	8. Impuesto Contribucion	I	N/A	El 20% del total de la tarifa para subsidios de estratos 1, 2 y 3
GAS NATURAL	1. Gas boca de pozo	BP	IPP	Dependiendo del pozo puede tener precio regulado ó libre
	2. Transporte Nacional	T	IPP	Se aplican formulas regulatorios basada en activos de transporte
	3. Distribución local	D	N/A	
	4. Comercialización		N/A	
	5. impuesto solidaridad	IS	N/A	Se aplica el 8,9% del total facturado

**Inversión:** Para definir la inversión se partió por determinar el tamaño de la estación de Cogeneración, y tecnología a implementar en la misma, definiendo una instalación para Cogenerar 12 MW ISO, que en condiciones ambientales de la ciudad de Cali pueda entregar alrededor de 9 MW efectivos. El desglose aproximado de la inversión, basado en

que la industria posee el terreno en donde se instalará y por ende este rubro no se debe adicionar a los recursos financieros requeridos, está dado por la Tabla 6:

**Tabla 6 – Inversión requerida para el proyecto.**

<b>Concepto</b>	<b>Capital requerido</b>
Obras Civiles	USD \$ 450.000
Ingeniería	USD \$ 950.000
Equipos - Montaje	USD \$ 16.100.000
<b>TOTAL</b>	<b>USD \$ 17.500.000</b>

Una cuota de imprevistos que genera un margen de seguridad está incluida en la cifra (10%)

#### 5.1.2. Variables de Mercado (Drivers).

Para efectos del análisis financiero del proyecto, y considerando el gas natural como la fuente de energía sustitutiva de la energía eléctrica, podríamos esperar que un incremento más pronunciado en los precios de la energía eléctrica vs. los precios del gas natural conlleve a una mayor factibilidad del mismo, tasada en Valor Presente Neto. En contraste, un mayor nivel de incremento en los precios del gas natural en comparación con los niveles de aumento del precio de la energía eléctrica podría disminuir el Valor Presente del proyecto, hasta el punto de llegar a niveles negativos que destruyen valor, sin embargo esto depende realmente de cuál de los dos energéticos tenga más fuerza en la evaluación financiera fruto de la tecnología en estudio y del nivel de demanda de los mismos en el

cliente, esto se verá claramente en las simulaciones desarrolladas como análisis de sensibilidad.

### 5.1.3. Datos históricos de las variables del proyecto y análisis estadístico:

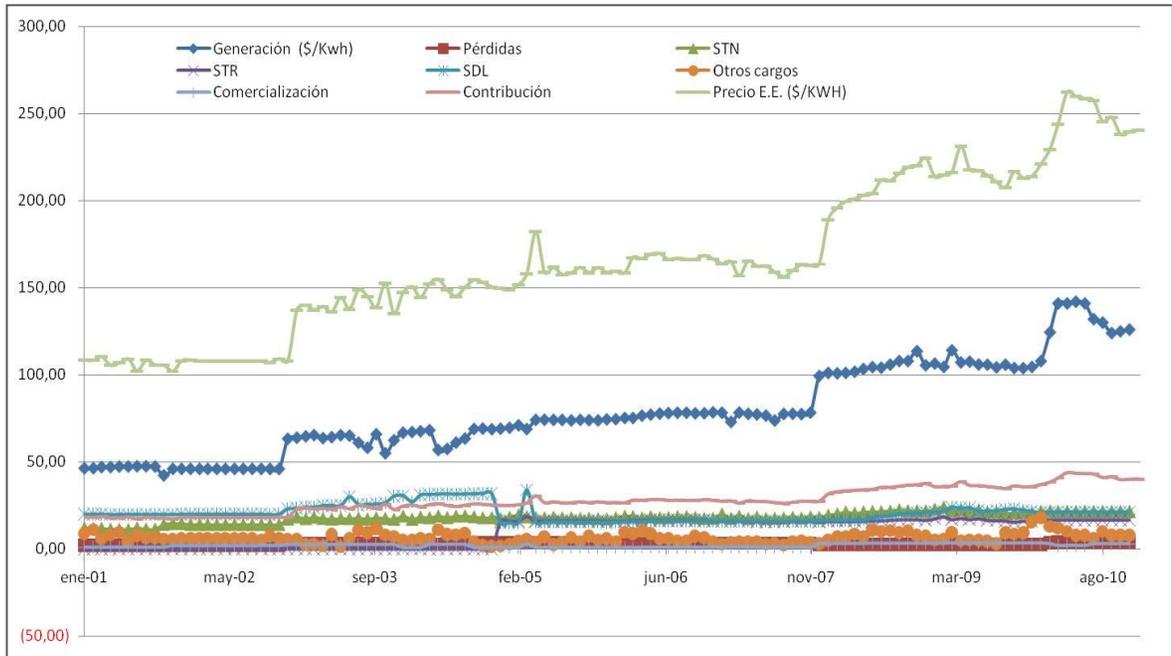
A continuación relacionamos los precios históricos anuales (ver Tabla 7) y mensuales de energía eléctrica para la unidad de negocio en estudio:

**Tabla 7 – Precios Históricos de Energía Eléctrica para la unidad de negocio: (las cifras corresponden a los promedios anuales, calculados a partir de datos mensuales (ver Apéndice 2).**

AÑO	Generación (\$/Kwh)	Pérdidas	STN	STR	SDL	Otros cargos	Comercialización	Contribución	TOTAL
2001	46,53	2,00	11,96	-	19,83	7,40	1,07	17,77	106,57
2002	46,00	2,04	13,95	-	19,94	6,06	1,87	17,97	107,82
2003	62,97	3,19	17,49	-	25,17	6,14	2,47	23,49	140,91
2004	64,82	3,33	18,10	-	30,92	6,08	1,72	24,99	149,95
2005	72,59	3,67	17,90	16,40	16,91	4,59	1,02	26,62	159,70
2006	76,77	3,31	18,03	16,40	15,90	6,90	0,90	27,64	165,84
2007	77,01	3,27	17,99	15,83	16,01	3,63	0,91	26,93	161,57
2008	104,29	2,48	20,93	16,24	18,02	8,07	3,19	34,64	207,86
2009	106,25	2,53	21,77	16,84	22,39	6,49	3,33	35,92	215,53
2010	128,24	3,72	21,44	16,63	21,19	10,39	2,73	40,87	245,21

La siguiente gráfica muestra los datos históricos mensuales de los diferentes niveles de precio de la Energía Eléctrica para la unidad de negocio, así como la de sus componentes:

**Gráfica 2 – Evolución Precios Mensuales de Energía Eléctrica y sus Componentes para la Unidad de Negocio.**



La gráfica permite observar que la tendencia del precio total de la energía eléctrica está altamente influenciada por el comportamiento del costo de Generación. Este último representa en promedio el 47% del precio total de energía y muestra la mayor pendiente de incremento de costo.

**Tabla 8 – Precio Histórico Gas Natural para la unidad de negocio:**

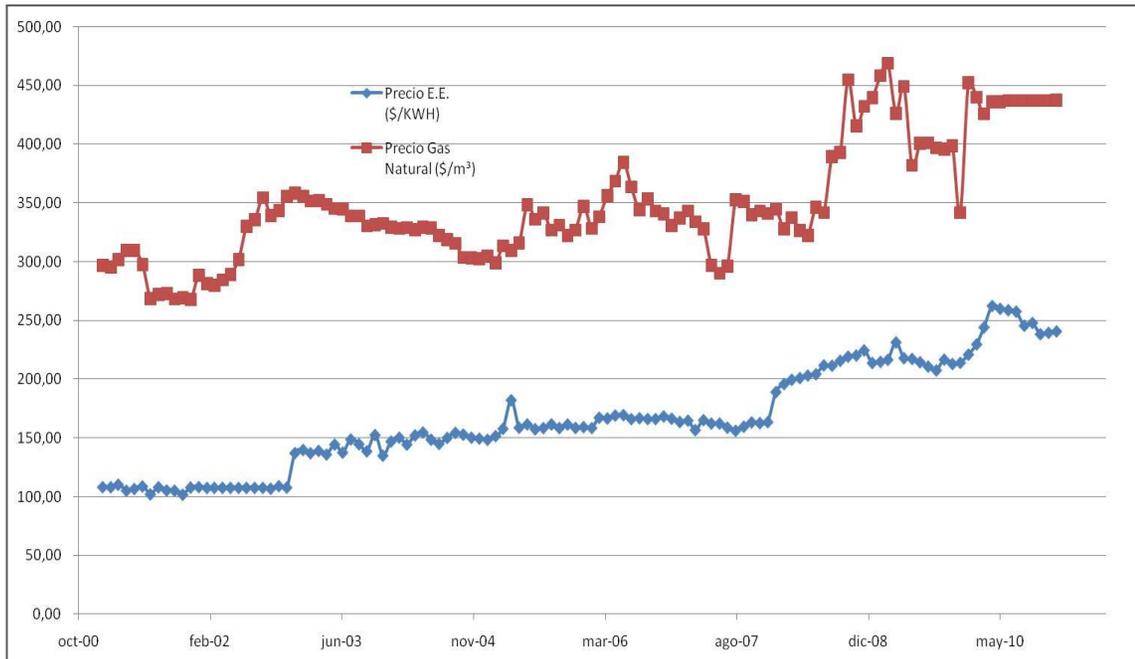
AÑO	Precio G. N. (\$/m <sup>3</sup> )	Variación Porcentual
2001	\$ 285,73	
2002	\$ 315,19	10,31%
2003	\$ 343,96	9,13%
2004	\$ 319,73	-7,05%
2005	\$ 322,91	1,00%
2006	\$ 349,80	8,33%
2007	\$ 329,39	-5,84%
2008	\$ 369,20	12,09%
2009	\$ 413,10	11,89%
2010	\$ 437,44	5,89%

**Tabla 9 – Estadísticos Precio Histórico Energía Eléctrica y Gas Natural**

ESTADÍSTICAS	Generación (\$/Kwh)	Pérdidas	STN	STR	SDL	Otros cargos	Comercialización	Contribución	Precio E.E. (\$/KWH)	Precio Gas Natural (\$/m <sup>3</sup> )
Promedio =	78,82	2,96	18,01	9,92	20,63	6,55	1,93	27,68	166,10	348,64
Desv. Estándar =	25,86	0,64	3,03	8,06	4,83	2,90	0,98	7,25	43,48	50,00
Varianza =	668,52	0,41	9,16	64,95	23,36	8,41	0,97	52,50	1.890,85	2.500,40
Rango =	99,73	2,00	13,01	18,72	18,76	16,92	2,57	26,71	160,24	200,81
Mínimo =	42,27	2,00	11,00	0,00	15,07	1,24	0,82	16,97	101,84	267,94
Máximo =	142,00	4,00	24,01	18,72	33,83	18,16	3,39	43,68	262,08	468,74

Coef. de Correlación entre los precios de Energía Eléctrica y de Gas Natural:  
 ene 2001 a  
 dic 2010 **0,835447**

**Gráfica 3 – Evolución Precios Mensuales de Energía Eléctrica (\$/KWh) y Gas Natural (\$/m<sup>3</sup>) para la unidad de negocio.**



#### 5.1.4. Correlación de las variables

La correlación entre las variables de Precio de la Energía Eléctrica y de Gas Natural es de 0.835447. Este indicador da evidencia de que existe una correlación moderada entre el comportamiento de los precios entre las dos variables para el periodo observado (diez años).

## 5.2. OBTENCIÓN DE PRECIOS FUTUROS DE LAS VARIABLES QUE AFECTARÁN EL PROYECTO POR SIMULACIÓN

### 5.2.1. Simulación de Montecarlo

Según Alonso y Berggrun (2008) se puede generar una posible trayectoria aleatoria de precios de un activo a través de la siguiente expresión:

$$P_{T+1} = P_T e^{R_{T+1}} \quad (1)$$

De la expresión (1):  $P_{T+1}$  es el Precio del activo en el periodo  $T + 1$  (futuro);  $P_T$  es el Precio para el último periodo de la muestra (precio presente); y  $R_{T+1}$  corresponde a la variación del precio entre el periodo  $T + 1$  y  $T$  (variación futura). En este sentido los autores argumentan que en la medida en que el precio futuro de un activo se considera como una variable aleatoria y se asuma que las variaciones futuras de los precios se distribuyen normalmente, los precios futuros  $P_{T+1}$  seguirán una distribución Lognormal<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Esto si se tiene en cuenta que la variación futura  $R_{T+1} = \ln(P_{T+1}) - \ln(P_T)$

Asimismo, los autores sostienen que  $P_{T+1}$  tiene un crecimiento exponencial, debido a que el valor de un activo en el futuro es un proceso que acumula sucesivas variaciones pasadas. De ahí que la expresión (1) plantee que el precio de un activo crece a una tasa de crecimiento exponencial  $R_{T+1}$ .

Por otro lado, en el caso de las variaciones del precio, puesto que los autores plantean el supuesto de normalidad en cuanto a su distribución, se esperaría que una realización de esta variable aleatoria<sup>2</sup> se encuentre alrededor de su media. En este sentido,  $R_{T+1}$  se podría expresar de la siguiente forma:

$$R_{T+1} = \mu + Z\sigma \quad (2)$$

De la expresión (2)  $\mu$  y  $\sigma$  corresponden a la media y desviación estándar de las variaciones del precio respectivamente y  $Z$  es una realización aleatoria de una distribución normal estándar.

Finalmente, teniendo en cuenta las explicaciones mencionadas los autores concluyen que el precio de un activo en el futuro teniendo en cuenta a las expresiones (1) y (2) se puede formular de la siguiente manera:

$$P_{T+1} = P_T e^{\mu + Z\sigma} \quad (3)$$

es decir, el precio de un activo en el futuro ( $P_{T+1}$ ) dependerá de su precio en el pasado ( $P_T$ ) de los valores de la media y la desviación estándar de las variaciones de los precios ( $\mu$  y  $\sigma$ ) y de una realización aleatoria de una distribución normal ( $Z$ ).

---

<sup>2</sup> Es una variable de esta clase en la medida en que  $R_{T+1}$  es sumatoria de variables aleatorias, en este caso de  $\ln(P_{T+1})$ .

La simulación de Montecarlo, según Alonso y Berggrun (2008), implica generar un número considerablemente grande de simulaciones aleatorias y observar qué sucede con el promedio de estas. En este sentido, se busca realizar este tipo de simulación para los precios de los energéticos, basado en el comportamiento normal de la distribución de las variaciones de sus precios<sup>3</sup> y teniendo como base el método utilizado por Alonso y Berggrun (2008) para la generación de una posible trayectoria aleatoria para el precio de un activo.

En este punto, vale la pena anotar que dicha simulación se vale de la expresión (3), para simular 120 precios (periodos mensuales) de la energía eléctrica y del gas natural correspondientes a los próximos 10 años. En este punto, al hacer la simulación para un periodo determinado, se toman  $\mu$  y  $\sigma$  al igual que un  $Z$  aleatorio y con base en estos valores, además de los precios históricos tanto del gas natural como de la energía eléctrica, se computa una realización para el precio futuro.

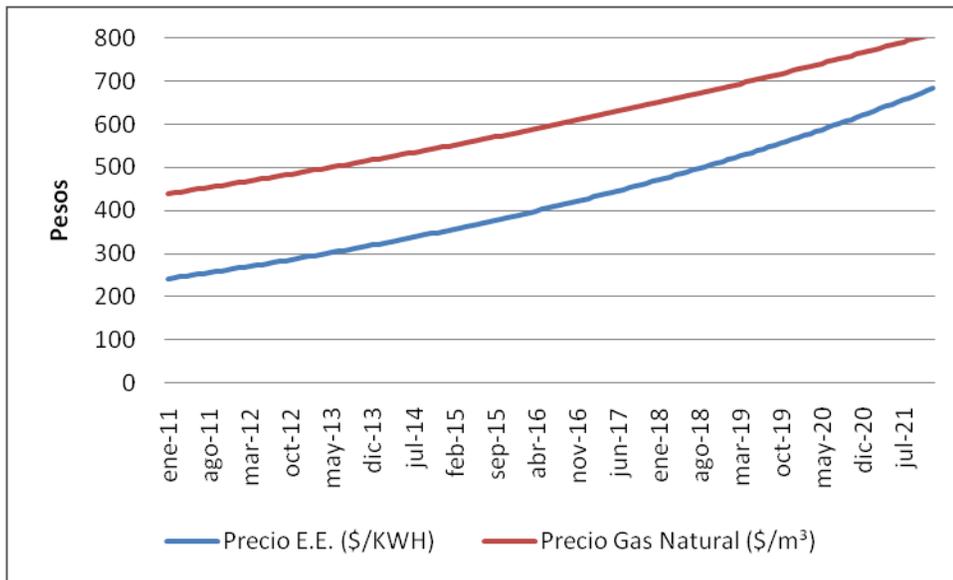
De esta forma, se estiman 5.000 combinaciones de precios para ese periodo, y con esa información se calcula el promedio de ellos. Este promedio corresponde a la estimación del precio de los energéticos para dicho periodo. Se utilizó el software Risk Simulator para la citada simulación.

---

<sup>3</sup> Lo que en conjunto con otros factores como el grado de incertidumbre en los precios, hace posible el uso de la aproximación de Alonso y Berggrun (2008)

A continuación, se presentan los resultados de la Simulación de Montecarlo para los precios del gas natural y de la energía eléctrica.

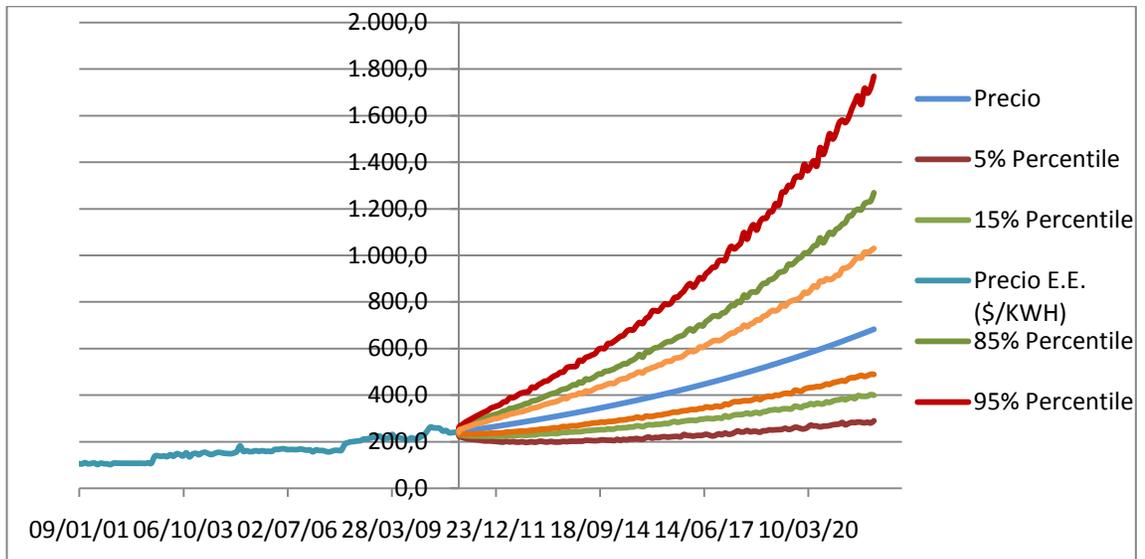
**Gráfica 4 – Simulación del Precio de Energía Eléctrica y del Gas Natural 2011 – 2021:**



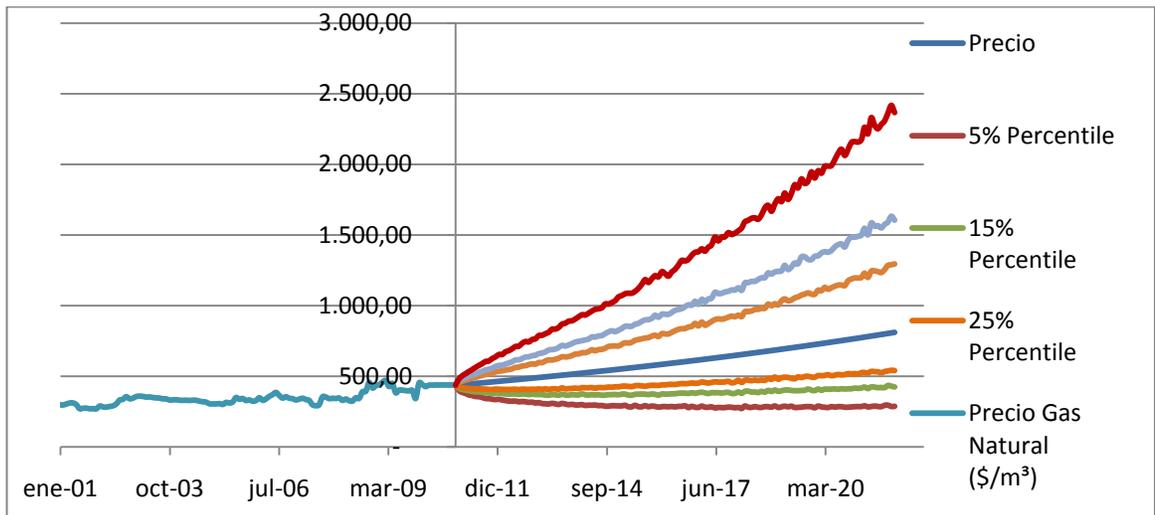
Fuente: Cálculos propios.

En las gráficas 5 y 6, se hace posible evidenciar el comportamiento histórico de los precios de energía eléctrica y gas natural respectivamente, así como el comportamiento esperado para los próximos 10 años, y los percentiles. Estos últimos determinan la probabilidad de que las cifras se encuentren por debajo de los niveles de dichas curvas de precios.

**Gráfica 5 – Simulación del Precio de Energía Eléctrica (COP/KWh) – Simulación de Montecarlo:**



**Gráfica 6 – Simulación del Precio de Gas Natural (COP/m<sup>3</sup>) – Simulación de Montecarlo:**



En las Tablas 10 y 11 a continuación, se muestran los datos esperados de precios de Energía Eléctrica y de Gas Natural para el periodo 2011 – 2021, con los cuales se realizará la valoración del proyecto en una etapa posterior.

**Tabla 10 - Precios esperados de Energía Eléctrica y Gas Natural – Montecarlo**

Periodo	E.E. (COP/KWh)	G.N. (COP/m <sup>3</sup> )	E.E. (USD/KWh)	Variación Anual	G.N. (USD/MBTU)	Variación Anual
2011	253,24	450,77	0,127		5,978	
2012	278,46	476,77	0,139	9,96%	6,323	5,77%
2013	306,19	504,27	0,153	9,96%	6,688	5,77%
2014	336,68	533,36	0,168	9,96%	7,074	5,77%
2015	370,21	564,13	0,185	9,96%	7,482	5,77%
2016	407,07	596,67	0,204	9,96%	7,913	5,77%
2017	447,61	631,08	0,224	9,96%	8,370	5,77%
2018	492,19	667,49	0,246	9,96%	8,852	5,77%
2019	541,20	705,99	0,271	9,96%	9,363	5,77%
2020	595,10	746,71	0,298	9,96%	9,903	5,77%
2021	654,36	789,78	0,327	9,96%	10,474	5,77%

Fuente: Cálculos propios.

**Tabla 11 - Precios esperados de Energía Eléctrica Sin Contribución y Gas Natural Montecarlo**

Periodo	E.E. (COP/KWh)	G.N. (COP/m <sup>3</sup> )	E.E. (USD/KWh)	Variación Anual	G.N. (USD/MBTU)	Variación Anual
2011	202,59	450,77	0,101		5,978	
2012	222,76	476,77	0,111	9,96%	6,323	5,77%
2013	244,95	504,27	0,122	9,96%	6,688	5,77%
2014	269,34	533,36	0,135	9,96%	7,074	5,77%
2015	296,16	564,13	0,148	9,96%	7,482	5,77%
2016	325,66	596,67	0,163	9,96%	7,913	5,77%
2017	358,09	631,08	0,179	9,96%	8,370	5,77%
2018	393,75	667,49	0,197	9,96%	8,852	5,77%
2019	432,96	705,99	0,216	9,96%	9,363	5,77%
2020	476,08	746,71	0,238	9,96%	9,903	5,77%
2021	523,49	789,78	0,262	9,96%	10,474	5,77%

Fuente: Cálculos propios.

### 5.2.2. Simulación modelo Lognormal

El comportamiento de las variaciones de los precios de los energéticos objeto de análisis obedece a una distribución de tipo Normal. En ese sentido, es posible aplicar el Modelo Lognormal (Alonso y Berggrun, 2008). Toda vez que se dispone de series históricas (precios mensuales entre enero de 2001 y diciembre de 2010), es posible encontrar un promedio y una desviación estándar de los datos. A partir de los retornos continuos, resulta factible proyectar periodos posteriores de comportamiento de los precios.

Para las proyecciones bajo el modelo Lognormal, se utiliza una variable “Z” aleatoria, la cual hace necesario, para garantizar una alta confiabilidad de las cifras esperadas. El modelo fue corrido veinte (20) veces, y se seleccionaron las cifras del escenario de proyección reflejado en la siguiente tabla, las cuales corresponden al promedio de las iteraciones del proyecto.

**Tabla 12 - Precios esperados de Energía Eléctrica y Gas Natural - LogNormal**

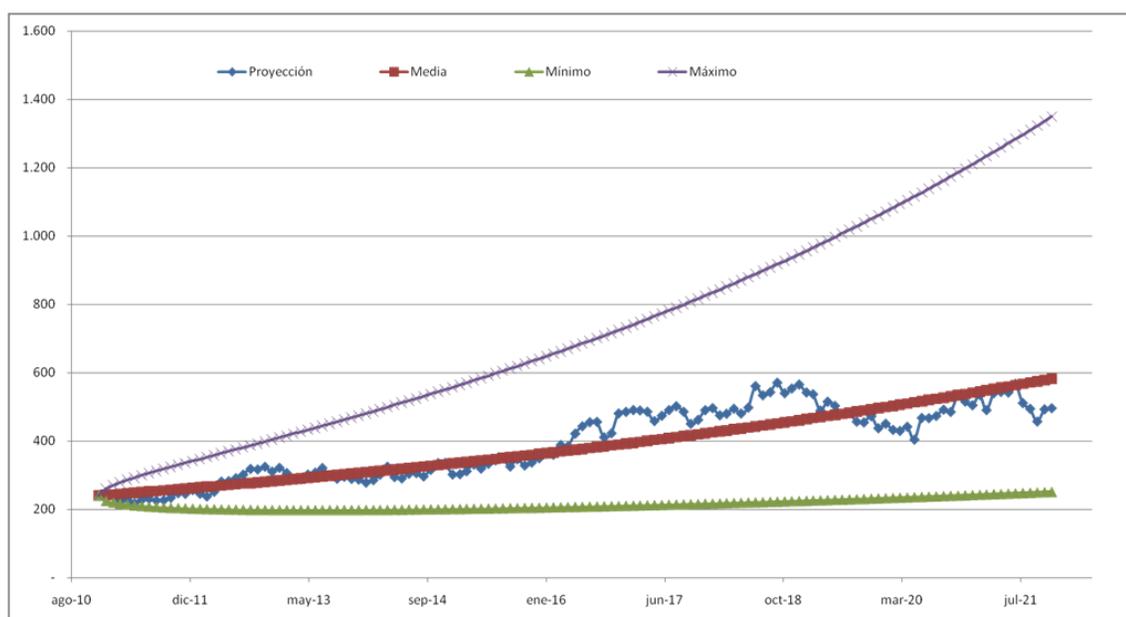
Periodo	E.E. (COP/KWh)	G.N. (COP/m <sup>3</sup> )	E.E. (USD/KWh)	Variación Anual	G.N. (USD/MBTU)	Variación Anual
2011	232,29	390,69	0,116		5,181	
2012	279,68	435,07	0,140	20,40%	5,770	11,36%
2013	299,95	402,88	0,150	7,25%	5,343	-7,40%
2014	306,06	418,50	0,153	2,03%	5,550	3,88%
2015	327,74	502,55	0,164	7,08%	6,665	20,08%
2016	411,31	560,98	0,206	25,50%	7,440	11,63%
2017	480,21	546,52	0,240	16,75%	7,248	-2,58%
2018	518,57	635,02	0,259	7,99%	8,422	16,19%
2019	494,39	599,66	0,247	-4,66%	7,953	-5,57%
2020	465,85	749,45	0,233	-5,77%	9,940	24,98%
2021	514,24	712,20	0,257	10,39%	9,445	-4,97%

**Tabla 13 - Precios esperados de Energía Eléctrica sin Contribución y Gas Natural modelo LogNormal**

Periodo	E.E. (COP/KWh)	G.N. (COP/m <sup>3</sup> )	E.E. (USD/KWh)	Variación Anual	G.N. (USD/MBTU)	Variación Anual
2011	185,83	390,69	0,093		5,181	
2012	223,75	435,07	0,112	20,40%	5,770	11,36%
2013	239,96	402,88	0,120	7,25%	5,343	-7,40%
2014	244,85	418,50	0,122	2,03%	5,550	3,88%
2015	262,19	502,55	0,131	7,08%	6,665	20,08%
2016	329,05	560,98	0,165	25,50%	7,440	11,63%
2017	384,17	546,52	0,192	16,75%	7,248	-2,58%
2018	414,86	635,02	0,207	7,99%	8,422	16,19%
2019	395,51	599,66	0,198	-4,66%	7,953	-5,57%
2020	372,68	749,45	0,186	-5,77%	9,940	24,98%
2021	411,39	712,20	0,206	10,39%	9,445	-4,97%

La Gráfica 7 muestra una proyección de las tarifas de Energía Eléctrica para el periodo Enero de 2011 a Diciembre de 2021 con un nivel de confianza del 95% (ver Apéndice 4 – Simulación Lognormal).

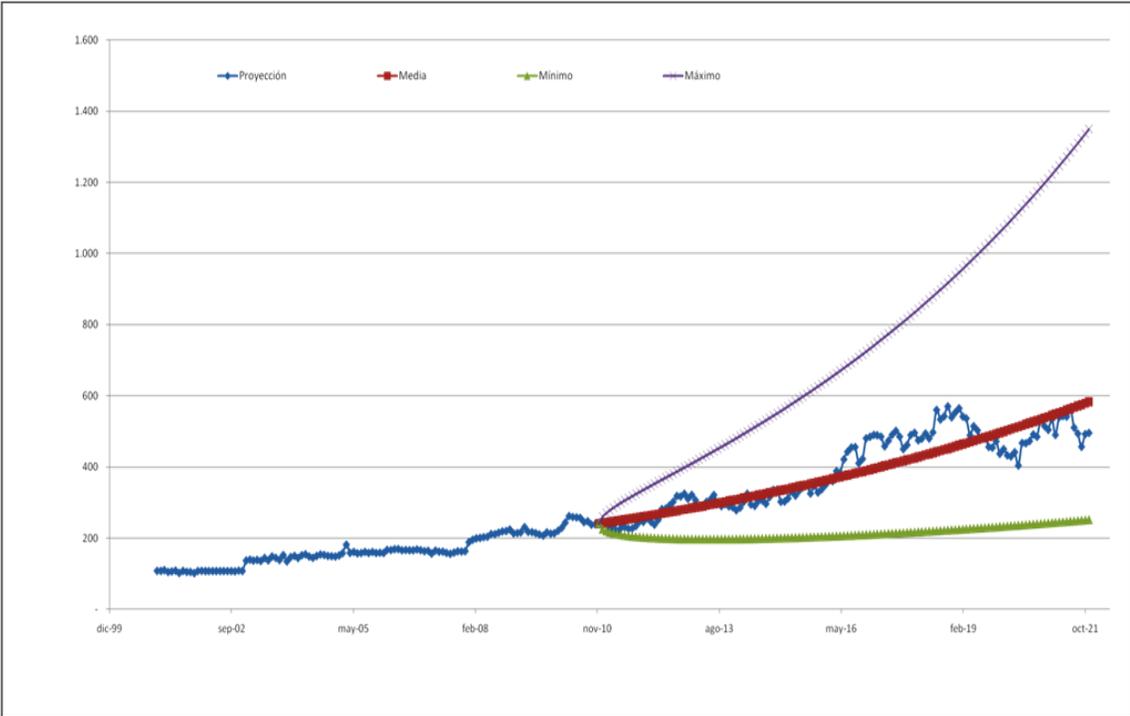
**Gráfica 7 – Simulación del Precio de Energía Eléctrica 2011 – 2021 Modelo LogNormal (Nivel de confianza del 95%):**



La gráfica muestra la trayectoria de un posible escenario de comportamiento del precio futuro de la energía eléctrica (curva azul). En verde se aprecia la estimación del valor mínimo que podría experimentar el precio, a su vez que la curva superior demarca su máxima expresión posible, con un nivel de confianza del 95%. La media estimada está configurada por la curva de color rojo.

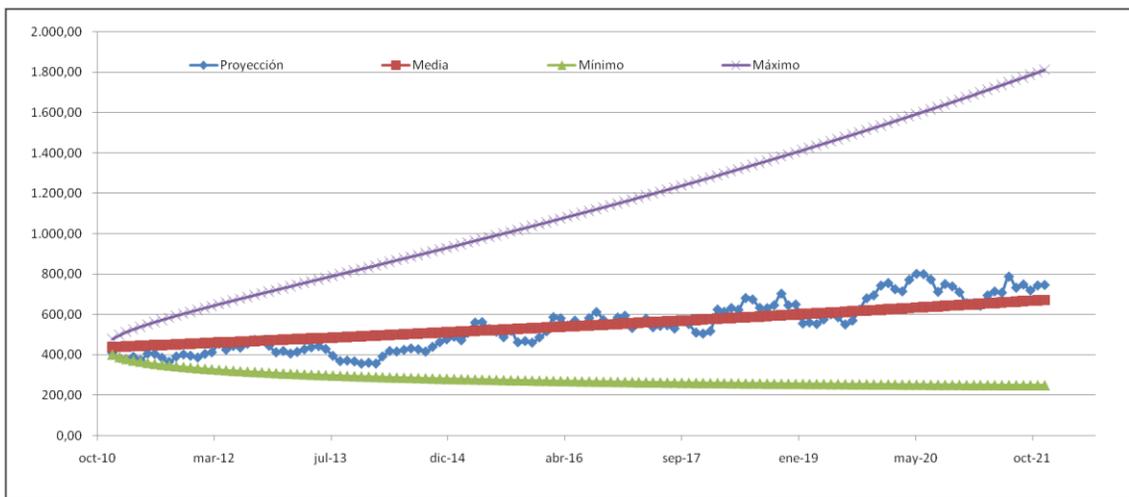
Una vez realizada esta proyección, podemos apreciar en la gráfica siguiente los valores históricos del precio de Energía Eléctrica y la proyección de la misma bajo este modelo de simulación.

**Gráfica 8 - Precios de Energía Eléctrica (\$/KWH) Históricos vs. Proyectados modelo Lognormal (Nivel de confianza del 95%).**

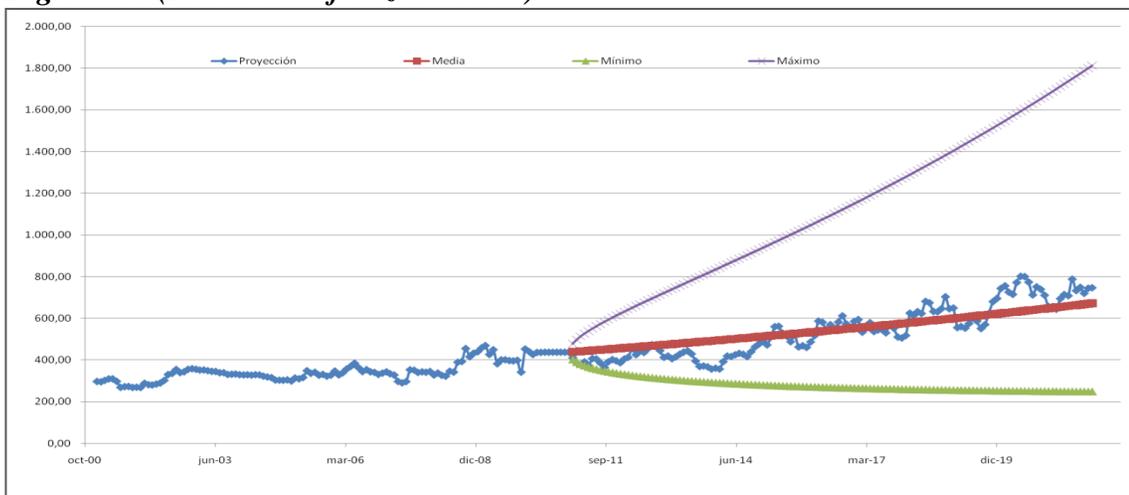


La curva de Trayectoria refleja los valores reales de precio por KWh de energía eléctrica hasta la intersección, momento en el cual se observa el posible escenario citado anteriormente. Las Gráficas 9 y 10 muestran las proyecciones de precios de Gas Natural para el periodo 2011-2021, con un nivel de confianza del 95%, la media de proyección y sus expresiones mínimas y máximas esperadas para el mismo periodo.

**Gráfica 9 – Simulación del Precio de Gas Natural (\$/MBTU) 2011 – 2020 Modelo LogNormal (Nivel de confianza del 95%):**



**Gráfica 10 - Precios de Gas Natural (\$/MBTU) Históricos vs. Proyectados modelo Lognormal (Nivel de confianza del 95%).**



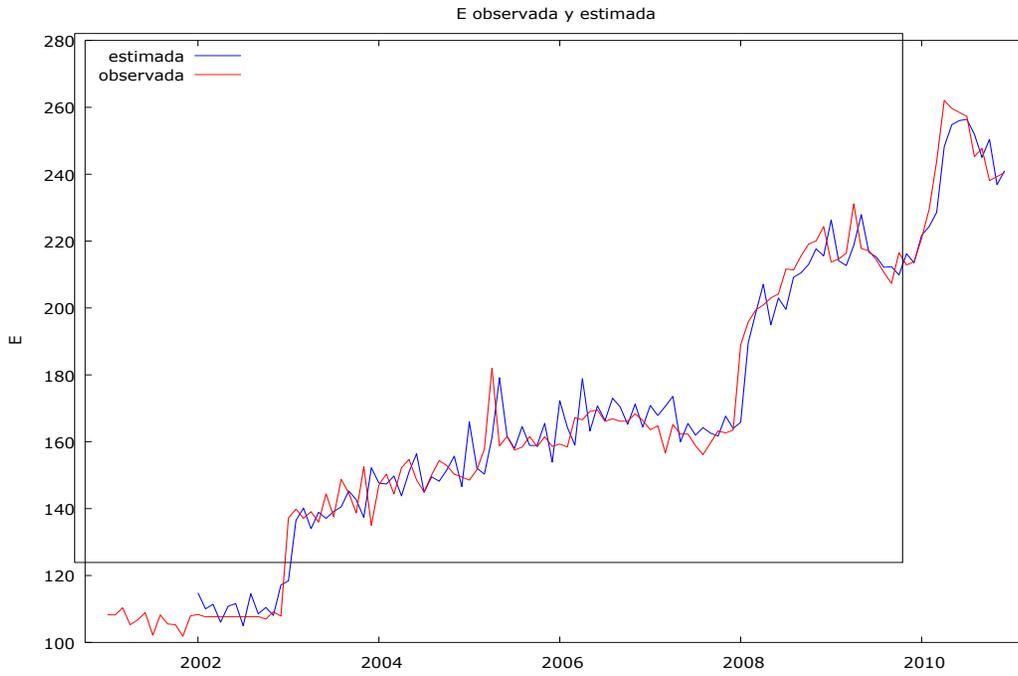
### **5.2.3. Simulación modelo Arima**

El programa Easy Reg permite proyectar, mediante un modelo matemático, y a partir de una información histórica de una o varias variables, el comportamiento futuro de la(s) misma(s). El software define una ecuación para la gráfica de datos históricos y realizar una proyección con un nivel de confianza del 95%. Las gráficas 11 y 12 muestran, en color rojo (Observada), la curva de precios históricos reales y, en azul (Estimada), la curva de la ecuación calculada para pronosticar comportamientos futuros de los precios de energía eléctrica y gas natural. El modelo resulta aplicable para realizar proyecciones de precio dado el caso de estudio del presente proyecto, toda vez que se fundamenta en datos históricos para realizar pronósticos con un alto nivel de confianza.

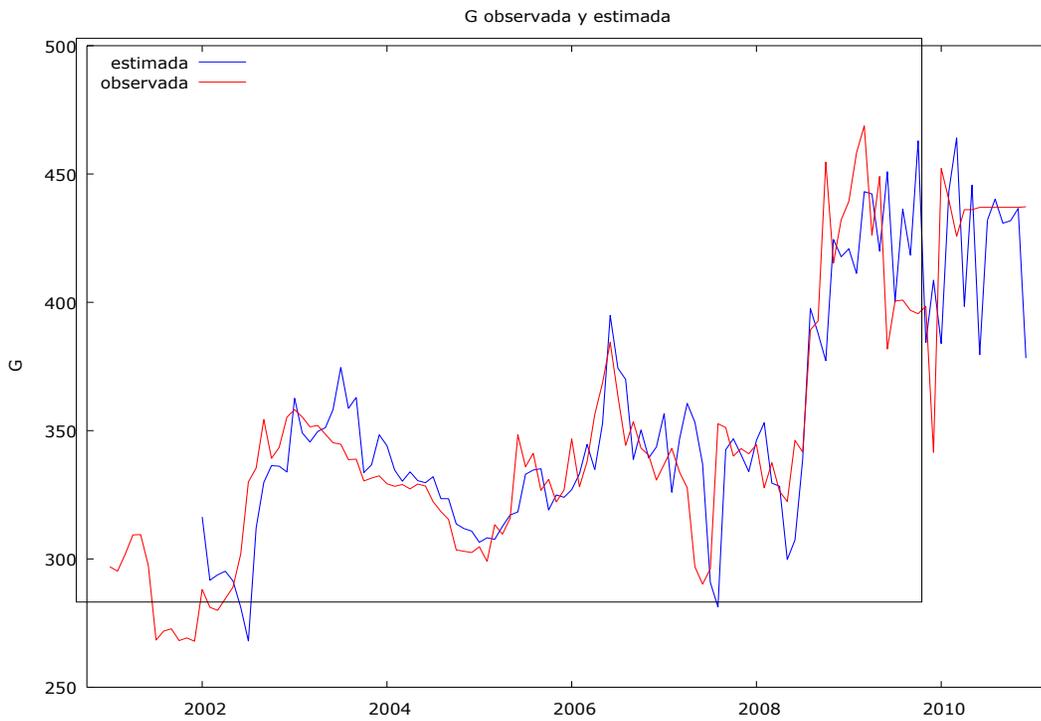
Al igual que el modelo anterior, la proyección precisa un rango mínimo y un rango máximo de precios futuros. En las tablas 14 y 15 se pueden observar los datos proyectados. En estas, para cada período, se muestran los precios promedio anuales proyectados de Energía Eléctrica (\$/KWh) y Gas Natural (\$/m<sup>3</sup>). A su vez, en las gráficas 13 y 14 se puede observar la curva de precios mensuales proyectados de Energía Eléctrica y Gas Natural para el periodo 2011 – 2021.

En color azul se observa la curva de precios estimados y la franja verde refleja el rango en el cual se moverán los precios con un nivel de confianza del 95%.

**Gráfica 11 – Curvas Observada y Estimada de los precios de E. Eléctrica**



**Gráfica 12 – Curvas Observada y Estimada de los precios de Gas Natural**



A continuación se presentan las citadas Tabla 14 y Tabla 15.

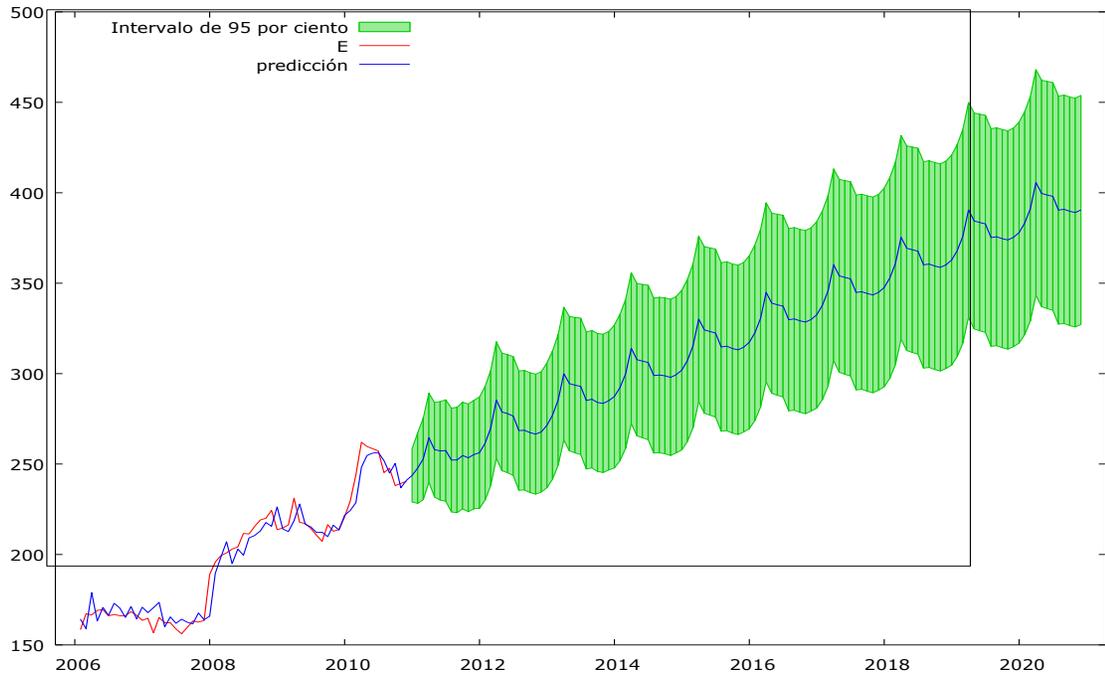
**Tabla 14 – Proyección Precios de Energía Eléctrica y Gas Natural – Modelo Arima**

Periodo	E.E. (COP/KWh)	G.N. (COP/m <sup>3</sup> )	E.E. (USD/KWh)	Variación Anual	G.N. (USD/MBTU)	Variación Anual
2011	254,12	488,78	0,127		6,482	
2012	270,45	516,85	0,135	6,42%	6,855	5,74%
2013	286,56	538,60	0,143	5,96%	7,143	4,21%
2014	300,74	558,65	0,150	4,95%	7,409	3,72%
2015	316,38	578,25	0,158	5,20%	7,669	3,51%
2016	331,46	597,72	0,166	4,77%	7,927	3,37%
2017	346,56	617,16	0,173	4,55%	8,185	3,25%
2018	361,80	636,59	0,181	4,40%	8,443	3,15%
2019	376,93	656,01	0,188	4,18%	8,700	3,05%
2020	392,10	675,44	0,196	4,02%	8,958	2,96%
2021	388,25	675,69	0,194	-0,98%	8,961	0,04%

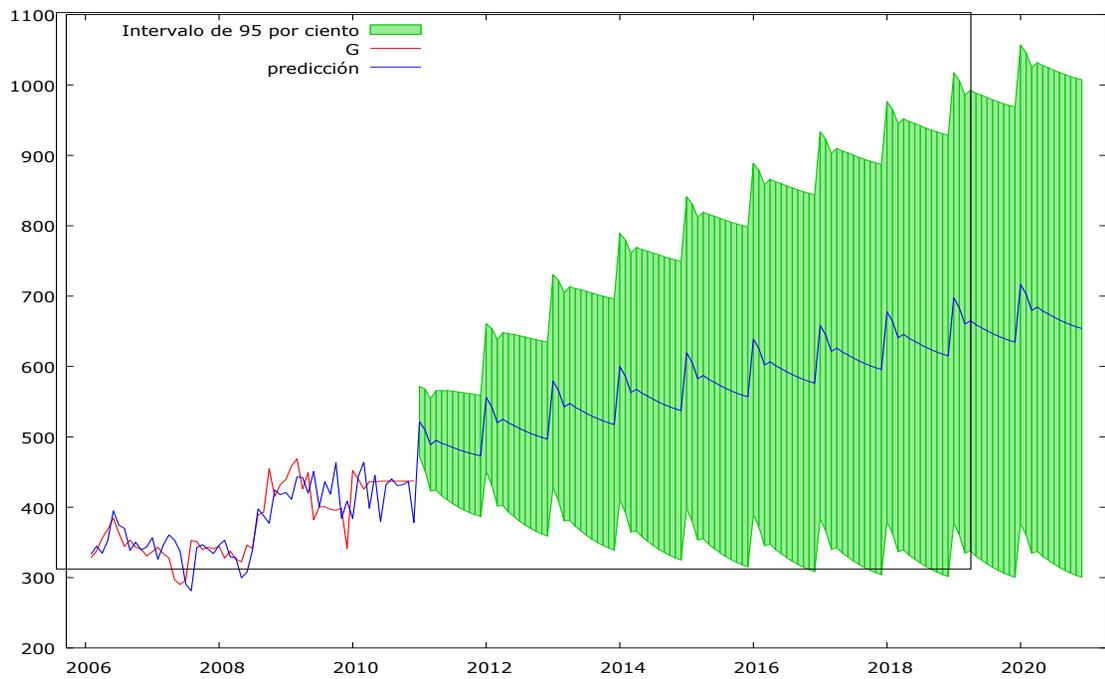
**Tabla 15 – Proyección Precios de Energía Eléctrica Sin Contribución y Gas Natural Modelo Arima**

Periodo	E.E. (COP/KWh)	G.N. (COP/m <sup>3</sup> )	E.E. (USD/KWh)	Variación Anual	G.N. (USD/MBTU)	Variación Anual
2011	203,30	488,78	0,102		6,482	
2012	216,36	516,85	0,108	6,42%	6,855	5,74%
2013	229,25	538,60	0,115	5,96%	7,143	4,21%
2014	240,59	558,65	0,120	4,95%	7,409	3,72%
2015	253,10	578,25	0,127	5,20%	7,669	3,51%
2016	265,17	597,72	0,133	4,77%	7,927	3,37%
2017	277,25	617,16	0,139	4,55%	8,185	3,25%
2018	289,44	636,59	0,145	4,40%	8,443	3,15%
2019	301,54	656,01	0,151	4,18%	8,700	3,05%
2020	313,68	675,44	0,157	4,02%	8,958	2,96%
2021	310,60	675,69	0,155	-0,98%	8,961	0,04%

**Gráfica 13 – Proyección de precios de E. Eléctrica – Modelo Arima**



**Gráfica 14 – Proyección de precios de Gas Natural - Modelo Arima**



Dada la mayor volatilidad en el comportamiento histórico de los precios de Gas Natural, el rango de precios esperados es significativamente mayor que el esperado para los precios futuros de Energía Eléctrica, para el mismo nivel de confianza.

#### **5.2.4. Simulación por Incrementos Porcentuales en los drivers del proyecto**

Para la proyección de las dos variables principales del proyecto, precio gas y energía eléctrica, se utilizará, en primera instancia, la información estadística del comportamiento histórico de ambos factores, para, en una segunda etapa, asumir un porcentaje de incremento replicable en los 10 años de evaluación a proyectar.

Dado el alto impacto del comportamiento de los precios esperados de los recursos energéticos, energía eléctrica y gas natural, y las expectativas del mercado nacional e internacional, el análisis de las variables se fundamentará en la mezcla de sendos niveles proyectados de precio de dichos recursos. A través de un análisis de sensibilidad, se podrá observar los diferentes niveles de Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno del proyecto de cogeneración de energía eléctrica, haciendo cambios en los porcentajes de incremento tomados para el caso base, de manera que se pueda evidenciar la sensibilidad ante cambios no esperados en las variables clave.

Se asumirá un incremento del 3% anual en el precio del Gas Natural y del 4% anual para el caso de Energía Eléctrica. Se presentará una matriz de 9 x 10 (nueve precios estimados para costo de Energía Eléctrica y diez para el de Gas Natural), en la cual se podrán observar, en

una segunda instancia, los cálculos de VPN y TIR para cada uno de los noventa (90) escenarios (Ver Tabla 16).

**Tabla 16 - Matriz de Combinaciones de Precios E.E. y G.N. (Situaciones)**

		PRECIO DEL GAS NATURAL									
		US\$/MBTU									
PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA US\$/kWh		6,01	6,20	6,39	6,59	6,79	7,39	8,00	9,00	10,00	11,00
	0,103										
	0,107										
	0,112										
	0,116										
	0,121										
	0,126										
	0,131										
	0,136										
	0,142										

Cada valor representa la tarifa de partida para el año 2011, valor a partir del cual se aplicaría un incremento del costo de gas natural del 3% y del 4% para el de energía eléctrica.

Para los tres primeros modelos de simulación, se contemplarán dos escenarios: uno con la proyección de las tarifas de Energía Eléctrica con el costo de contribución del 20% incluido, y otro con la exclusión de este costo, dado el anuncio del Gobierno Nacional de eliminar este gravamen a partir del mes de enero del año 2012.

## **6. RESULTADOS Y VALORACIÓN DEL PROYECTO**

Para la evaluación del proyecto de cogeneración de energía eléctrica con base en gas natural, resulta pertinente calcular los ahorros generados por la cogeneración. Para cada

modelo, se calcularán los ahorros estimados, resultantes de la diferencia entre el costo de operar la planta bajo el esquema actual, con los costos estimados tanto de energía eléctrica como de gas natural, y el costo de operar con cogeneración de energía eléctrica con base en gas, sustituyendo la energía comprada en red.

La evaluación financiera del proyecto, para cada uno de sus escenarios, se realizará a partir de los resultados en términos de Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno. Estos valores serán el resultado de la estimación del Flujo de Caja durante la vida del proyecto haciendo uso de los valores esperados promediados anualmente, a partir de cifras de precios de energía eléctrica y gas natural promediados con periodicidad mensual. Los ahorros mencionados serán considerados, para efectos de esta evaluación, como un ingreso del proyecto, al cual se le descontarán los gastos incurridos en la implementación y ejecución de la cogeneración.

A continuación se presentan las cifras del proyecto bajo cada uno de los modelos y escenarios considerados.

## **6.1. RESULTADOS Y VALORACIÓN SIMULACIÓN DE MONTECARLO**

La Tabla 17 refleja una estimación de los costos de recursos energéticos para la operación sin cogeneración y con cogeneración de energía eléctrica con base en gas natural.

**Tabla 17 – Comparativo Costos de Energéticos con y sin Cogeneración**

	F'010 0	F'011 0	F'012 1	F'013 2	F'014 3	F'015 4	F'016 5	F'017 6	F'018 7	F'019 8	F'020 9	F'021 10
<b>SITUACION SIN COGEN</b>												
A Demanda de Electricidad (M-kWh/año) (ver Tabla 8)			67.088	67.415	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529
B Costo de Energía Eléctrica US\$/KWh (ver Tabla 3)	\$	0,139 \$	0,153 \$	0,168 \$	0,185 \$	0,204 \$	0,224 \$	0,246 \$	0,271 \$	0,298 \$	0,327	0,327
C Costo Anual Electricidad (MU\$)(A x B)	\$	9.340 \$	10.321 \$	11.368 \$	12.500 \$	13.745 \$	15.113 \$	16.619 \$	18.274 \$	20.093 \$	22.094	22.094
D Demanda de Gas Calderas FW (M-MBTU/año) (ver Tabla 11)			1.062	1.072	1.075	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076
E Demanda de Gas usuarios directos (M-MBTU/año) (ver Tabla 10)			267	286	293	293	293	293	293	293	293	293
F Demanda de gas natural (M-MBTU/año) (D+E)			1.329	1.358	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368
G Costo de gas natural (US\$/Mbtu) (ver Tabla 5)	\$	6,323 \$	6,688 \$	7,074 \$	7,482 \$	7,913 \$	8,370 \$	8,852 \$	9,363 \$	9,903 \$	10,474	10,474
H Costo anual Gas (MU\$)(F x G)	\$	8.403 \$	9.082 \$	9.675 \$	10.238 \$	10.828 \$	11.453 \$	12.114 \$	12.812 \$	13.551 \$	14.333	14.333
I COSTO TOTAL ENERGÍA Y GAS (MU\$)(C+H)	\$	17.744 \$	19.403 \$	21.043 \$	22.738 \$	24.573 \$	26.566 \$	28.732 \$	31.086 \$	33.645 \$	36.427	36.427
<b>SITUACION CON COGEN</b>												
J Electricidad por Cogeneración (M-kWh/año)			67.088	67.415	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529
K Electricidad comprada en red (M-kWh/año)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L Costo anual electricidad comprada en red (MU\$)(J x K)	\$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
M Demanda Turbina de gas natural (M-MBTU/año) (ver Tabla 11)			785	789	796	805	805	805	805	805	805	805
N Demanda de GN Caldera HRSG (M-MBTU/año) (ver Tabla 11)			575	580	582	583	583	583	583	583	583	583
O Demanda gas calderas y usuario directos fábrica (M-MBTU/año) (ver Tabla 11)			267	286	293	293	293	293	293	293	293	293
P Total Demanda Gas Natural (M-MBTU/año) (M+N+O)			1.628	1.656	1.671	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681
Q Costo del gas a Turbina (MU\$)/MBTU (1)	\$	5,81 \$	6,14 \$	6,50 \$	6,87 \$	7,27 \$	7,69 \$	8,13 \$	8,60 \$	9,09 \$	9,62	9,62
R Costo Anual Gas (MU\$) ((M x Q) + ((N+O) x G))	\$	9.588 \$	10.327 \$	11.022 \$	11.727 \$	12.403 \$	13.119 \$	13.875 \$	14.676 \$	15.522 \$	16.418	16.418
S COSTO ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS (MU\$)(L+R)	\$	9.588 \$	10.327 \$	11.022 \$	11.727 \$	12.403 \$	13.119 \$	13.875 \$	14.676 \$	15.522 \$	16.418	16.418
T AHORROS (MU\$)(I-S)	\$	8.156 \$	9.076 \$	10.021 \$	11.011 \$	12.170 \$	13.448 \$	14.857 \$	16.410 \$	18.122 \$	20.010	20.010

En la Tabla 18 se observan las cifras de Flujo de Fondos Netos del proyecto con la simulación de precios del modelo de Simulación de Montecarlo.

**Tabla 18 – Flujo de Caja Projectado del Proyecto de Cogeneración**

	F'010 0	F'011 0	F'012 1	F'013 2	F'014 3	F'015 4	F'016 5	F'017 6	F'018 7	F'019 8	F'020 9	F'021 10
<b>CASH FLOW</b>												
Inversión												
Edificaciones	\$	(200) \$	(300)									
Maquinaria	\$	(3.600) \$	(11.650)									
Ahorros			8.156 \$	9.076 \$	10.021 \$	11.011 \$	12.170 \$	13.448 \$	14.857 \$	16.410 \$	18.122 \$	20.010
Depreciación			(788) \$	(788) \$	(788) \$	(788) \$	(788) \$	(788) \$	(788) \$	(788) \$	(788) \$	(788)
Costo de Mantenimiento (1)			(600) \$	(600) \$	(600) \$	(600) \$	(600) \$	(600) \$	(600) \$	(600) \$	(600) \$	(600)
Costo contrato de respaldo red (2)			(225) \$	(225) \$	(225) \$	(225) \$	(225) \$	(225) \$	(225) \$	(225) \$	(225) \$	(225)
Utilidad Operacional			6.543 \$	7.463 \$	8.409 \$	9.398 \$	10.557 \$	11.835 \$	13.244 \$	14.797 \$	16.510 \$	18.397
Impuestos (33%)			(2.159) \$	(2.463) \$	(2.775) \$	(3.101) \$	(3.484) \$	(3.906) \$	(4.371) \$	(4.883) \$	(5.448) \$	(6.071)
Utilidad Después de Impuestos			4.384 \$	5.000 \$	5.634 \$	6.297 \$	7.073 \$	7.930 \$	8.874 \$	9.914 \$	11.062 \$	12.326
Depreciación			788 \$	788 \$	788 \$	788 \$	788 \$	788 \$	788 \$	788 \$	788 \$	788
Capital de Trabajo			(250) \$									250
Flujo de caja	\$	(3.800) \$	(12.200) \$	5.171 \$	5.788 \$	6.421 \$	7.084 \$	7.861 \$	8.717 \$	9.661 \$	10.702 \$	11.849 \$
Flujo de caja con inversión	\$	(3.800) \$	(12.200) \$	(10.829) \$	(5.041) \$	1.380 \$	8.465 \$	16.326 \$	25.043 \$	34.704 \$	45.406 \$	57.255 \$
Pay back counter					2.79 \$	2.81 \$	2.92 \$	3.13 \$	3.41 \$	3.76 \$	4.17 \$	4.55
TIR			37,2%									
VPN MU\$ (Wacc 12%)			24.850 \$									
Periodo de Recuperación			2,8 años									

El proyecto resulta financieramente viable, toda vez que el VPN es superior a \$0, es decir, se trata de un proyecto que agrega valor, y su Tasa Interna de Retorno es superior al WACC o costo de oportunidad. El **VPN** de la simulación equivale a **USD \$24.849.889**, con una **TIR del 37.2%**. El Periodo de Recuperación (**Payback**) es de **2.8 años**.

Considerando la posible eliminación del Impuesto de Contribución (20%) en la tarifa de energía eléctrica, las cifras del proyecto serían las siguientes:

**Tabla 19 – Comparativo Costos de Energéticos con y sin Cogeneración Sin Impuesto de Contribución**

	F'010	F'011	F'012	F'013	F'014	F'015	F'016	F'017	F'018	F'019	F'020	F'021
	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SITUACION SIN COGEN	A Demanda de Electricidad (M-kWh/año) (ver Tabla 8)		67.088	67.415	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529
	B Costo de Energía Eléctrica US\$/KWh (ver Tabla 3)		\$ 0,111	\$ 0,122	\$ 0,135	\$ 0,148	\$ 0,163	\$ 0,179	\$ 0,197	\$ 0,216	\$ 0,238	\$ 0,262
	C Costo Anual Electricidad (MUS\$) (A x B)		\$ 7.472	\$ 8.257	\$ 9.094	\$ 10.000	\$ 10.996	\$ 12.091	\$ 13.295	\$ 14.619	\$ 16.075	\$ 17.675
	D Demanda de Gas Calderas FW (M-MBTU/año) (ver Tabla 11)		1.062	1.072	1.075	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076
	E Demanda de Gas usuarios directos (M-MBTU/año) (ver Tabla 10)		267	286	293	293	293	293	293	293	293	293
	F Demanda de gas natural (M-MBTU/año) (D+E)		1.329	1.358	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368
	G Costo de gas natural (US\$/Mbtu) (ver Tabla 5)		\$ 6,323	\$ 6,688	\$ 7,074	\$ 7,482	\$ 7,913	\$ 8,370	\$ 8,852	\$ 9,363	\$ 9,903	\$ 10,474
	H Costo anual Gas (MUS\$) (F x G)		\$ 8.403	\$ 9.082	\$ 9.675	\$ 10.238	\$ 10.828	\$ 11.453	\$ 12.114	\$ 12.812	\$ 13.551	\$ 14.333
	I COSTO TOTAL ENERGÍA Y GAS (MUS\$) (C+H)		\$ 15.875	\$ 17.338	\$ 18.770	\$ 20.238	\$ 21.824	\$ 23.544	\$ 25.408	\$ 27.431	\$ 29.626	\$ 32.008
	J Electricidad por Cogeneración (M-kWh/año)		67.088	67.415	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529
K Electricidad comprada en red (M-kWh/año)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
L Costo anual electricidad comprada en red (MUS\$) (K x G)		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
M Demanda Turbina de gas natural (M-MBTU/año) (ver Tabla 11)		785	789	796	805	805	805	805	805	805	805	
N Demanda de GN Caldera HRSG (M-MBTU/año) (ver Tabla 11)		575	580	582	583	583	583	583	583	583	583	
O Demanda gas calderas y usuario directos fábrica (M-MBTU/año) (ver Tabla 11)		267	286	293	293	293	293	293	293	293	293	
P Total Demanda Gas Natural (M-MBTU/año) (M+N+O)		1.628	1.656	1.671	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681	
Q Costo del gas a Turbina (MUS\$/MBTU) (1)		\$ 5,81	\$ 6,14	\$ 6,50	\$ 6,87	\$ 7,27	\$ 7,69	\$ 8,13	\$ 8,60	\$ 9,09	\$ 9,62	
R Costo Anual Gas (MUS\$) (M x Q + (N+O) x G)		\$ 9.588	\$ 10.327	\$ 11.022	\$ 11.727	\$ 12.403	\$ 13.119	\$ 13.875	\$ 14.676	\$ 15.522	\$ 16.418	
S COSTO ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS (MUS\$) (L+R)		\$ 9.588	\$ 10.327	\$ 11.022	\$ 11.727	\$ 12.403	\$ 13.119	\$ 13.875	\$ 14.676	\$ 15.522	\$ 16.418	
T AHORROS (MUS\$) (S)		\$ 6.287	\$ 7.011	\$ 7.748	\$ 8.511	\$ 9.421	\$ 10.425	\$ 11.533	\$ 12.755	\$ 14.104	\$ 15.591	

**Tabla 20 – Flujo de Caja Proyectado del Proyecto de Cogeneración Sin Contribución en Energía Eléctrica**

	F'010	F'011	F'012	F'013	F'014	F'015	F'016	F'017	F'018	F'019	F'020	F'021
	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Inversión</b>												
Edificaciones	\$ (200)	\$ (300)										
Maquinaria	\$ (3.600)	\$ (11.650)										
Ahorros			\$ 6.287	\$ 7.011	\$ 7.748	\$ 8.511	\$ 9.421	\$ 10.425	\$ 11.533	\$ 12.755	\$ 14.104	\$ 15.591
Depreciación			\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)
Costo de Mantenimiento (1)			\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)
Costo contrato de respaldo red (2)			\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)
Utilidad Operacional			\$ 4.675	\$ 5.399	\$ 6.135	\$ 6.898	\$ 7.808	\$ 8.812	\$ 9.920	\$ 11.143	\$ 12.491	\$ 13.978
Impuestos (33%)			\$ (1.543)	\$ (1.782)	\$ (2.025)	\$ (2.276)	\$ (2.577)	\$ (2.908)	\$ (3.274)	\$ (3.677)	\$ (4.122)	\$ (4.613)
Utilidad Después de Impuestos			\$ 3.132	\$ 3.617	\$ 4.110	\$ 4.622	\$ 5.232	\$ 5.904	\$ 6.647	\$ 7.466	\$ 8.369	\$ 9.365
Depreciación			\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788
Capital de Trabajo		\$ (250)			\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 250
<b>Flujo de caja</b>	\$ (3.800)	\$ (12.200)	\$ 3.920	\$ 4.405	\$ 4.898	\$ 5.409	\$ 6.019	\$ 6.692	\$ 7.434	\$ 8.253	\$ 9.157	\$ 9.903
Sumatoria de Flujos de Caja			\$ (12.080)	\$ (7.675)	\$ (2.777)	\$ 2.632	\$ 8.651	\$ 15.343	\$ 22.777	\$ 31.030	\$ 40.187	\$ 50.090
Pay back counter			\$ -	\$ -	\$ -	\$ 3.51	\$ 3.56	\$ 3.71	\$ 3.94	\$ 4.24	\$ 4.61	\$ 4.94
<b>TIR</b>		29,0%										
<b>VPN MUS\$ (Wacc 12%)</b>		\$ 15.600										
<b>Periodo de Recuperación</b>		3,5 años										

La viabilidad del proyecto se mantiene bajo el escenario de supresión del Impuesto de Contribución. Si bien el **VPN** se disminuye en aproximadamente 9.2 millones de dólares, este se ubica en **USD \$15.599.556**, con una **TIR** del **28.97%** y un **payback** de **3.51 años**.

## 6.2. RESULTADOS Y VALORACIÓN MODELO LOGNORMAL

La Tabla 21 muestra los costos estimados de recursos energéticos para la operación sin cogeneración y con cogeneración de energía eléctrica con base en gas natural.

**Tabla 21 – Comparativo Costos de Energéticos con y sin Cogeneración**

Proyección Modelo Lognormal Sin Contribución		F'010	F'011	F'012	F'013	F'014	F'015	F'016	F'017	F'018	F'019	F'020	F'021
		0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SITUACIÓN SIN COGEN	A Demanda de Electricidad (M-kWh/año)			67.088	67.415	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529
	B Costo de Energía Eléctrica US\$/KWh		\$ 0,140	\$ 0,150	\$ 0,153	\$ 0,164	\$ 0,206	\$ 0,240	\$ 0,259	\$ 0,247	\$ 0,233	\$ 0,257	
	C Costo Anual Electricidad (MUS\$) (A x B)		\$ 9.382	\$ 10.111	\$ 10.334	\$ 11.066	\$ 13.888	\$ 16.214	\$ 17.509	\$ 16.693	\$ 15.729	\$ 17.363	
	D Demanda de Gas Calderas FW (M-MBTU/año)			1.062	1.072	1.075	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076
	E Demanda de Gas usuarios directos (M-MBTU/año)			267	286	293	293	293	293	293	293	293	293
	F Demanda de gas natural (M-MBTU/año) (D+E)			1.329	1.358	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368
	G Costo de gas natural (US\$/Mbtu) (ver Tabla 5)		\$ 5,77	\$ 5,34	\$ 5,55	\$ 6,67	\$ 7,44	\$ 7,25	\$ 8,42	\$ 7,95	\$ 9,94	\$ 9,45	
	H Costo anual Gas (MUS\$) (F x G)		\$ 7.668	\$ 7.256	\$ 7.592	\$ 9.120	\$ 10.181	\$ 9.918	\$ 11.524	\$ 10.883	\$ 13.601	\$ 12.925	
	I COSTO TOTAL ENERGÍA Y GAS (MUS\$) (C+H)		\$ 17.050	\$ 17.367	\$ 17.926	\$ 20.186	\$ 24.068	\$ 26.132	\$ 29.034	\$ 27.575	\$ 29.330	\$ 30.288	
SITUACIÓN CON COGEN	J Electricidad por Cogeneración (M-kWh/año)			67.088	67.415	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529
	K Electricidad comprada en red M-kWh/año			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L Costo anual electricidad comprada en red (MUS\$) (J x K)		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	M Demanda Turbina de gas natural (M-MBTU/año)			785	789	796	805	805	805	805	805	805	805
	N Demanda de GN Caldera HRSG (M-MBTU/año)			575	580	582	583	583	583	583	583	583	583
	O Demanda gas calderas y usuario directos fábrica (M-MBTU/año)			267	286	293	293	293	293	293	293	293	293
	P Total Demanda Gas Natural (M-MBTU/año) (M+N+O)			1.628	1.656	1.671	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681
	Q Costo del gas a Turbina (MUS\$/MBTU) (1)		\$ 5,30	\$ 4,91	\$ 5,10	\$ 6,12	\$ 6,83	\$ 6,66	\$ 7,73	\$ 7,30	\$ 9,13	\$ 8,67	
	R Costo Anual Gas (MUS\$) ((M x Q)+(N+O) x G)		\$ 8.749	\$ 8.251	\$ 8.649	\$ 10.447	\$ 11.662	\$ 11.361	\$ 13.201	\$ 12.466	\$ 15.579	\$ 14.805	
	S COSTO ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS (MUS\$) (L+R)		\$ 8.749	\$ 8.251	\$ 8.649	\$ 10.447	\$ 11.662	\$ 11.361	\$ 13.201	\$ 12.466	\$ 15.579	\$ 14.805	
T AHORROS GENERADOS POR COGENERACIÓN (MUS\$) (I-S)		\$ 8.300	\$ 9.116	\$ 9.277	\$ 9.739	\$ 12.407	\$ 14.771	\$ 15.833	\$ 15.110	\$ 13.751	\$ 15.483		

En la Tabla 22 se observan las cifras del Flujo de Caja del proyecto, a partir de las cuales se podrán calcular el VPN, la TIR y el Periodo de Recuperación.

**Tabla 22 – Flujo de Caja Proyecto del Proyecto de Cogeneración**

<b>Inversión</b>													
Edificaciones	\$ (200)	\$ (300)											
Maquinaria	\$ (3.600)	\$ (11.650)											
Ahorros			\$ 8.300	\$ 9.116	\$ 9.277	\$ 9.739	\$ 12.407	\$ 14.771	\$ 15.833	\$ 15.110	\$ 13.751	\$ 15.483	
Depreciación			\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	
Costo de Mantenimiento (1)			\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	
Costo contrato de respaldo red (2)			\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	
<b>Utilidad Operacional</b>			\$ 6.688	\$ 7.503	\$ 7.665	\$ 8.127	\$ 10.794	\$ 13.159	\$ 14.221	\$ 13.497	\$ 12.138	\$ 13.871	
Impuestos (33%)			\$ (2.207)	\$ (2.476)	\$ (2.529)	\$ (2.682)	\$ (3.562)	\$ (4.342)	\$ (4.693)	\$ (4.454)	\$ (4.006)	\$ (4.577)	
<b>Utilidad Después de Impuestos</b>			\$ 4.481	\$ 5.027	\$ 5.135	\$ 5.445	\$ 7.232	\$ 8.816	\$ 9.528	\$ 9.043	\$ 8.133	\$ 9.293	
Depreciación			\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	
Capital de Trabajo	\$ (250)												\$ 250
<b>Flujo de caja</b>	\$ (3.800)	\$ (12.200)	\$ 5.268	\$ 5.815	\$ 5.923	\$ 6.233	\$ 8.020	\$ 9.604	\$ 10.315	\$ 9.831	\$ 8.920	\$ 9.831	
<b>Flujo de caja con inversión</b>			\$ (10.732)	\$ (4.917)	\$ 1.006	\$ 7.239	\$ 15.258	\$ 24.862	\$ 35.178	\$ 45.008	\$ 53.929	\$ 63.759	
TIR			36,2%										
VPN MUS\$ (Wacc 12%)			\$ 22.763										
Periodo de Recuperación			2,8 años										

El proyecto arroja un Valor Presente Neto (VPN) de USD \$22.763.384, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 36.2% y un Periodo de Recuperación (Payback) de 2.8 años.

De ser aprobada la eliminación del Impuesto de Contribución del 20% en la tarifa de energía eléctrica, las cifras del proyecto serían las reflejadas en las tablas 23 y 24 (ver página siguiente).

**Tabla 23 – Comparativo Costos de Energéticos con y sin Cogeneración Sin Impuesto de Contribución**

Proyección Modelo Lognormal Sin Contribución		F'010	F'011	F'012	F'013	F'014	F'015	F'016	F'017	F'018	F'019	F'020	F'021
		0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SITUACIÓN SIN COGEN	A Demanda de Electricidad (M-kWh/año) (ver Tabla 8)			67.088	67.415	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529
	B Costo de Energía Eléctrica US\$/KWh (ver Tabla 3)			\$ 0,112	\$ 0,120	\$ 0,122	\$ 0,131	\$ 0,165	\$ 0,192	\$ 0,207	\$ 0,198	\$ 0,186	\$ 0,206
	C Costo Anual Electricidad (MUS\$) (A x B)			\$ 7.505	\$ 8.089	\$ 8.267	\$ 8.853	\$ 11.110	\$ 12.971	\$ 14.008	\$ 13.354	\$ 12.583	\$ 13.891
	D Demanda de Gas Calderas FW (M-MBTU/año) (ver Tabla 11)			1.062	1.072	1.075	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076
	E Demanda de Gas usuarios directos (M-MBTU/año) (ver Tabla 10)			267	286	293	293	293	293	293	293	293	293
	F Demanda de gas natural (M-MBTU/año) (D+E)			1.329	1.358	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368
	G Costo de gas natural (US\$/Mbtu) (ver Tabla 5)			\$ 5,77	\$ 5,34	\$ 5,55	\$ 6,67	\$ 7,44	\$ 7,25	\$ 8,42	\$ 7,95	\$ 9,94	\$ 9,45
	H Costo anual Gas (MUS\$) (F x G)			\$ 7.668	\$ 7.256	\$ 7.592	\$ 9.120	\$ 10.181	\$ 9.918	\$ 11.524	\$ 10.883	\$ 13.601	\$ 12.925
	I COSTO TOTAL ENERGÍA Y GAS (MUS\$) (C+H)			\$ 15.173	\$ 15.344	\$ 15.859	\$ 17.973	\$ 21.291	\$ 22.890	\$ 25.532	\$ 24.237	\$ 26.184	\$ 26.815
	J Electricidad por Cogeneración (M-kWh/año)			67.088	67.415	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529
K Electricidad comprada en red M-kWh/año			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
L Costo anual electricidad comprada en red (MUS\$) (J x K)			\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
SITUACIÓN CON COGEN	M Demanda Turbina de gas natural (M-MBTU/año) (ver Tabla 11)			785	789	796	805	805	805	805	805	805	805
	N Demanda de GN Caldera HRSG (M-MBTU/año) (ver Tabla 11)			575	580	582	583	583	583	583	583	583	583
	O Demanda gas calderas y usuario directos fábrica (M-MBTU/año) (ver Tabla 11)			267	286	293	293	293	293	293	293	293	293
	P Total Demanda Gas Natural (M-MBTU/año) (M+N+O)			1.628	1.656	1.671	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681
	Q Costo del gas a Turbina (MUS\$/MBTU) (I)			\$ 5,30	\$ 4,91	\$ 5,10	\$ 6,12	\$ 6,83	\$ 6,66	\$ 7,73	\$ 7,30	\$ 9,13	\$ 8,67
	R Costo Anual Gas (MUS\$) ((M x Q) + ((N+O) x G))			\$ 8.749	\$ 8.251	\$ 8.649	\$ 10.447	\$ 11.662	\$ 11.361	\$ 13.201	\$ 12.466	\$ 15.579	\$ 14.805
	S COSTO ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS (MUS\$) (L+R)			\$ 8.749	\$ 8.251	\$ 8.649	\$ 10.447	\$ 11.662	\$ 11.361	\$ 13.201	\$ 12.466	\$ 15.579	\$ 14.805
	T AHORROS GENERADOS POR COGENERACIÓN (MUS\$) (I-S)			\$ 6.424	\$ 7.094	\$ 7.210	\$ 7.526	\$ 9.629	\$ 11.529	\$ 12.331	\$ 11.771	\$ 10.605	\$ 12.011

**Tabla 24 – Flujo de Caja Proyectado del Proyecto de Cogeneración Sin Contribución en Energía Eléctrica**

CASH FLOW	Inversión												
	Edificaciones	\$ (200)	\$ (300)										
	Maquinaria	\$ (3.600)	\$ (11.650)										
	Ahorros			\$ 6.424	\$ 7.094	\$ 7.210	\$ 7.526	\$ 9.629	\$ 11.529	\$ 12.331	\$ 11.771	\$ 10.605	\$ 12.011
	Depreciación			\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)
	Costo de Mantenimiento (1)			\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)
	Costo contrato de respaldo red (2)			\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)
	<b>Utilidad Operacional</b>			<b>\$ 4.812</b>	<b>\$ 5.481</b>	<b>\$ 5.598</b>	<b>\$ 5.914</b>	<b>\$ 8.017</b>	<b>\$ 9.916</b>	<b>\$ 10.719</b>	<b>\$ 10.159</b>	<b>\$ 8.993</b>	<b>\$ 10.398</b>
	Impuestos (33%)			\$ (1.588)	\$ (1.809)	\$ (1.847)	\$ (1.952)	\$ (2.646)	\$ (3.272)	\$ (3.537)	\$ (3.352)	\$ (2.968)	\$ (3.431)
	<b>Utilidad Después de Impuestos</b>			<b>\$ 3.224</b>	<b>\$ 3.672</b>	<b>\$ 3.751</b>	<b>\$ 3.962</b>	<b>\$ 5.371</b>	<b>\$ 6.644</b>	<b>\$ 7.182</b>	<b>\$ 6.806</b>	<b>\$ 6.025</b>	<b>\$ 6.967</b>
	Depreciación			\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788
	Capital de Trabajo		\$ (250)			\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 250
	<b>Flujo de caja</b>		<b>\$ (3.800)</b>	<b>\$ (12.200)</b>	<b>\$ 4.011</b>	<b>\$ 4.460</b>	<b>\$ 4.538</b>	<b>\$ 4.750</b>	<b>\$ 6.159</b>	<b>\$ 7.431</b>	<b>\$ 7.969</b>	<b>\$ 7.594</b>	<b>\$ 6.812</b>
<b>Flujo de caja con inversión</b>			<b>\$ (11.989)</b>	<b>\$ (7.529)</b>	<b>\$ (2.991)</b>	<b>\$ 1.759</b>	<b>\$ 7.918</b>	<b>\$ 15.349</b>	<b>\$ 23.318</b>	<b>\$ 30.912</b>	<b>\$ 37.725</b>	<b>\$ 45.229</b>	
TIR													
VPN MUS\$ (Wacc 12%)													
Periodo de Recuperación													

El proyecto sin Impuesto de Contribución en energía eléctrica arrojaría un **VPN** de **USD \$ 14.048.059**, una **TIR** del **28.1%** y un Periodo de Recuperación (**Payback**) de **3.6 años**. El proyecto resulta también viable.

### 6.3. RESULTADOS Y VALORACIÓN MODELO ARIMA

En las tablas 25 y 26 se aprecian las cifras del proyecto considerando la estimación de precios de modelo Arima.

**Tabla 25 – Comparativo Costos de Energéticos con y sin Cogeneración Modelo Arima**

	F'010	F'011	F'012	F'013	F'014	F'015	F'016	F'017	F'018	F'019	F'020	F'021
	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SITUACION SIN COGEN	A Demanda de Electricidad (M-kWh/año)		67.088	67.415	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529
	B Costo de Energía Eléctrica US\$/KWh		\$ 0,135	\$ 0,143	\$ 0,150	\$ 0,158	\$ 0,166	\$ 0,173	\$ 0,181	\$ 0,188	\$ 0,196	\$ 0,194
	C Costo Anual Electricidad (MUS\$) (A x B)		\$ 9.072	\$ 9.659	\$ 10.154	\$ 10.682	\$ 11.192	\$ 11.701	\$ 12.216	\$ 12.727	\$ 13.239	\$ 13.109
	D Demanda de Gas Calderas FW (M-MBTU/año)		1.062	1.072	1.075	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076
	E Demanda de Gas usuarios directos (M-MBTU/año)		267	286	293	293	293	293	293	293	293	293
	F Demanda de gas natural (M-MBTU/año) (D+E)		1.329	1.358	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368
	G Costo de gas natural (US\$/Mbtu) (ver Tabla 5)		\$ 6,85	\$ 7,14	\$ 7,41	\$ 7,67	\$ 7,93	\$ 8,18	\$ 8,44	\$ 8,70	\$ 8,96	\$ 8,96
	H Costo anual Gas (MUS\$) (F x G)		\$ 9.110	\$ 9.700	\$ 10.134	\$ 10.494	\$ 10.847	\$ 11.200	\$ 11.553	\$ 11.905	\$ 12.258	\$ 12.263
	I COSTO TOTAL ENERGÍA Y GAS (MUS\$) (C+H)		\$ 18.181	\$ 19.359	\$ 20.288	\$ 21.176	\$ 22.039	\$ 22.902	\$ 23.769	\$ 24.632	\$ 25.497	\$ 25.372
	SITUACION CON COGEN	J Electricidad por Cogeneración (M-kWh/año)		67.088	67.415	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529
K Electricidad comprada en red M-kWh/año			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L Costo anual electricidad comprada en red (MUS\$) (J x K)			\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
M Demanda Turbina de gas natural (M-MBTU/año)			785	789	796	805	805	805	805	805	805	805
N Demanda de GN Caldera HPSG (M-MBTU/año)			575	580	582	583	583	583	583	583	583	583
O Demanda gas calderas y usuario directos fábrica (M-MBTU/año)			267	286	293	293	293	293	293	293	293	293
P Total Demanda Gas Natural (M-MBTU/año) (M+N+O)			1.628	1.656	1.671	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681
Q Costo del gas a Turbina (MUS\$/MBTU) (1)			\$ 6,29	\$ 6,56	\$ 6,80	\$ 7,04	\$ 7,28	\$ 7,52	\$ 7,75	\$ 7,99	\$ 8,23	\$ 8,23
R Costo Anual Gas (MUS\$) ((M x Q)+ (N+O) x G)			\$ 10.394	\$ 11.030	\$ 11.545	\$ 12.020	\$ 12.425	\$ 12.829	\$ 13.233	\$ 13.637	\$ 14.041	\$ 14.046
S COSTO ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS (MUS\$) (L+R)			\$ 10.394	\$ 11.030	\$ 11.545	\$ 12.020	\$ 12.425	\$ 12.829	\$ 13.233	\$ 13.637	\$ 14.041	\$ 14.046
T AHORROS GENERADOS POR COGENERACIÓN (MUS\$) (I-S)		\$ 7.787	\$ 8.329	\$ 8.744	\$ 9.156	\$ 9.614	\$ 10.072	\$ 10.536	\$ 10.995	\$ 11.456	\$ 11.325	

**Tabla 26 – Flujo de Caja Proyectado del Proyecto de Cogeneración**

CASH FLOW	Inversión												
	Edificaciones	\$ (200)	\$ (300)										
	Maquinaria	\$ (3.600)	\$ (11.650)										
	Ahorros		\$ 7.787	\$ 8.329	\$ 8.744	\$ 9.156	\$ 9.614	\$ 10.072	\$ 10.536	\$ 10.995	\$ 11.456	\$ 11.325	
	Depreciación		\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	
	Costo de Mantenimiento (1)		\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	
	Costo contrato de respaldo red (2)		\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	
	Utilidad Operacional		\$ 6.175	\$ 6.717	\$ 7.131	\$ 7.543	\$ 8.001	\$ 8.460	\$ 8.923	\$ 9.383	\$ 9.844	\$ 9.713	
	Impuestos (33%)		\$ (2.038)	\$ (2.217)	\$ (2.353)	\$ (2.489)	\$ (2.640)	\$ (2.792)	\$ (2.945)	\$ (3.096)	\$ (3.248)	\$ (3.205)	
	Utilidad Después de Impuestos		\$ 4.137	\$ 4.500	\$ 4.778	\$ 5.054	\$ 5.361	\$ 5.668	\$ 5.978	\$ 6.286	\$ 6.595	\$ 6.508	
	Depreciación		\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	
	Capital de Trabajo	\$ (250)		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 250	
	Flujo de caja	\$ (3.800)	\$ (12.200)	\$ 4.925	\$ 5.288	\$ 5.565	\$ 5.842	\$ 6.148	\$ 6.456	\$ 6.766	\$ 7.074	\$ 7.383	\$ 7.045
	Flujo de caja con inversión		\$ (11.075)	\$ (5.788)	\$ (222)	\$ 5.620	\$ 11.768	\$ 18.224	\$ 24.989	\$ 32.063	\$ 39.446	\$ 46.491	
	TIR												30,9%
VPN MUS\$ (Wacc 12%)												\$ 15.569	
Periodo de Recuperación												3,0 años	

El proyecto arroja un **VPN de USD \$ 15.569.495**, una **TIR del 30.9%** y un Periodo de Recuperación (**Payback**) de **3.04 años**.

El proyecto con tarifas simuladas bajo el modelo Arima, al igual que las del modelo Lognormal, refleja viabilidad financiera bajo los mismos parámetros de VPN y TIR.

Si se considera la eliminación del Impuesto de Contribución (20%) en la tarifa de energía eléctrica, las cifras del proyecto evidenciarían el siguiente comportamiento:

**Tabla 27– Comparativo Costos de Energéticos con y sin Cogeneración Sin Impuesto de Contribución Modelo Arima**

Proyección Modelo Easy Reg Sin Contribución		F'010	F'011	F'012	F'013	F'014	F'015	F'016	F'017	F'018	F'019	F'020	F'021
		0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SITUACIÓN SIN COGEN	A Demanda de Electricidad (M-kWh/año)			67.088	67.415	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529
	B Costo de Energía Eléctrica US\$/KWh			\$ 0,108	\$ 0,115	\$ 0,120	\$ 0,127	\$ 0,133	\$ 0,139	\$ 0,145	\$ 0,151	\$ 0,157	\$ 0,155
	C Costo Anual Electricidad (MUS\$) (A x B)			\$ 7.257	\$ 7.727	\$ 8.123	\$ 8.546	\$ 8.953	\$ 9.361	\$ 9.773	\$ 10.181	\$ 10.591	\$ 10.487
	D Demanda de Gas Calderas FW (M-MBTU/año)			1.062	1.072	1.075	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076
	E Demanda de Gas usuarios directos (M-MBTU/año)			267	286	293	293	293	293	293	293	293	293
	F Demanda de gas natural (M-MBTU/año) (D+E)			1.329	1.358	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368
	G Costo de gas natural (US\$/Mbtu) (ver Tabla 5)			\$ 6,85	\$ 7,14	\$ 7,41	\$ 7,67	\$ 7,93	\$ 8,18	\$ 8,44	\$ 8,70	\$ 8,96	\$ 8,96
	H Costo anual Gas (MUS\$) (F x G)			\$ 9.110	\$ 9.700	\$ 10.134	\$ 10.494	\$ 10.847	\$ 11.200	\$ 11.553	\$ 11.905	\$ 12.258	\$ 12.263
	I COSTO TOTAL ENERGÍA Y GAS (MUS\$) (C+H)			\$ 16.367	\$ 17.428	\$ 18.258	\$ 19.040	\$ 19.801	\$ 20.561	\$ 21.326	\$ 22.087	\$ 22.849	\$ 22.750
SITUACIÓN CON COGEN	J Electricidad por Cogeneración (M-kWh/año)			67.088	67.415	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529	67.529
	K Electricidad comprada en red (M-kWh/año)			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L Costo anual electricidad comprada en red (MUS\$) (J x K)			\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	M Demanda Turbina de gas natural (M-MBTU/año)			785	789	796	805	805	805	805	805	805	805
	N Demanda de GH Caldera HRSG (M-MBTU/año)			575	580	582	583	583	583	583	583	583	583
	O Demanda gas calderas y usuario directos fábrica (M-MBTU/año)			267	286	293	293	293	293	293	293	293	293
	P Total Demanda Gas Natural (M-MBTU/año) (M+N+O)			1.628	1.656	1.671	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681	1.681
	Q Costo del gas a Turbina (MUS\$/MBTU) (1)			\$ 6,29	\$ 6,56	\$ 6,80	\$ 7,04	\$ 7,28	\$ 7,52	\$ 7,75	\$ 7,99	\$ 8,23	\$ 8,23
	R Costo Anual Gas (MUS\$) ((M x Q)+ ((N+O) x G))			\$ 10.394	\$ 11.030	\$ 11.545	\$ 12.020	\$ 12.425	\$ 12.829	\$ 13.233	\$ 13.637	\$ 14.041	\$ 14.046
S COSTO ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS (MUS\$) (L+R)			\$ 10.394	\$ 11.030	\$ 11.545	\$ 12.020	\$ 12.425	\$ 12.829	\$ 13.233	\$ 13.637	\$ 14.041	\$ 14.046	
T AHORROS GENERADOS POR COGENERACIÓN (MUS\$) (I-S)			\$ 5.973	\$ 6.398	\$ 6.713	\$ 7.019	\$ 7.376	\$ 7.732	\$ 8.092	\$ 8.450	\$ 8.808	\$ 8.704	

**Tabla 28 – Flujo de Caja Proyectado del Proyecto de Cogeneración Sin Contribución en Energía Eléctrica**

	F'010	F'011	F'012	F'013	F'014	F'015	F'016	F'017	F'018	F'019	F'020	F'021
	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Inversión</b>												
Edificaciones	\$ (200)	\$ (300)										
Maquinaria	\$ (3.600)	\$ (11.650)										
Ahorros			\$ 5.973	\$ 6.398	\$ 6.713	\$ 7.019	\$ 7.376	\$ 7.732	\$ 8.092	\$ 8.450	\$ 8.808	\$ 8.704
Depreciación			\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)	\$ (788)
Costo de Mantenimiento (1)			\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)	\$ (600)
Costo contrato de respaldo red (2)			\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)	\$ (225)
<b>Utilidad Operacional</b>			\$ 4.360	\$ 4.785	\$ 5.100	\$ 5.407	\$ 5.763	\$ 6.120	\$ 6.480	\$ 6.837	\$ 7.196	\$ 7.091
Impuestos (33%)			\$ (1.439)	\$ (1.579)	\$ (1.683)	\$ (1.784)	\$ (1.902)	\$ (2.019)	\$ (2.138)	\$ (2.256)	\$ (2.375)	\$ (2.340)
<b>Utilidad Después de Impuestos</b>			\$ 2.921	\$ 3.206	\$ 3.417	\$ 3.623	\$ 3.861	\$ 4.100	\$ 4.341	\$ 4.581	\$ 4.821	\$ 4.751
Depreciación			\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788	\$ 788
Capital de Trabajo		\$ (250)			\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 250
<b>Flujo de caja</b>	\$ (3.800)	\$ (12.200)	\$ 3.709	\$ 3.994	\$ 4.205	\$ 4.410	\$ 4.649	\$ 4.888	\$ 5.129	\$ 5.368	\$ 5.609	\$ 5.289
<b>Flujo de caja con inversión</b>			\$ (12.291)	\$ (8.298)	\$ (4.093)	\$ 317	\$ 4.966	\$ 9.854	\$ 14.983	\$ 20.351	\$ 25.960	\$ 31.248
<b>TIR</b>			22,7%									
<b>VPN MUS\$ (Wacc 12%)</b>			\$ 8.181									
<b>Periodo de Recuperación</b>			3,9 años									

El proyecto sin Impuesto de Contribución en energía eléctrica disminuye el **VPN a USD \$ 8.180.787**, la **TIR al 21.7%** y aumenta el **Payback a 3.9 años**.

La eliminación del Impuesto de Contribución no desestimaría la ejecución de un proyecto de cogeneración bajo las condiciones del proyecto de la referencia. Las cifras de VPN y TIR siguen arrojando valores satisfactorios para una inversión como la requerida en el proyecto.

#### **6.4. RESULTADOS Y VALORACIÓN MODELO SIMULACIÓN POR INCREMENTOS PORCENTUALES EN LOS DRIVERS DEL PROYECTO - SITUACIONES**

Los resultados del modelo de simulación por incrementos porcentuales en los costos de gas natural y de energía eléctrica se presentan en las tablas 29 a 32, bajo el esquema de un Análisis de Sensibilidad.

Si bien la **situación esperada** en el proyecto se ha ubicado en valores de costos de Energía eléctrica al inicio del orden de 0,121 USD \$/KWh y gas natural de USD \$7,4/MBTU, obteniendo un **VPN de USD \$10.278.000**, la tabla nos permite navegar simulando con combinaciones diferentes de este par de premisas, mostrando incluso escenarios **pesimistas** como el del cuadrante superior derecho (**VPN USD \$ 2.836.000**) que aunque presenta una mucho menor generación de riqueza logran hacer en la franja de viabilidad. También es de anotar que escenarios de fuerte incremento de energía eléctrica, renglón inferior, muestran un escenario **optimista** para el proyecto con valores de **VPN** del orden de los **USD \$ 16.000.000**.

**Tabla 29 – Análisis de Sensibilidad en costos de E.E. y G.N. con cogeneración medido en Valor Presente Neto**

		PRECIO DEL GAS NATURAL US\$/MBTU									
		\$ 6,011	\$ 6,197	\$ 6,389	\$ 6,586	\$ 6,790	\$ 7,390	\$ 8,000	\$ 9,000	\$10,000	\$11,000
PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA us\$/kwh	\$ 0,103	6.477	6.341	6.200	6.055	5.906	5.465	5.017	4.283	3.549	2.815
	\$ 0,107	7.608	7.471	7.331	7.186	7.036	6.596	6.148	5.414	4.680	3.946
	\$ 0,112	8.785	8.649	8.508	8.363	8.214	7.773	7.326	6.591	5.857	5.123
	\$ 0,116	10.012	9.876	9.735	9.590	9.440	9.000	8.552	7.818	7.084	6.350
	\$ 0,121	11.290	11.153	11.013	10.868	10.718	<b>10.278</b>	9.830	9.096	8.362	7.628
	\$ 0,126	12.568	12.431	12.291	12.146	11.996	11.556	11.108	10.374	9.640	8.906
	\$ 0,131	13.897	13.760	13.619	13.474	13.325	12.884	12.437	11.703	10.969	10.234
	\$ 0,136	15.279	15.142	15.002	14.856	14.707	14.267	13.819	13.085	12.351	11.617
	\$ 0,142	16.716	16.580	16.439	16.294	16.144	15.704	15.256	14.522	13.788	13.054

**Tabla 30 – Análisis de Sensibilidad en costos de E.E. y G.N. con cogeneración medido en Tasa Interna de Retorno**

		PRECIO DEL GAS NATURAL US\$/MBTU									
		\$ 6,011	\$ 6,197	\$ 6,389	\$ 6,586	\$ 6,790	\$ 7,390	\$ 8,000	\$ 9,000	\$10,000	\$11,000
PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA us\$/kwh	\$ 0,103	20,71%	20,54%	20,36%	20,18%	19,99%	19,44%	18,87%	17,92%	16,95%	15,97%
	\$ 0,107	22,09%	21,93%	21,75%	21,58%	21,39%	20,85%	20,29%	19,37%	18,43%	17,47%
	\$ 0,112	23,50%	23,34%	23,17%	23,00%	22,82%	22,29%	21,75%	20,84%	19,93%	19,00%
	\$ 0,116	24,94%	24,78%	24,62%	24,45%	24,27%	23,76%	23,22%	22,34%	21,45%	20,54%
	\$ 0,121	26,41%	26,25%	26,09%	25,93%	25,76%	<b>25,25%</b>	24,73%	23,87%	22,99%	22,11%
	\$ 0,126	27,85%	27,70%	27,54%	27,38%	27,21%	26,71%	26,20%	25,36%	24,50%	23,64%
	\$ 0,131	29,32%	29,17%	29,02%	28,86%	28,69%	28,20%	27,70%	26,88%	26,04%	25,19%
	\$ 0,136	30,82%	30,67%	30,52%	30,37%	30,20%	29,72%	29,23%	28,42%	27,60%	26,78%
	\$ 0,142	32,36%	32,21%	32,06%	31,91%	31,75%	31,28%	30,80%	30,00%	29,20%	28,39%

Los resultados de los noventa escenarios contemplados muestran una vez más la viabilidad del proyecto. Este proyecto resulta financieramente viable bajo cualquiera de las situaciones de mix de precios de energía eléctrica y de gas natural. (Ver Apéndice 5).

Realizando el mismo análisis excluyendo el Impuesto de Contribución, el proyecto encuentra combinación que podrían destruir valor. Si bien estas situaciones podrían presentarse, cabe precisar que el análisis de sensibilidad realizado podría interpretarse como correspondiente a un escenario conservador, en la medida en que se proyectan incrementos de precios de energía eléctrica y gas natural hasta 5 puntos básicos por debajo del crecimiento histórico evidenciado en las cifras de los últimos diez años.

Las tablas 31 y 32 arrojan los valores de VPN y TIR respectivamente, bajo tal escenario.

**Tabla 31 – Análisis de Sensibilidad en costos de E.E. y G.N. con cogeneración medido en Valor Presente Neto**

VPN		PRECIO DEL GAS NATURAL US\$/MBTU									
		\$ 6,011	\$ 6,197	\$ 6,389	\$ 6,586	\$ 6,790	\$ 7,390	\$ 8,000	\$ 9,000	\$ 10,000	\$ 11,000
PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA US\$/kWh	\$ 0,082	1.051	914	774	629	479	39	(409)	(1.143)	(1.877)	(2.611)
	\$ 0,086	1.955	1.819	1.678	1.533	1.384	943	495	(239)	(973)	(1.707)
	\$ 0,089	2.897	2.761	2.620	2.475	2.326	1.885	1.437	703	(31)	(765)
	\$ 0,093	3.879	3.742	3.602	3.457	3.307	2.867	2.419	1.685	951	217
	\$ 0,097	4.901	4.765	4.624	4.479	4.329	3.889	3.441	2.707	1.973	1.239
	\$ 0,101	5.923	5.787	5.646	5.501	5.351	4.911	4.463	3.729	2.995	2.261
	\$ 0,105	6.986	6.850	6.709	6.564	6.415	5.974	5.526	4.792	4.058	3.324
	\$ 0,109	8.092	7.956	7.815	7.670	7.520	7.080	6.632	5.898	5.164	4.430
	\$ 0,113	9.242	9.105	8.965	8.820	8.670	8.230	7.782	7.048	6.314	5.580

Como bien lo mencionamos, en el cuadrante superior izquierdo, el proyecto sería No Viable financieramente.

**Tabla 32 – Análisis de Sensibilidad en costos de E.E. y G.N. con cogeneración medido en Tasa Interna de Retorno**

TIR	PRECIO DEL GAS NATURAL US\$/MBTU										
		\$ 6,011	\$ 6,197	\$ 6,389	\$ 6,586	\$ 6,790	\$ 7,390	\$ 8,000	\$ 9,000	\$ 10,000	\$ 11,000
PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA US\$/kWh	\$ 0,082	13,52%	13,33%	13,13%	12,92%	12,70%	12,06%	11,39%	10,28%	9,13%	7,96%
	\$ 0,086	14,79%	14,60%	14,41%	14,20%	13,99%	13,37%	12,72%	11,65%	10,54%	9,40%
	\$ 0,089	16,08%	15,90%	15,71%	15,51%	15,30%	14,70%	14,07%	13,02%	11,95%	10,86%
	\$ 0,093	17,39%	17,21%	17,02%	16,83%	16,63%	16,04%	15,43%	14,42%	13,38%	12,32%
	\$ 0,097	18,72%	18,54%	18,36%	18,17%	17,98%	17,40%	16,81%	15,82%	14,82%	13,79%
	\$ 0,101	20,01%	19,84%	19,67%	19,48%	19,29%	18,73%	18,15%	17,19%	16,21%	15,21%
	\$ 0,105	21,33%	21,17%	20,99%	20,81%	20,63%	20,08%	19,51%	18,58%	17,62%	16,65%
	\$ 0,109	22,68%	22,51%	22,34%	22,17%	21,98%	21,45%	20,90%	19,98%	19,05%	18,11%
	\$ 0,113	24,04%	23,88%	23,71%	23,54%	23,37%	22,84%	22,30%	21,41%	20,50%	19,58%

En el citado cuadrante, la TIR está por debajo del WACC de la compañía, por lo cual, financieramente el proyecto dejaría de ser atractivo.

## 6.5. COMPARATIVO RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

Un comparativo de los valores de VPN y TIR del proyecto de cogeneración de energía eléctrica con base en gas natural se puede encontrar en la siguiente tabla (Tabla 33). Cabe recordar que la valoración es producto de la inclusión de tarifas promedio anuales esperadas de costos de energía eléctrica y de gas natural durante la vida del proyecto según cada modelo utilizado.

**Tabla 33 – Comparativo Resultados de Valoración Proyecto de Cogeneración de Energía Eléctrica con Base en Gas Natural, Periodo 2012-2021**

MODELO	MONTECARLO		LOGNORMAL		ARIMA		SITUACIONES	
	Con Contr.	Sin Contr.	Con Contr.	Sin Contr.	Con Contr.	Sin Contr.	Con Contr.	Sin Contr.
VPN (USD Miles)	\$ 24.849,89	\$ 16.506,49	\$ 22.763,38	\$ 14.048,06	\$ 15.569,50	\$ 8.180,79	\$ 10.277,76	\$ 3.888,81
TIR (%)	37,16%	29,45%	36,23%	28,08%	30,91%	22,67%	25,25%	17,40%
Payback (años)	2,81	3,53	2,84	3,63	3,04	3,93	3,57	4,69

## **7. CONCLUSIONES Y DISCUSIÓN**

Luego de recorrer distintas estrategias para el cálculo de las proyecciones futuras de los energéticos, drivers del proyecto, y teniendo en cuenta los valores asumidos de inversión y tasa de oportunidad, que resultan bastante confiables a las realidades de la empresa en cuestión, se puede concluir del ejercicio:

**7.1.** Históricamente en el país y la región los costos de Energía Eléctrica han venido creciendo de forma acelerada, generalmente igualando o sobrepasando los niveles de inflación país.

**7.2.** Para el caso del Gas Natural, el hecho de haber cambiado de fuente de suministro de gas natural para Santiago de Cali, al pasar de usar gas proveniente de los campos regulados de la Guajira (afectados por el precio internacional del petróleo WTI), a un gas no regulado proveniente del campo de Cusiana, genera una tendencia errática del costo pasado, que finalmente muestra una pendiente menor de incremento respecto al vivido para energía eléctrica en el lapso de los 10 años. Pese a lo anterior y luego de la crisis mundial del 2008, los precios de gas natural en Colombia han alcanzado los niveles de los precios internacionales de gas, lo que haría suponer que la pendiente de crecimiento no va a cambiar en el futuro cercano, a excepción de un fracaso rotundo en el plan de exploración y búsqueda de gas al interior del país.

**7.3.** La disponibilidad futura de gas está en un punto que empieza a generar preocupación entre los grandes usuarios, toda vez que los cálculos actuales muestran

existencias confiables hasta el 2018, acorde a la demanda creciente, sin embargo las autoridades energéticas vienen planteando planes de contingencia para importación del energético vía marítima (GNL), al igual que tener a Venezuela como una fuente de suministro, país que tiene reservas comprobadas para más de 80 años.

**7.4.** Luego de usar cuatro simuladores para proyección de precios, y aún con el efecto de la disminución de tarifas de energía eléctrica vía eliminación del Impuesto de Contribución (20%), todas las evaluaciones ofrecen un resultado favorable a la viabilidad del proyecto (ver Tabla 31).

**7.5.** En el análisis de sensibilidad realizado al proyecto se concluye fácilmente que el proyecto tiene una mayor influencia de la volatilidad de los precios de energía eléctrica, que de las proyecciones de precios de gas natural, esto también facilita la toma de la decisión por esta tecnología.

**7.6.** Teniendo en cuenta que no existe una herramienta que pronostique la tendencia futura de precios con 100% de certeza, el análisis de sensibilidad ofrece una metodología bastante práctica para medir el riesgo calculado de efectuar el proyecto.

**BTU:** British thermal Units - unidad térmica británica, generalmente usada para medida y venta de gas natural. 1 BTU equivale a 251808 calorías. Dependiendo de su origen (pozo), el gas natural puede tener un valor diferente de BTU/ft<sup>3</sup> (capacidad calórica). De allí que para grandes usuarios sea más común negociarse en unidades de energía y no de volumen

**GW:** Gigavatios, equivale a 1000 megavatios, se utiliza para dar a entender la magnitud de capacidad de generación de grandes centrales de generación ó demandas de ciudades ó países.

**GNL:** Gas Natural Licuado.

**KW:** 1 kilovatio, equivalente a 1000 vatios es la unidad base de demanda de energía eléctrica

**KWH:** Kilovatio por hora, unidad típica de medida de uso del servicio de energía eléctrica y por ende de negociación. Valor pagado en la facturación.

**MBTU:** Millón de BTU, equivale a un millón de unidades térmicas británicas.

**M-MBTU:** Miles de millones de BTU

**MW:** Megavatio, el equivalente a 1000 kilovatios.

## **8. BIBLIOGRAFIA**

Alonso, J. C. y Berggrun, L. (2008). *Introducción al análisis de riesgo financiero* (1-ed., pp. 67-87). Cali: Universidad Icesi.

Ballén, Henry, Erazo, Juan Manuel, *Análisis de Series Históricas para Pronósticos en la Industria Editorial*, Universidad Icesi, 2010

Blanchard Olivier. *Macroeconomía*, cuarta edición. Pearson Prentice Hall. Madrid 2006.

Blocher E., Stout D., Cokins G., Chen K., (2005). *Administración de Costos, un enfoque estratégico*. Cuarta edición, Mc Graw-Hill

Buenaventura V., Guillermo. *Evaluación de Proyectos de Inversión*. Universidad ICESI, 2007.

Parkin, Michael. *Economía*. Sexta edición. Pearson Education, Mexico 2004.

## **9. TABLA DE APÉNDICES**

Apéndice 1: MARCO TEORICO COGENERACION CON TURBINAS A GAS

Apéndice 2: COSTOS MENSUALES HISTORICOS ENERGIA Y GAS 2001-2010

Apéndice 3: SIMULACIÓN MODELO SIMULACIÓN DE MONTECARLO

Apéndice 4: SIMULACIÓN MODELO LOGNORMAL

Apéndice 5: SIMULACION MODELO ARIMA

Apéndice 6: SIMULACIÓN MODELO SITUACIONES - ANALISIS DE  
SENSIBILIDAD

Apéndice 7: CORRELACIÓN VARIABLES DEL PROYECTO