

**EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CAMBIO DE UN GRUPO  
TURBOGENERADOR DE BAJA EFICIENCIA POR UNO DE ALTA EFICIENCIA  
EN UNA EMPRESA INDUSTRIAL CON PROCESO DE COGENERACIÓN**

**CAMILO ERNESTO LUNA BERNAL**

**ARTURO MARTINEZ CRUZ**

**UNIVERSIDAD ICESI**

**FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y ECONÓMICAS**

**MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN**

**SANTIAGO DE CALI, DICIEMBRE DE 2011**

**EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CAMBIO DE UN GRUPO  
TURBOGENERADOR DE BAJA EFICIENCIA POR UNO DE ALTA EFICIENCIA  
EN UNA EMPRESA INDUSTRIAL CON PROCESO DE COGENERACIÓN**

**CAMILO ERNESTO LUNA BERNAL**

**ARTURO MARTINEZ CRUZ**

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

**Director del trabajo de Grado:**

**DR. FELIX ALVAREZ SÁNCHEZ**

**UNIVERSIDAD ICESI**

**FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y ECONÓMICAS**

**MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN**

**SANTIAGO DE CALI, DICIEMBRE DE 2011**

## RESUMEN

Este trabajo presenta la evaluación económica y financiera de un proyecto de repotenciación de la autogeneración de una industria productora de papel. El proyecto consiste en reemplazar el turbogenerador de 15.294kVA por uno de 17.125kVA con una eficiencia de 24.000 libras de vapor/MWh, manteniendo el consumo de combustible actual y sin afectar el balance térmico del proceso productivo, con el fin de obtener excedentes de energía para su venta y para posibles proyectos de expansión del proceso productivo.

El análisis se basa en el método de flujo de caja descontado, considera la regulación definida por la CREG en Colombia para el negocio de cogeneración de energía eléctrica y utiliza los parámetros financieros y macroeconómicos estimados en los informes de investigación de Bancolombia. Los costos de los equipos del proyecto se obtienen de cotizaciones con el fabricante y los escenarios de consumos y precios de energía se estiman con base en información histórica de la industria en mención.

Se analizan 4 escenarios que dependen básicamente del precio de dólar, la nueva demanda de potencia, los precios de compra y venta de energía y la energía excedente. Se utilizan los indicadores de VPN y TIR para evaluar dichos escenarios y se obtienen los siguientes resultados.

Caso	Base	Optimista [Sequía]	Optimista [Lluvia]	Pesimista [PE]
<b>Inversión Inicial [MM\$]</b>	12,522	13,432	13,432	14,132
<b>VPN [MM\$]</b>	14,855	16,945	12,189	2,697
<b>TIR</b>	26.97%	27.76%	23.83%	15.60%
<b>Período de recuperación (años)</b>	6.14	5.88	7.46	17.84

Los análisis muestran que la repotenciación es viable financieramente, y que se apalanca de forma importante en la nueva demanda interna para el proyecto de 2MW, dado que se obtiene el mayor beneficio por evitar la compra de energía sumada a la venta de los excedentes. En el escenario base se obtiene un VPN de \$14.855 mill y un período de recuperación 6.14 años, lo cual optimiza los costos del proceso productivo y le introduce beneficios adicionales por el nuevo negocio de venta de excedentes al mercado de energía mayorista, aportando una ventaja competitiva que incentiva a pasar de ser autogenerador a cogenerador de energía eléctrica.

PALABRAS CLAVE: COGENERACIÓN, TURBOGENERADOR, EVALUACIÓN ECONÓMICA.

#### ABSTRACT

This paper presents the economic and financial evaluation of a project of upgrading of the self-generation of an industry producing paper. The project involves replacing the turbogenerator of 17.125kVA by one of 15.294kVA with an efficiency of 24.000 pounds of steam / MWh, maintaining the current fuel consumption and without affecting the thermal balance of the production process, in order to obtain surplus energy for sale and for potential expansion projects in the production process.

The analysis is based on discounted cash flow method, considers the regulations defined by the CREG in Colombia for the cogeneration of electricity and uses the financial and

macroeconomic parameters estimated in Bancolombia research reports. The costs of the project's electrical equipment are obtained from quote of the manufacturer and scenarios of demand and prices of energy are estimated based on historical information of the industry in question.

The 4 scenarios that rely heavily on the dollar price, the new power demand, the purchase and sale of energy and excess energy. IRR and NPV are used to evaluate these scenarios.

Case	Base	Optimistic [Drought]	Optimistic [Rainy]	Pessimistic
<b>Initial investment [MM\$]</b>	12,522	13,432	13,432	14,132
<b>NPV [MM\$]</b>	14,855	16,945	12,189	2,697
<b>IRR</b>	26.97%	27.76%	23.83%	15.60%
<b>Payback Period (Years)</b>	6.14	5.88	7.46	17.84

Analysis shows that the upgrading is financially viable, and that significantly leverages the new domestic demand for the motor load of 2MW, since you get the most benefit by avoiding the purchase of energy added to the sale of surplus. In the base scenario get a NPV of COP\$ 14,855 millions and a payback period of 6.14 years, which optimizes the cost of the production process and introduces additional benefits for the new business of selling surplus to market wholesale power, providing an advantage competitive that stimulate to move from being self-generated to electricity cogenerator.

**KEY WORDS: COGENERATION, TURBO, ECONOMIC EVALUATION**

## TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN .....	3
1. INTRODUCCIÓN .....	7
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	8
3. MARCO TEÓRICO.....	10
3.1 Marco Teórico Técnico.....	10
3.1.1 Proceso de Producción De Papel .....	10
3.1.2 Proceso de Cogeneración de Energía Eléctrica y Distribución de Vapor.....	11
3.2 Marco Regulatorio.....	14
3.3 Marco Teórico Financiero .....	17
4. ANÁLISIS FINANCIERO .....	21
4.1 Parámetros Ambientales: .....	21
4.2 Parámetros de Inversión .....	22
4.3 Egresos: .....	23
4.4 Ingresos:.....	24
4.5 Costos no Relevantes.....	26
4.6 Parámetros .....	27
5. RESULTADOS DE EVALUACIÓN .....	29
5.1 Flujo de Fondos Neto.....	29
5.2 Definición de Escenarios .....	29
5.2.1 Escenario Base.....	31
5.2.2 Escenario Optimista considerando Períodos de Sequía.....	32
5.2.3 Escenario Optimista considerando Períodos húmedos .....	32
5.2.4 Escenario Pesimista .....	33
5.3 Resultados por escenario .....	33
5.4 Análisis de Sensibilidad del Proyecto.....	35
6 CONCLUSIONES .....	40
7 LIMITACIONES Y RESTRICCIONES .....	42
8 RECOMENDACIONES.....	43
9 BIBLIOGRAFIA .....	46
10 ANEXOS .....	47

## 1. INTRODUCCIÓN

El Valle del Cauca cuenta actualmente con 14 Industrias que presentan autogeneración ó cogeneración de energía eléctrica, entre los que se incluyen principalmente los ingenios azucareros, la industria papelera y la industria cementera; dichas industrias han venido desarrollando proyectos de cogeneración que les permite producir energía para su consumo propio y en algunos casos exportar los excedentes a la red del sistema interconectado nacional.

En la actualidad las empresas que tienen autogeneración suplen sus necesidades de energía eléctrica, pero no pueden vender sus excedentes al mercado, para poder hacerlo deben cumplir con los requisitos definidos en la regulación colombiana.

[...]La cogeneración también aporta ventajas desde un punto de vista comunitario o de interés general de la sociedad (ahorro de combustible, disminución de la contaminación, etc.). Como consecuencia de estas ventajas, la administración potencia la implantación de plantas de cogeneración (PC). Así, se contempla la posibilidad de que la industria venda sus excedentes de energía eléctrica a la red de distribución en media tensión (RD), siempre que cumpla determinadas condiciones de eficiencia y seguridad [...]<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Quiles E., Correcher, A., García E., Morant F. Effects of Cogeneration Plants on the Operation of Distribution Networks. 2004

Dada la creciente demanda de potencia y energía eléctrica en el país, debido al desarrollo de nuevos proyectos industriales y al “boom” minero, se hace necesario encontrar más fuentes de generación para atender dicha demanda, optimizando los procesos productivos industriales, la matriz energética y los costos de producción. De igual forma el beneficio que los industriales pueden obtener al comercializar excedentes de energía, genera una competitividad sectorial y regional.

Todo lo anterior hace que el proyecto que se analiza en el presente documento tenga una importancia estratégica para la industria papelera en el Valle del Cauca.

## **2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Actualmente la empresa productora de papel posee dos equipos de generación de energía eléctrica, un turbogenerador de 17.125 kVA, instalado en 2009 y otro con más de 30 años de servicio con una potencia de 15.294 kVA y una eficiencia de 30.000 libras/MWh, de igual forma tiene una demanda de potencia de 21.000kW, la cual es atendida normalmente por los turbogeneradores y en casos de mantenimiento, a través de una conexión de respaldo con el Operador de Red. La empresa está definida ante el sistema eléctrico colombiano como un autoprodutor de energía eléctrica, lo que no le permite vender excedentes en caso de producirlos.

Debido a que en la actualidad se consiguen turbinas de última generación cuyas eficiencias están en el orden de las 24.000 libras de vapor/Mwh, optimizando el consumo del combustible, es posible generar más energía eléctrica con el mismo consumo de vapor, lo

que generaría excedentes de energía que podrían ser vendidos al mercado de energía mayorista o ser utilizados para atender las demandas adicionales de energía eléctrica de la empresa, derivadas de nuevos proyectos, evitando así la compra de energía a terceros, con lo cual se reduce el costo de los energéticos y se mejora la competitividad de la empresa.

En las condiciones actuales la empresa es autosuficiente, es decir, no requiere de energía adicional para suplir las necesidades de los procesos productivos y hay un proyecto de instalar motores con una carga aproximada de 2MW en el corto plazo. Dadas estas condiciones la instalación del nuevo turbogenerador permitiría atender su nueva demanda y vender excedentes al sistema eléctrico.

El objetivo de este trabajo de grado es realizar el análisis económico y financiero del cambio del turbogenerador de 15.294 kVA por uno de 17.125 kVA con una eficiencia de 24.000 libras de vapor/Mwh, que permita tener elementos para tomar una decisión acerca de la realización del proyecto o de su aplazamiento, hasta que se presentan condiciones favorables para su desarrollo.

Este trabajo utiliza mucha información de mercado y también muchos costos índices, dado que los costos de los equipos corresponden a cotizaciones con proveedores, pero no son precios vinculantes, además los precios futuros de la energía cambian considerablemente la viabilidad del proyecto. Para considerar estas restricciones se utilizarán escenarios y sensibilidades que permiten observar el punto de equilibrio del proyecto.

### 3. MARCO TEÓRICO

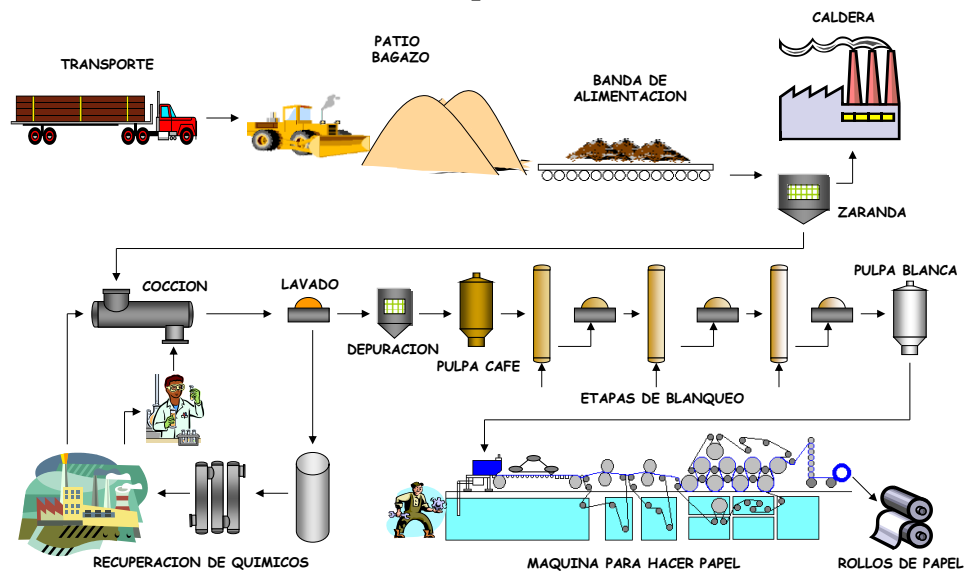
El proyecto se enmarca dentro del proceso de producción de papel considerando la cogeneración de energía a partir del proceso productivo y la regulación colombiana para el negocio de energía eléctrica, el cual está reglamentado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y operado por el Centro Nacional de Despacho (CND XM-Expertos en Mercados). De otra parte la fundamentación teórica utilizada para el análisis de evaluación financiero es el de flujo de caja descontado, usando la propuesta metodológica de Buenaventura (2011).

#### 3.1 Marco Teórico Técnico

##### 3.1.1 Proceso de Producción De Papel

Tal como se ilustra en la figura 1, este proceso se inicia con el transporte de bagazo hasta las zarandas donde se saca el polvillo, parte central de la caña de azúcar que no contiene fibra y por consiguiente no es apta para la producción de papel

**Figura 1. Proceso de Producción de Papel**



Fuente: Documentación interna de la empresa

Las zarandas separan la fibra que será utilizada en la producción de pulpa, del polvillo que es quemado en las calderas, luego la fibra es transportada hasta los digestores para su cocción con vapor a 165 psi y soda cáustica, para producir la pulpa café. En la etapa siguiente la pulpa café es sometida a varias etapas de blanqueo con la utilización de cloro, soda cáustica e hipoclorito, para finalmente producir la pulpa blanca que será utilizada en la producción de los diferentes tipos de papel.

La empresa tiene dentro del plan futuro de inversiones, la instalación de grupos motores para sustituir unas turbinas actuales que se utilizan en la máquina para hacer papel y que mueven los rodillos, la cual tiene una demanda estimada de 2MW.

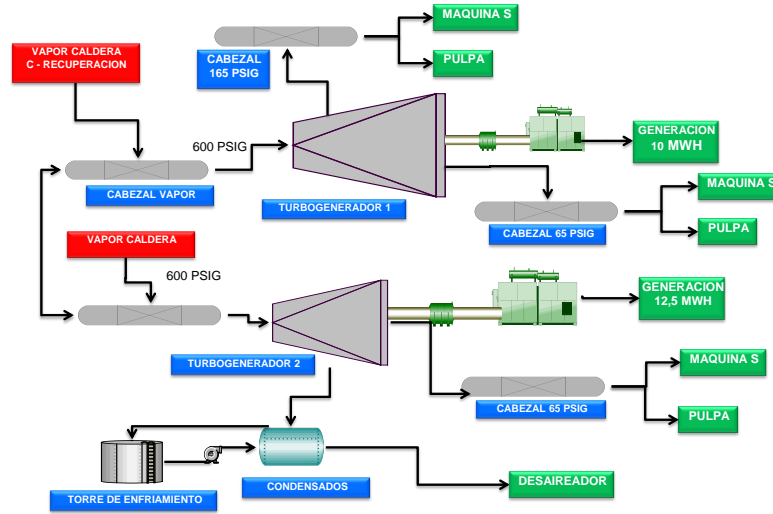
### **3.1.2 Proceso de Cogeneración de Energía Eléctrica y Distribución de Vapor**

El grupo turbogenerador en estudio forma parte de un proceso de cogeneración de energía eléctrica a base de vapor, compuesto por tres calderas, dos cuyo combustible es el carbón, una caldera de recuperación y dos turbogeneradores. (Ver figura 2). Las tres calderas producen vapor a una presión de 600 psi y a través de la turbina se reduce la presión del vapor a 165 y 65 psi, para finalmente ser utilizado en el área de producción de pulpa o en el secado del papel.

El nombre de Cogeneración se da porque la energía eléctrica es generada aprovechando el proceso de producción de papel.

Tal como se muestra en la fotografía 1, un turbogenerador está compuesto en su parte básica por dos equipos, la turbina y el turbogenerador:

**Figura 2. Proceso de Cogeneración**



Fuente: Documentación interna de la empresa

**La turbina** tiene dos etapas de salida que suministran vapor a los procesos productivos de la planta. La primera etapa, llamada de extracción suministra vapor a 165 psi y una temperatura de 550°F, la segunda etapa, llamada exhosto, suministra vapor a 65 psi y 450°F.

**El turbogenerador** el cual esta acoplado a la turbina y transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

**Fotografía 1. Grupo Turbogenerador existente**



Fuente: Documentación interna de la Empresa

### Parámetros de la turbina

La turbina que se propone utilizar para el reemplazo de la actual es la SIEMENS SST-300, de 13.700kW, sus principales características se presentan en la tabla 1 siguiente:

Tabla 1. Parámetros técnicos de la Turbina

Loadpoint		1	2	3
Live Steam:				
<b>Pressure</b>	Psig	650	625	600
<b>Temperature</b>	°F	750	740	710
<b>Flow</b>	Lb/h	335.000	305.000	310.000
Extraction Steam:				
<b>Pressure</b>	Psig	170	165	165
<b>Temperature</b>	°F	490	490	466
<b>Flow</b>	Lb/h	150.000	120.000	140.000
Exhaust Steam:				
<b>Pressure</b>	Psig	70	65	62
<b>Temperature</b>	°F	349	341	322
<b>Flow</b>	Lb/h	185.000	185.000	170.000
Power at generator terminals	<b>kW</b>	<b>13.700</b>	<b>12.500</b>	<b>12.000</b>
Turbine speed	<b>Rpm</b>	<b>8.300</b>	<b>8.300</b>	<b>8.300</b>

Fuente: Cotización SIEMENS

### Parámetros del Generador

El generador utilizado para reemplazo es un generador sincrónico trifásico SIEMENS, SST-300, con una potencia nominal de 17.125 KVA, sus principales características son:

Tabla 2. Parámetros técnicos del Generador

<b>Nominal Power</b>	<b>17.125 KVA</b>
<b>Power Factor</b>	0,80
<b>Voltage</b>	13.200 V
<b>Frecuency</b>	60 Hz
<b>Speed</b>	1800 rpm
<b>Protection Class</b>	IP54
<b>Thermal class – design</b>	F
<b>Thermal class - utilization</b>	B
<b>Excitation type</b>	Brushless with PMG
<b>Air wáter cooler installation</b>	Top-mounted
<b>Ambient temperature</b>	< 40 C
<b>Elevation</b>	< 1.000 meters

Fuente: Cotización SIEMENS.

### 3.2 Marco Regulatorio

La evaluación financiera de la venta de excedentes de energía de una industria papelera, tiene como primer requisito definir si la compañía es un autogenerador o un cogenerador, dado que solo a los cogeneradores les es permitido la venta de excedentes.

La Resolución CREG 084 de 1996 define el autogenerador en los siguientes términos:

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

De acuerdo con dicha resolución, el autogenerador no puede sino de manera excepcional, vender la energía que produce (solamente en eventos de racionamiento declarado), lo que busca fundamentalmente que quien requiera generar su propia energía, tenga como propósito precisamente y principalmente, garantizar sus propias necesidades, y no la obtención de rentas a través de la venta de excedentes al mercado general.

Esta exclusividad de la energía generada para la atención del propio autogenerador, implica obviamente que dentro de la evaluación de los negocios de autogeneración no puede considerarse ventas de excedentes de energía al mercado, por ser estas imposibles a la luz de la regulación vigente.

De otra parte la resolución CREG 005 de 2010, define el cogenerador de la siguiente forma:

*“Cogenerador: Persona natural o jurídica que tiene un proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica como parte integrante de su actividad productiva, que reúne las condiciones y requisitos técnicos para ser considerado como cogeneración.”*

*El Cogenerador puede o no, ser el propietario de los activos que conforman el sistema de Cogeneración; en todo caso el proceso de cogeneración deberá ser de quien realice la actividad productiva de la cual hace parte.”*

De igual forma en su artículo 2° establece los requisitos y condiciones técnicas que se deben cumplir a partir del cálculo del Rendimiento Eléctrico Equivalente y la relación eléctrica y térmica del proceso:

$$\text{“ REE} = \frac{\text{EE}}{\frac{\text{EP} - \text{CU}}{\eta_{\text{ref CU}}}} * 100 \text{ [\%]} \text{”}$$

*Donde,*

*REE Rendimiento Eléctrico Equivalente, expresado en porcentaje [%] con aproximación a un decimal.*

*EE Producción total bruta de energía eléctrica en el proceso, expresado en kWh. Por consiguiente, incluye tanto la energía eléctrica usada en el proceso productivo propio como los excedentes entregados a terceros.*

*EP Energía primaria del combustible consumido por el proceso, expresado en kWh y calculada empleando el Poder Calorífico Inferior del combustible.*

*CU Producción total de Calor Útil del proceso, expresado en kWh.*

*$\eta_{\text{ref CU}}$  Eficiencia de referencia para la producción de Calor Útil. Este valor será de 0,9 mientras la CREG no determine otro.*

*a) Producción mínima de energía eléctrica y térmica en el proceso.*

- 1. Si produce Energía Eléctrica a partir de Energía Térmica, la Energía Eléctrica producida deberá ser mayor (>) al 5% de la Energía Total generada por el sistema (Térmica + Eléctrica).*
- 2. Si produce Energía Térmica a partir de un proceso de generación de Energía Eléctrica, la Energía Térmica producida deberá ser mayor (>) al 15% de la Energía Total generada por el sistema (Térmica + Eléctrica).”*

Considerando estas definiciones, se encuentra que el grupo turbogenerador en estudio cumple con la condición dado que produce energía eléctrica a partir de vapor, el cual es procesado por una caldera utilizando como combustible carbón, para lo cual el REE debe ser por lo menos de 39,5% según la resolución CREG 005 de 2010.

El cálculo del REE para el turbogenerador nuevo utilizando los parámetros de la máquina y estimando el consumo de combustible:

$$REE = \frac{EE}{EP - \frac{CU}{\eta_{ref\ CU}}} * 100 [\%] = \frac{13.500 \text{ kWh}}{146.005 \text{ kWh} - \frac{110.121 \text{ kWh}}{0.9}} * 100 [\%] = 57.09\% > 39.5\%$$

De igual manera, se cumple la mínima relación de energía eléctrica y térmica en el proceso.

$$\frac{13.500 \text{ kWh}}{13.500 \text{ kWh} + 146.005 \text{ kWh}} * 100 [\%] = 8,5\% > 5\%$$

Ahora bien, la resolución CREG 005 de 2010 también define la forma de realizar la venta de los excedentes producidos por los cogeneradores, dependiendo si posee o no firmeza de potencia:

*“Venta de Excedentes. La venta de excedentes producidos por los Cogeneradores se hará cumpliendo las siguientes reglas:*

- ***Cogenerador con Energía Excedente sin Garantía de Potencia. La Energía Excedente sin Garantía de Potencia puede comercializarse de la siguiente manera:***

***Opción 1***

*Sin acceso al Despacho Central y por lo tanto sin participación en la Bolsa de Energía.*

*La Energía Excedente sin Garantía de Potencia puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados.*

## ***Opción 2***

*Con acceso al Despacho Central, en cuyo caso la Energía Excedente sin Garantía de Potencia será vendida en la Bolsa de Energía. El tratamiento aplicable a esta Energía Excedente, en lo que se refiere al Precio de Oferta y liquidación de la transacción, será igual al aplicable para la generación Inflexible.”*

Para el caso de análisis se utilizará la opción 1, considerando que los excedentes serán menores a 10MW y no se tendrá acceso al despacho central, por lo tanto no se participará en la bolsa de energía.

Con las definiciones establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas y cumpliendo los requisitos y condiciones técnicas para declararse como un Cogenerador, se considera que el negocio de venta de excedentes, para la industria en estudio, cumple y está enmarcado dentro de las normas existentes en el mercado de energía en Colombia, por lo cual es viable legal y regulatoriamente, y puede ser analizado desde el punto de vista financiero y estratégico.

### **3.3 Marco Teórico Financiero**

La evaluación financiera de proyectos permite organizar información y contar con elementos de economía, de mercado y regulatorios, los cuales son esenciales para realizar los análisis de factibilidad de proyectos, brindando herramientas para la toma de decisiones sobre modelos sólidos, antes de incluirlos en los planes de inversión de las organizaciones. Dichas decisiones conducen a la generación de valor, aprovechando las ventajas competitivas y maximizando la rentabilidad.

A continuación se explicará los principales criterios de evaluación.

**Flujo de Fondos Neto:** es la suma de todos los ingresos del proyecto menos todos los costos efectuados durante la vida útil del proyecto de inversión, es decir los flujos de entradas y salidas de caja o efectivo, en un período dado. El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un período determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa.

**Flujo de caja descontado:** determina el valor actual de los flujos de fondos futuros descontándolos a una tasa que refleja el costo de capital aportado, por lo general se usa el WACC, para considerar el efecto del valor del dinero en el tiempo. Este método considera la inflación y proyecciones macroeconómicas las cuales se definen de acuerdo a las investigaciones o valores esperados del mercado

**Costos Relevantes:** son costos futuros esperados que con la entrada de un proyecto presentan cambios y pueden plantear diferentes alternativas para implementar y poner en operación alguna actividad económica.

**Costos No Relevantes:** Son costos que no se afectan por las acciones de la gerencia, un ejemplo de éstos son los costos hundidos. Estos costos pasados que ahora son irrevocables pueden entenderse como la depreciación de la maquinaria. Cuando se les confronta con una selección, dejan de ser relevantes y no deben considerarse en un análisis de toma de decisiones, excepto por los posibles efectos tributarios sobre su disposición. La relevancia no es un atributo de un costo en particular, el mismo costo puede ser relevante en una

circunstancia e irrelevante en otra. Los hechos específicos de una situación dada, determinarán cuáles costos son relevantes y cuáles irrelevantes.

**Costo de oportunidad:** Corresponde al costo que representa renunciar a tomar otra alternativa por decidir tomar el negocio en estudio, es decir que representa los beneficios dejados de percibir por la alternativa más rentable al mismo nivel de riesgo.

**Tasa de oportunidad:** Es la tasa de interés correspondiente al costo de oportunidad, corresponde a la tasa mínima de retorno aceptable que el inversionista tome el negocio en estudio considerando el mismo nivel de riesgo.

**Valor presente Neto (VPN):** Mide el incremento en la riqueza en dinero de hoy si se toma el proyecto. Se obtiene llevando todos los flujos de fondos estimados para el período de análisis al momento actual descontado con la tasa de oportunidad. Es el criterio válido por excelencia. Aplicará también como criterio de alternativas. Solo cuando su valor es positivo el proyecto es financieramente viable.

**Tasa Interna de Retorno (TIR):** Representa la rentabilidad de los fondos invertidos, es decir la tasa de interés que genera el capital invertido. Cuando la TIR resultante es mayor a la tasa de oportunidad del inversionista el negocio en estudio es financieramente factible.

**Costo de Capital promedio ponderado (WACC):** Representa la tasa de descuento que debe utilizarse para descontar los flujos de fondos operativos para evaluar un proyecto o una empresa utilizando el descuento de flujos de fondos.

El capital de una empresa proviene de dos fuentes principales, el capital de terceros, generalmente del sector financiero a una tasa y plazos definidos y el capital propio de la empresa puesto por los socios o propietarios. El WACC representa la tasa límite a la cual los inversionistas están dispuestos a realizar proyectos que tengan un riesgo similar. La tasa de retorno de un proyecto para un inversionista debe estar por encima de esta tasa. Puede ser calculado mediante la siguiente expresión:

$$WACC = K_E (1-r_D) + K_D (1-T) r_D$$

Donde:

$K_E$  = Costo del capital de los accionistas (%a)

$K_D$  = Costo de la deuda (%a)

$r_D$  = Razón de deuda a activos totales

$T$  = Tasa de impuestos para la empresa

En el modelo de evaluación económica y financiera el WACC utilizado fue suministrado por el área financiera de la empresa.

**Período de Recuperación:** Corresponde al momento del tiempo en que la inversión es recuperada, es donde se iguala el VP de los flujos netos con el costo de la inversión.

**Valor de Continuidad [VC]:** Es el valor de los flujos de fondos posteriores al período analizado. Puede ser calculado con la siguiente expresión:

$$VC = \frac{FFN_n [1 + g]}{i^* - g}$$

Donde:

$FFN_n$  = Flujo de Fondos para el año n

$g$  = Tasa de crecimiento estacionario

$i^*$  = Tasa de costo de oportunidad (WACC)

El gradiente es el promedio de los tres últimos crecimientos si los valores son cercanos.

#### **4. ANÁLISIS FINANCIERO**

El proyecto se evalúa financieramente considerando escenarios que se definirán en el numeral 6.2, y utilizando los indicadores de VPN y TIR, de igual manera se considerarán sensibilidades de las principales variables.

Para la evaluación se considera solamente la inversión en los nuevos equipos de generación, compuestos por la turbina y el generador. Los ingresos son calculados considerando la mejora en la eficiencia al tener una mayor generación de energía con las mismas libras de vapor, dado que se utilizarán equipos de última tecnología, lo cual permitirá obtener beneficios a partir de la venta de excedentes al mercado de energía mayorista y de evitar compra de energía para la atención de la nueva demanda.

La evaluación se realiza en pesos corrientes después de impuestos.

A continuación se relacionan los parámetros generales del caso base, con los cuales se efectúa la evaluación económica-financiera:

##### **4.1 Parámetros Ambientales:**

- Tasa de cambio 2012: 1770 \$/dólar.
- Devaluación de largo plazo: 3,5 %.
- Inflación de largo plazo: 3,5 %.
- Índice de Precios al Productor 3,4 %.
- Depreciación (10 años) 10%.
- Tasa de impuesto de renta: 33 %.
- Contribución Ley 99 4%

## 4.2 Parámetros de Inversión

- Inversión: Se toman los valores de cotización del fabricante de la turbina nueva actual, instalada en el año 2009 y los costos locales de la instalación. Ver Tabla 3

Tabla 3. Precios de referencia

ITEM	Precio de referencia US\$ may2010
Grupo Turbogenerador	4.000.000
Costos locales	2.000.000

Fuente: Cotización SIEMENS y Costos estimados.

- Estimación de los flujos de fondos: 25 años.
- Período pre operativo: 1 año.
- Cronograma de inversión: 100% en el año 1.
- Por ser un proyecto de reemplazo del equipo actual, no hay costos de estudios ni de licencias ambientales solo asistencia técnica para el montaje del grupo turbogenerador.
- Contingencias: Por la experiencia en proyectos recientes de la misma empresa, se consideraron imprevistos del orden del 10 % de la inversión de costos por estudios de conexión y costos locales. Esta contingencia no se aplicó a los costos de los equipos nuevos, turbina y generador, debido a que están respaldados por una cotización del fabricante que elimina la contingencia.
- WACC: 13,02%, en pesos corrientes después de impuestos. Es dato fue suministrado por el área financiera de la empresa y se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4. Costo Promedio Ponderado de Capital

COSTO PROMEDIO PONDERADO DE CAPITAL			
CAPITAL		DEUDA	
TASA LIBRE DE RIESGO	3.46%	COSTO DE LA DEUDA	9%
PRIMA DE RIESGO	5.50%	TASA DE IMPUESTOS	33%
BETA APALANCADO	1.22	COSTO AJUSTADO	6.0%

<b>RIESGO PAÍS</b>	3.72%	
<b>COSTO DE CAPITAL</b>	<b>13.89%</b>	
<b>PRIMA TAMAÑO</b>	1.10%	
<b>COSTO TOTAL DE CAPITAL</b>	<b>14.99%</b>	
<b>ESTRUCTURA DE CAPITAL</b>	78.00%	22%
<b>PONDERACIÓN</b>	11.69%	1.327%
<b>WACC</b>	13.02%	

Fuente: Información financiera de la Empresa.

### 4.3 Egresos:

- **Seguros:** 0,2% sobre el valor del activo fijo, adicional al actual por reposición.
- **Contribución Ley 99:** 4% de las ventas de excedentes de energía, por la tarifa de venta en bloque fijada por la CREG de acuerdo a lo establecido en esta ley (61,04784 \$/kWh. Para el año 2011).
- **Impuesto de timbre:** Vigente en 1.5 % de las ventas de excedentes de energía.
- **ICA:** En función de la capacidad instalada de acuerdo a las tarifas vigentes por ley 56; 309 \$/Kw instalado, por año.
- **CND-SIC:** En función a la potencia instalada y de acuerdo a las tarifas vigentes. (CND: 108,7 \$/Kw instalado-mes y SIC 184,34 \$/Kw instalado-Mes). Se calcula utilizando la capacidad en firme.
- **Depreciaciones:** 10 años en línea recta.
- **Impuesto de renta:** Se trabaja con el 33 % de impuesto de renta como tasa efectiva durante el período de estimación de los flujos de fondos.
- **Costos de Conexión y Respaldo:** Por convertirse en cogenerador, la empresa debe presentar al Operador de Red un estudio de conexión y pagar una garantía de

1US\$/kW instalado considerando solamente la potencia firme de excedentes para que le asignen la capacidad de transporte, según la resolución CREG 070 de 1998 y la resolución CREG 106 de 2006.

- **Costos de comercialización:** Este costo está incluido como un neto en el precio de venta de excedentes de energía y por lo tanto no se presentan como costos separados en el modelo.
- **Cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional y otros peajes:** STN=23,39\$/kWh, STR=18,96 \$/kWh. Este costo es relevante para el análisis financiero, dado que si se presenta crecimiento interno se pueden usar los excedentes y no comprar energía a la red. Actualmente la empresa tiene costos asociados a sus consumos cuando tiene mantenimiento de la planta, de igual forma tiene contratada una disponibilidad de capacidad de respaldo de 12MW con el operador de Red. Los costos de respaldo tanto de la energía como de la red no son relevantes y por lo tanto no se incluyen en el análisis.

#### **4.4 Ingresos:**

- **Producción de Energía:** La energía correspondiente a la potencia adicional generada por el turbogenerador a exportar y/o consumir.
- **Consumo interno de energía eléctrica:** Ver tabla 5.
- **Excedentes para exportar (comercializar) y/o a consumir:** Es un dato relevante por ser la energía adicional generada por el nuevo turbogenerador. La energía puede ser exportada, Ver Tabla 7 Parámetros del proyecto, renglón Excedentes de energía a exportar, o utilizada para atender la nueva demanda de energía, Ver tabla 7.

Parámetros del proyecto, renglón Energía dejada de vender (Consumida nuevo proyecto).

Tabla 5. Consumo Histórico Promedio

CONSUMO HISTÓRICO PROMEDIO		
AÑO	MWh/MES	% CRECIMIENTO
2002	14,158.49	
2003	14,899.46	5.23%
2004	15,500.99	4.04%
2005	14,441.36	-6.84%
2006	14,061.20	-2.63%
2007	14,578.83	3.68%
2008	13,544.12	-7.10%
2009	15,034.42	11.00%
2010	15,406.76	2.48%
2011	15,286.44	-0.78%

Fuente: Documentación interna de la empresa.

- **Potencia en firme a suministrar:** 3.000 kW.
- **Precio de venta excedentes de Energía:** Se usó una tarifa 90\$/kWh, para el año 2012, como precio promedio de largo plazo, se utilizó el precio de bolsa de septiembre de 2.011 tomado del informe ejecutivo de XM. Incluye únicamente la generación y comercialización, este precio se indexó anualmente con el IPP.
- **Precio de compra de Energía:** Es el precio proyectado, en los contratos actuales de la empresa, de la energía comprada a terceros.
- **Costo de generación de Energía:** Es lo que le cuesta actualmente a la empresa generar un kWh con el generador existente. Aunque el generador nuevo es de mejor eficiencia y se espera que este costo disminuya, se ha asumido un costo igual para el nuevo turbogenerador. La tabla 6 presenta el costo histórico de generación. La diferencia entre el precio de compra de energía y el costo de generación es el ahorro

obtenido por la empresa, en \$/kWh, al no tener que comprar energía para el nuevo proyecto si se ejecuta el proyecto de reemplazo del turbogenerador.

Tabla 6. Costo histórico de generación de energía

	AÑO			
	2007	2008	2009	2010
Costo promedio \$/kWh	16.52	17.82	17.35	20.14

Fuente: Documentación interna de la empresa.

- **Ingreso por Certificados de Reducción de Emisiones:** No han sido cuantificados, pero podrían representar un beneficio adicional durante los primeros años de operación del turbogenerador. Fueron definidos en el protocolo de Kioto, con el fin apoyar los mecanismos de desarrollo limpio, MDL, considerando las toneladas de CO2 equivalentes dejadas de emitir.

#### 4.5 Costos no Relevantes

Por ser un proyecto de reemplazo, hay costos que no son relevantes por mantenerse para el grupo turbogenerador actual y futuro, dichos costos no se incluyen y son relacionados a continuación:

- **AOM** [Administración operación y mantenimiento]: El cambio del grupo turbogenerador no representa cambios en la estructura operativa del área a cargo.
- **Capital de Trabajo:** Dado que la máquina es igual al turbogenerador existente No.2, con dos años de funcionamiento, el capital de Trabajo representado por las partes de repuesto recomendadas por el fabricante, no afecta el análisis financiero.

- **Costo de combustible:** Para el ejercicio se ha considerado un valor de cero debido a que por la mayor eficiencia del proyecto, se consumiría la misma cantidad de combustible actual para generar una mayor cantidad de energía eléctrica.

#### 4.6 Parámetros

Se muestran a continuación los principales parámetros técnicos y financieros del proyecto, basados en información recopilada con fabricantes de turbogeneradores, costos regulados de mercado de energía mayorista y datos históricos de la compañía.

#### Parámetros del proyecto utilizados en el modelo de valoración

Tabla 7. Parámetros del proyecto

PARÁMETROS DEL PROYECTO		Año 0	Año 1	Año 2
Inversión en equipo	MUSD\$	-4,000		
Nacionalización		15%		
Asistencia Técnica		5%		
Costos Locales	MUSD\$	-2,000		
Contingencia		10%		
Costo de conexión [Estudios, auditorías y Garantía de potencia]	(MM\$)	-120.0		
Nueva Demanda de Potencia	kW	2,000		
Inversión en equipo e instalación	(MM\$)	-12,522		
Valor de Salvamento turbogenerador viejo	(MM\$)			670
Potencia a exportar y/o a consumir	kW	3,000		
Excedentes de energía a exportar	(Gwh/año)		24.6	7.6
Nueva Demanda de Energía	(Gwh/año)		16.94	
Energía dejada de vender (Consumida nuevo proyecto)	(Gwh/año)			16.94
Potencia Firme		3,000		
Precio Venta Excedentes de Energía	(\$/KWH)		90	93
Tarifa Venta en Bloque	(\$/KWH)		63.25	65.40
Precio de Compra Energía	(\$/KWH)		192.62	199
Costo Generación de energía	(\$/KWH)		20	20.7
Ventas totales de excedentes	(MM\$)		2,212	710
Contribución Ley 99	(\$/KWH)		2.44	2.53
Costo de Venta [CND-SIC]	(\$/KW)		3,643	3,767
Costo de Venta ICA	(\$/KW)		309	320
Capital trabajo	MUSD\$	0		
Capital trabajo	(MM\$)	0		
Préstamos para inversión	(MM\$)	2,755		
Tasa de interés	(%a)		9.00%	9.00%
Amortizaciones de préstamo	(MM\$)		394	394
Endeudamiento (D/A) de la Empresa	(%)		22%	22%

Tabla 8. Parámetros Macroeconómicos

<b>Cifras proyectadas</b>	<b>2009</b>	<b>2010py</b>	<b>2011py</b>	<b>2012py</b>	<b>2013py</b>	<b>2014py</b>	<b>2015py</b>	<b>2016py</b>
<b>IPC variación anual</b>	2,00%	2,90%	2,83%	3,60%	3,80%	3,65%	3,55%	3,50%
<b>IPP variación anual</b>	-2,18%	3,84%	3,50%	3,60%	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%
<b>PIB variación anual</b>	0,83%	4,67%	4,06%	4,20%	4,36%	4,47%	4,59%	5,20%
<b>Devaluación ( fin año)</b>	-8,41%	-7,14%	-2,89%	-4,07%	3,28%	-4,27%	-5,14%	-3,61%
<b>Devaluación (Promedio)</b>	9,75%	-11,9%	-2,11%	-4,30%	3,93%	-5,95%	-2,30%	-2,94%
<b>TRM fin de año</b>	2046	1900	1845	1770	1828	1750	1660	1600
<b>TRM promedio anual</b>	2157	1900	1860	1780	1850	1740	1700	1650

Fuente Informe de proyecciones 2010 Grupo Bancolombia

Las proyecciones de los de los flujos de fondos se hicieron teniendo en cuenta las variables macroeconómicas presentadas en la tabla 8, las cuales se tomaron de los informes anuales de investigación económica publicados por el grupo Bancolombia, se tomó el del año 2010.

## **5. RESULTADOS DE EVALUACIÓN**

Considerando la metodología de flujo de caja descontado para la evaluación del proyecto de reposición del turbogenerador de una compañía productora de papel y definiendo 4 escenarios posibles que dependen de la Tasa de cambio, el crecimiento de la demanda, Producción de excedentes, y precios de compra y venta de energía que dependen en gran parte del comportamiento climático y la relación de oferta/demanda de energía, se presentan los flujos detallados con el escenarios base y luego los diferentes y los resultados obtenidos para cada uno.

### **5.1 Flujo de Fondos Neto**

Ver tabla 9.

### **5.2 Definición de Escenarios**

La definición de escenarios se hizo considerando que la potencia exportada para todos es igual a 3000 kW, generación que se puede garantizar sin afectar la estabilidad en el suministro del vapor hacia los procesos productivos y sin afectar la eficiencia del nuevo turbogenerador que entraría en servicio. El precio de compra de energía es estimado considerando los contratos vigentes de Compra de energía de la empresa para tres escenarios en la proyección del precio de bolsa para el año 2012:

Tabla 9. Flujo de Fondos Neto (Ver anexo 3)

		(años)	0	2012	2013	2034	2035	2036	
FLUJO DE FONDOS	<b>FF INVERSIÓN</b>								
	INVERSIÓN EN EQUIPO	(MMS)	-12.522	0	0	0	0	0	
	Capital trabajo	(MMS)	0	0	0	0	0	0	
	INCREMENTO en Capital de Trabajo	(MMS)	0	0	0	0	0	0	
	FF REQUERIDOS PARA INVERSIÓN	(MMS)	-12.522	0	0	0	0	0	
	PRÉSTAMOS	(MMS)	2.755	0	0	0	0	0	
	Valor de Salvamento turbogenerador viejo	(MMS)			670				
	<b>FFN DE LA EMPRESA EN INVERSIÓN</b>	<b>(MMS)</b>	<b>-9.767</b>	<b>0</b>	<b>670</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
	<b>FF OPERACIÓN</b>								
	INGRESOS	(MMS)		2.212	3.735	7.537	7.793	8.058	
	COSTOS	(MMS)		74.03	32.23	65.04	67.25	69.53	
	DEPRECIACIÓN	(MMS)		1.252	1.252	0	0	0	
	COSTOS incluyendo DEPRECIACIÓN	(MMS)		1.326	1.284	65	67	70	
	UTILIDAD OPERATIVA	(MMS)		886	2.450	7.472	7.726	7.988	
	INTERESES	(MMS)		248	213	0	0	0	
UTILIDAD GRAVABLE	(MMS)		638	2.238	7.472	7.726	7.988		
IMPUESTOS	(MMS)		210	738	2.466	2.549	2.636		
UTILIDAD NETA	(MMS)		427	1.499	5.006	5.176	5.352		
DEPRECIACIÓN	(MMS)		1.252	1.252	0	0	0		
PAGOS PRÉSTAMOS	(MMS)		394	394	0	0	0		
<b>FLUJO FONDOS OPERACIÓN</b>	<b>(MMS)</b>		<b>1.286</b>	<b>2.358</b>	<b>5.006</b>	<b>5.176</b>	<b>5.352</b>		
<b>FLUJO DE FONDOS NETO</b>	<b>(MMS)</b>		<b>-9.767</b>	<b>1.286</b>	<b>3.028</b>	<b>5.006</b>	<b>5.176</b>	<b>5.352</b>	
TASA OPORTUNIDAD	<b>COSTO DE CAPITAL</b>								
	Endeudamiento (D/A)	(%)	rD	22%	22%	22%	22%	22%	
	$\beta$ sector		Bo	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	
	$\beta$		B	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220	
	Renta libre de riesgo	(%a)	Rf	3.46%	3.46%	3.46%	3.46%	3.46%	
	Renta de mercado	(%a)	Rm	8.96%	8.96%	8.96%	8.96%	8.96%	
	<b>COSTO DE CAPITAL PROPIO</b>	(%a)	Ke	<b>14.99%</b>	<b>14.99%</b>	<b>14.99%</b>	<b>14.99%</b>	<b>14.99%</b>	
	<b>COSTO DE DEUDA</b>	(%a)	Kd	<b>9.00%</b>	<b>9.00%</b>	<b>9.00%</b>	<b>9.00%</b>	<b>9.00%</b>	
<b>WACC</b>	(%a)	WACC	<b>13.02%</b>	<b>13.02%</b>	<b>13.02%</b>	<b>13.02%</b>	<b>13.02%</b>		
CIERRE	<b>CONTINUIDAD</b>								
	Crecimiento	(%a)			135.46%	3.40%	3.40%	3.40%	
	Crecimiento en Estado Estable	(%a)						3.40%	
VALOR DE CONTINUIDAD	(MMS)						57.535		
EVALUACIÓN	<b>FLUJO DE FONDOS CON CONTINUIDAD</b>	(MMS)	<b>-9.767</b>	<b>1.286</b>	<b>3.028</b>	<b>5.006</b>	<b>5.176</b>	<b>62.888</b>	
	<b>WACC</b>	(%a)		<b>13.02%</b>	<b>13.02%</b>	<b>13.02%</b>	<b>13.02%</b>	<b>13.02%</b>	
	<b>VALOR PRESENTE NETO</b>								
	FACTOR DESCUENTO A 1 AÑO			0.8848	0.8848	0.8848	0.8848	0.8848	
	FACTOR DESCUENTO A T = 0		1.0000	0.8848	0.7829	0.0599	0.0530	0.0469	
	VALOR PRESENTE DE FFN	(MMS)	-9.767	1.138	2.371	300	274	2.950	
	<b>VPN</b>	<b>(MMS)</b>	<b>14.855</b>						
	<b>TIR</b>	<b>(%a)</b>	<b>26.97%</b>						
	<b>RECUPERACIÓN</b>	<b>AÑO</b>		0	1	2	23	24	25
	VPN hasta T	(MMS)	-9.767	-8.629	-6.259	11.631	11.905	14.855	
	RECUPERADO	(MMS)							
<b>PERÍODO DE RECUPERACIÓN</b>	<b>(años)</b>	<b>6.14</b>							

Un escenario optimista con un precio promedio de \$180.34, uno medio con precio promedio de \$192.62 y el otro pesimista con precio de \$212.67. La clasificación de optimista del precio de compra se da desde el punto de vista de quien compra energía y no guarda ninguna correlación con la clasificación de los escenarios en el análisis financiero. El precio de compra en todos los casos incluye cargos regulados y excluye el 20% de la contribución que actualmente afecta la tarifa final de energía comprada pero que será eliminada a partir de enero/2012 de acuerdo con el decreto 2915 de 2011 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

### **5.2.1 Escenario Base**

Este escenario se configura con los valores más probables para las variables desde el punto de vista técnico y financiero.

-Tasa de cambio del dólar (TRM), 1.770\$/US\$, definida en el estudio de proyecciones macroeconómicas de Bancolombia.

-Precio de la energía vendida: 90\$/kWh. Aproximación al precio de bolsa de Sep/2011. (Informe ejecutivo de Mercado de Energía Mayorista de Sep/11. XM).

-Excedente de energía a vender. Con el cambio del turbogenerador, se plantea generar excedentes correspondientes a una potencia de 3MW y con una alta probabilidad de obtener esta ganancia por eficiencia, considerando un escenario conservador de acuerdo al balance térmico actual de la compañía.

-Nueva demanda de energía: 16.94GWh/año, considerando el proyecto de instalación de motores previsto en la empresa, la cual corresponde a motores de 2MW.

-Precio de compra de Energía: 192.62\$/kWh. Precio promedio de tarifas del próximo año.

### **5.2.2 Escenario Optimista considerando Períodos de Sequía**

Este escenario se configura con los valores óptimos por cada variable desde el punto de vista técnico y financiero, este escenarios plantea una tasa de cambio que está influida por una devaluación del peso frente al Dólar, un crecimiento moderado en la demanda de energía, derivada de la recuperación económica esperada del país, de otra parte se considera una precio alto de la energía, lo cual es consecuencia de las proyecciones climatológicas que son influenciadas por el efecto del fenómeno del niño.

-Tasa de cambio del dólar (TRM), 1.900\$/US\$, considera la devaluación presentada del peso frente al dólar durante el tercer trimestre de 2011.

-Precio de compra energía. 212.67\$/kWh. Precio pesimista de las tarifas del próximo año.

-Precio de la energía vendida: 100\$/kWh. Estimación de precios de energía influenciados por expectativa de períodos de sequía y escasez de energía firme hidráulica.

### **5.2.3 Escenario Optimista considerando Períodos húmedos**

Este escenario toma los mismos parámetros de económicos que el anterior, pero considera una precio bajo de la energía, lo cual es consecuencia de las proyecciones climatológicas que son influenciadas por el efecto del “fenómeno de la Niña”, lo que ocasiona mucha lluvia con la consecuente disminución del precio de la energía.

-Tasa de cambio del dólar (TRM), 1.900\$/US\$, considera la devaluación presentada del peso frente al dólar durante el tercer trimestre de 2011.

-Precio de la energía vendida: 80\$/kWh. Estimación de precios de energía influenciados por expectativa de períodos de lluvia y abundante generación de energía hidráulica.

-Precio de compra de Energía: 180.34\$/kWh. Precio promedio optimista de las tarifas del próximo año.

#### **5.2.4 Escenario Pesimista**

Este escenario toma los parámetros económicos y técnicos más adversos para el proyecto.

-Tasa de cambio del dólar (TRM), 2.000\$/US\$, considera la devaluación presentada del peso frente al dólar durante el tercer trimestre de 2011 y una expectativa de mayor devaluación en el último trimestre de 2011.

-Precio de la energía vendida: 80\$/kWh. Estimación de precios de energía influenciados por expectativa de períodos de lluvia y abundante generación de energía hidráulica, puede suceder que se contrate en períodos en los cuales las expectativas están a la baja.

-Precio de compra de Energía: 212.67\$/kWh. Precios de energía presentados en el anterior período de sequía por el “fenómeno del Niño”, lo cual puede derivarse de una gestión en la compra de energía cuando se tengan altas expectativas de sequía en el mercado, lo que lleva a los generadores y comercializadores a cobrar mayor prima para prestar la cobertura de riesgo de precio en dichos períodos.

### **5.3 Resultados por escenario**

En la tabla 10 se presentan los resultados obtenidos del modelo de evaluación para cada escenario, de los definidos en el numeral anterior, y sus principales indicadores financieros:

Tabla 10. Resultados obtenidos por escenario.

Caso	Base	Optimista [Sequía]	Optimista [Lluvia]	Pesimista [PE]
TRM \$/USD\$	1770	1900	1900	2000
Nueva Demanda de Energía (GWh)	16.94	16.94	16.94	-
Precio de Venta excedente (\$/kWh)	90	100	80	80
Precio de Compra energía (\$/kWh)	192.62	212.67	180.34	212.67
<b>Resultados Evaluación</b>				
Inversión Inicial [MM\$]	12,522	13,432	13,432	14,132
VPN [MM\$]	14,855	16,945	12,189	2,697
TIR	26.97%	27.76%	23.83%	15.60%
Período de recuperación (años)	6.14	5.88	7.46	17.84

Como se puede observar el escenario base es bastante conservador, y posee muy buenos indicadores financieros, lo cual demuestra que el proyecto es viable desde el punto de vista financiero y técnico, además, el período de recuperación del proyecto para dicho escenario no supera los 7 años, para un activo que va a tener una vida útil superior a los 40 años, lo cual es bastante atractivo para el inversionista, más aún cuando apalanca la evolución de la demanda futura de energía eléctrica y obtiene una autonomía de un recurso bastante costoso y relevante en su proceso productivo.

De otra parte el escenario optimista con período seco es el más favorable, aunque la probabilidad de presentarse depende mucho del comportamiento climatológico en el país, el cual plantea tener períodos de sequía extrema por lo menos cada 5 años, de igual forma el escenario con período lluviosos es menos favorable que el escenario base y permite aseverar que la rentabilidad del proyecto oscilará entre los escenarios optimista [sequía] y el de base, pero el análisis debe considerar un horizonte mayor al de un ciclo climatológico, lo que conduce a pensar que el escenario base puede presentarse más frecuentemente.

El incremento de la demanda interna de energía apalanca de manera sustancial el proyecto, debido a que al reducir la venta de excedentes, deja de percibir un valor cuando baja la producción hacia el mercado, pero también deja de pagar el valor de compra de energía el cual está siempre por encima del 800% (Compra de energía 192.62\$/kWh vs costo de generación promedio 20\$/kWh. Ver tabla 6), a causa de los cargos regulados y de comercialización y debido también a que los precios de energía con garantía de potencia son superiores. Esto supone que el crecimiento de la producción está asegurado cuando se tiene la energía suficiente para suministrarle, optimizando los costos de producción y obteniendo una ventaja competitiva frente a las compañías que no tienen cogeneración de energía eléctrica.

Al analizar los resultados obtenidos del escenario pesimista, se puede observar que tiene todos sus indicadores positivos, lo que conlleva a que la realización del proyecto bajo cualquier escenario está por encima del costo de oportunidad del inversionista, entonces su factibilidad financiera es positiva.

#### **5.4 Análisis de Sensibilidad del Proyecto.**

Los resultados de la evaluación financiera del proyecto dependen de la certeza de las cifras que se consignan en la valoración del proyecto.

Entre las cifras del proyecto que se analiza se encuentran algunas que son precisas, y fueron obtenidas de cotizaciones solicitadas a proveedores o tomadas como referencia de proyectos realizados recientemente como son el costo de la turbina y generador nuevos, partes de repuesto, costos de instalación y adecuación de bases, ductos y edificaciones.

Otras cifras que se consideran en la valoración pueden llegar a desviarse considerablemente de los datos consignados y tener un gran impacto en el análisis financiero.

En estas últimas se identificaron fundamentalmente cuatro para las cuales se hizo el análisis de sensibilidad, son ellas:

- Tasa de cambio del dólar (TRM)
- Precio de la energía vendida.
- Potencia a exportar y/o consumir
- Precio de compra de Energía

La primera variable tiene impacto sobre la inversión inicial y las restantes sobre los flujos de fondos. El análisis de todas ellas permitiría tomar decisiones acertadas en compra de equipos, o negociaciones que apalanquen el proyecto durante un tiempo mínimo igual al período de recuperación, para asegurar la viabilidad financiera.

El análisis de sensibilidad del proyecto para las variables relacionadas se hizo considerando los siguientes rangos:

- Precio de venta de excedentes de energía, considerando valores entre 80\$/kWh y 120\$/kWh.
- Potencia a exportar y/o consumir, se tiene en cuenta que el incremento de potencia por eficiencia de la turbina estará entre 2MW y 4MW.
- Tasa de cambio del Dólar, TRM. Se realiza sensibilidad entre 1770\$/US\$ y 2200\$/US\$.
- Precio de compra de energía: Teniendo en cuenta los precios históricos, los contratos firmados recientemente por la empresa y la eliminación del porcentaje de contribución

del 20% para los clientes industriales a partir del año 2012, se seleccionó un rango de variación entre \$180/Kwh y \$230/kwh.

El análisis de las curvas de los gráficos 1, 2 y 3 correspondientes a las tablas 11, 12 y 13 permite observar lo siguiente:

-El VPN es bastante sensible a la variación de la TRM, a una variación en la TRM de \$430 (24.29%) corresponde una variación constante de 2340 millones en el VPN, lo cual equivale a un porcentaje entre 12% y el 24%.

-El VPN es menos sensible al precio de venta de los excedentes de energía, una variación del 50% en el precio de venta origina una variación del 4% en el VPN.

-El período de recuperación es más sensible al crecimiento interno de la demanda de energía y al precio de la energía comprada.

Tabla 11 Sensibilidad VPN Vs TRM y energía a exportar o consumir

<b>ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD VPN Vs POTENCIA A EXPORTADA Y TRM</b>						
<b>POTENCIA A EXPORTAR Y/O CONSUMIR</b>	<b>TRM=1770</b>	<b>TRM=1800</b>	<b>TRM=1900</b>	<b>TRM=2000</b>	<b>TRM=2100</b>	<b>TRM=2200</b>
<b>2000</b>	9891	9728	9184	8639	8095	7551
<b>2500</b>	12373	12210	11666	11121	10577	10033
<b>3000</b>	14855	14692	14148	13603	13059	12515
<b>3500</b>	17337	17174	16629	16085	15541	14997
<b>4000</b>	19819	19656	19111	18567	18023	17479

Gráfica 1. Sensibilidad VPN Vs TRM y potencia exportada y/o consumida

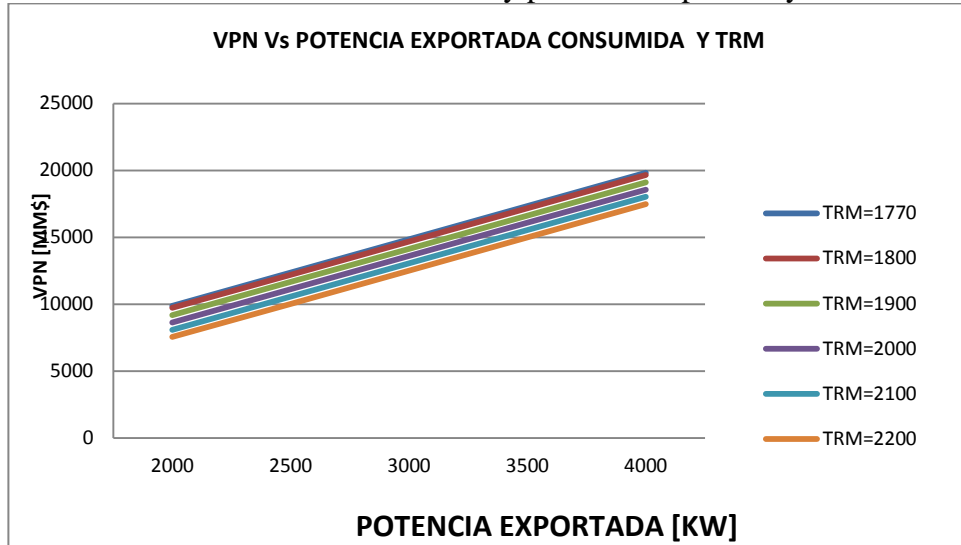


Tabla 12. Sensibilidad VPN Vs precio de venta energía a exportar

<b>ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD VPN Vs POTENCIA EXPORTADA Y PRECIO DE VENTA EXCEDENTE ENERGÍA EXPORTADA</b>					
<b>POTENCIA A EXPORTAR Y/O CONSUMIR</b>	<b>PE=80</b>	<b>PE=90</b>	<b>PE=100</b>	<b>PE=110</b>	<b>PE=120</b>
<b>2000</b>	9794	9891	9988	10085	10183
<b>2500</b>	12252	12373	12495	12616	12737
<b>3000</b>	14709	14855	15001	15146	15292
<b>3500</b>	17167	17337	17507	17677	17847
<b>4000</b>	19625	19819	20013	20208	20402

El precio de venta de los excedentes de energía, introduce un alto grado de incertidumbre en el análisis financiero debido a que la energía generada proviene de un proceso de cogeneración que no ofrece garantía de potencia, es decir, no se puede asegurar un suministro de energía constante.

Gráfica 2. Sensibilidad VPN Vs precio de venta energía a exportar

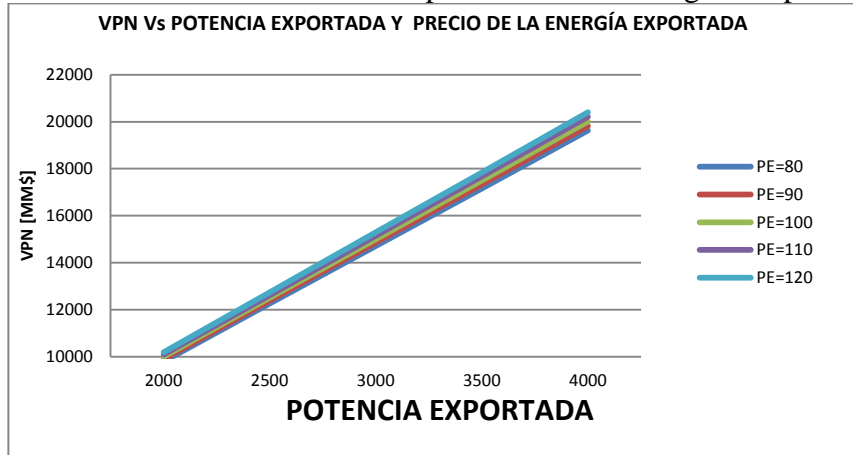
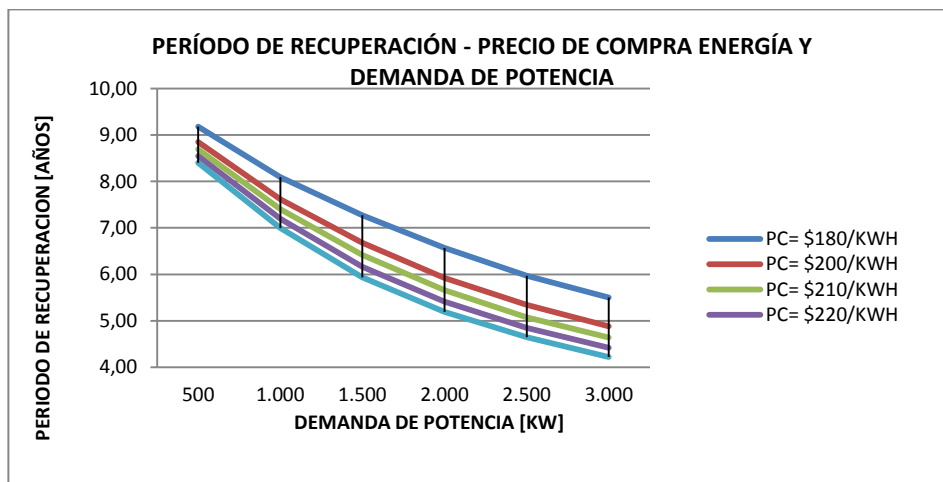


Tabla 13. Sensibilidad VPN Vs precio de compra energía y crecimiento consumo interno

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PERIODO DE RECUPERACIÓN Vs DEMANDA DE POTENCIA Y PRECIO DE ENERGÍA COMPRADA**

CRECIMIENTO CONSUMO INTERNO	PC= \$180/KWH	PC= \$200/KWH	PC= \$210/KWH	PC= \$220/KWH	PC= \$230/KWH
500.00	9.18	8.85	8.69	8.55	8.40
1,000.00	8.09	7.62	7.40	7.19	7.00
1,500.00	7.27	6.68	6.41	6.16	5.94
2,000.00	6.57	5.92	5.66	5.41	5.19
2,500.00	5.97	5.34	5.08	4.85	4.65
3,000.00	5.50	4.88	4.64	4.42	4.22

Gráfica 3. Sensibilidad VPN Vs precio de compra energía y crecimiento consumo interno



## 6 CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos del análisis económico considerando los escenarios planteados y las sensibilidades de las principales variables, permite concluir que el cambio del turbogenerador actual es viable financieramente y basa sus ingresos en la venta de excedente de energía eléctrica a partir de cogeneración y el costo evitado de la compra de energía eléctrica para atender el crecimiento de la demanda interna.

Este proyecto optimiza los costos de producción y brinda una ventaja competitiva frente a las compañías que no tienen cogeneración de energía eléctrica o las que solo autogeneran.

La mejor alternativa de comercialización de los excedentes, para asegurar la viabilidad financiera del proyecto es hacerlo mediante contratos con un agente generador que ponga esta energía en el mercado de energía mayorista, asegurando un flujo de fondos al menos durante el período de recuperación, que en el escenario base sería de 6.14 años.

La inclusión de la nueva demanda interna de 2 MW por la instalación de los motores permite incorporar el beneficio de dejar de comprar energía para dicha demanda. Estos incrementos representan beneficios mayores al de la venta de excedentes, dado que la energía comprada considera los costos de Generación + Comercialización y adicionalmente los cargos regulados de Distribución los cuales se evitaran con la entrada del proyecto.

Los incentivos actuales del Mercado de Energía Mayorista en Colombia permite que los Autoproductores que cumplen con las condiciones y requisitos técnicos de producción de energía eléctrica a partir de un proceso de cogeneración, accedan a vender sus excedentes al mercado optimizando sus procesos productivos y reduciendo costos operativos.

Los proyectos de cogeneración permiten incrementar la oferta energética del País, lo cual también contribuye a la atención de la demanda del Valle del Cauca reforzando las conexiones al Sistema de Transmisión Nacional existentes sin necesidad de grandes inversiones a cargo de la demanda.

## **7 LIMITACIONES Y RESTRICCIONES**

Las limitaciones de este proyecto básicamente se definen por el cumplimiento de los requisitos regulatorios en cuanto a la eficiencia, la cual debe ser auditada y el proceso que tiene que surtir ante el mercado de energía mayorista, lo cual implica que se gestione una representación a través de un agente generador con el cual se negocie los excedentes de energía eléctrica y se deben presentar los respectivos estudios técnicos de la conexión al sistema interconectado nacional.

En cuanto al proceso productivo, la mayor limitación es la entrada de los nuevos motores para la máquina de papel, ya que es claro que si no se presenta, el proyecto sigue presentando buenos indicadores financieros, pero su período de recuperación se eleva a 17.8 años, lo cual no es muy atractivo para los inversionistas.

## **8 RECOMENDACIONES**

De acuerdo a los resultados presentados en los diferentes escenarios se recomienda efectuar el proyecto de reemplazo del turbogenerador existente por el de mayor eficiencia y convertirse en un cogenerador con venta de excedentes de energía, preferiblemente si se lleva a cabo la implementación de los nuevos motores para la máquina de papel, o algún proyecto que representen incrementos de demanda interna de potencia del orden de los 2MW.

A continuación se listan las etapas consideradas en el desarrollo del proyecto:

- **Descripción y Diagnóstico de la situación actual**
  - Diagramas de proceso
  - Consumo de suministros energéticos
  - Planes y perspectivas de ampliaciones o reducciones de producción o consumo.
  - Recopilación de información técnica
- **Definición del marco regulatorio para desarrollar la actividad de cogeneración.**
  - Determinación del Rendimiento Eléctrico Equivalente de acuerdo con la legislación vigente (res CREG 005 de 2010).
  - Cumplimiento de las características en la conexión
  - Gestión para registro de la compañía como cogenerador ante el mercado de energía mayorista en Colombia
- **Determinación de necesidades eléctricas, térmicas y sus variaciones:**

- Posibles optimizaciones de la demanda térmica a través de medidas de ahorro energético.
- Posibles variaciones futuras de las demandas eléctrica y térmica ante distintos modos operativos de la planta.
- **Descripción de alternativas de planta de cogeneración**

Definición y descripción de varias alternativas tecnológicas de la planta de cogeneración incluyendo para cada una:

- Características técnicas de equipos
- Optimización del ciclo en sus características térmicas con el objeto de alcanzar el máximo rendimiento energético.
- Cálculo de los ahorros energéticos esperados respecto a la situación de referencia.
- **Valoración del proyecto:**

### **Inversión**

Valoración de las inversiones a realizar para cada alternativa, previa petición de oferta de los equipos principales.

### **Operación y mantenimiento**

Desglose de los conceptos de operación y mantenimiento de cada alternativa, y valoración del coste económico de los mismos. Si la alternativa necesita actividades adicionales a la actual. En la alternativa escogida es un costo no relevante.

- **Análisis económico**

Realización de un análisis de rentabilidad para cada alternativa basado en la comparación de la situación de cogeneración y la situación de referencia.

- **Análisis de Sensibilidad**

Análisis de sensibilidad al menos respecto a las variaciones en los precios de la energía eléctrica, la cantidad de excedentes de potencia y la tasa de cambio.

- **Planificación de la ejecución del proyecto**

Elaboración de un cronograma para la ejecución del proyecto (excluidos trámites administrativos), considerando tiempos de solicitud de pedidos de las máquinas, obra civil, paradas de la producción por obras en la fábrica, montaje, pruebas y puesta en servicio.

## **9 BIBLIOGRAFIA**

Blocher J. E., Stout E. D., Cokins G, Chen H. K. Administración de Costos, Un Enfoque Estratégico. Mc Graw Hill 2008.

Brigham F. E, Houston F. J. Fundamentos de Administración Financiera. THOMSON 2006

Buenaventura V. G. Teoría de Inversión en Evaluación de Proyectos, Presupuestación de Capital. Cali, Universidad ICESI 2011.

Horngren T. C, Datar M. S, Foster G. Contabilidad de Costos, Un Enfoque Gerencial. Prentice Hall 2006.

Quiles E., Correcher, A., García E., Morant F. Effects of Cogeneration Plants on the Operation of Distribution Networks. Sevilla, España. 2004

Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resoluciones 084 de 1996, 070 de 1998, 106 de 2006 y 005 de 2010.

Ministerio de Hacienda y Credito Público, Decreto 2915 de 2011.

Grupo Bancolombia, Informe de proyecciones 2010.

## **10 ANEXOS EN FORMATO DIGITAL**

-Glosario de Términos Regulatorios	GLOSARIO REGULATORIO.doc
-Modelo financiero, Precios y cotizaciones	MODELO FINANCIERO.xls
-Informe ejecutivo XM	Informe Ejecutivo XM.pdf
-Informe de Proyecciones Grupo Bancolombia	Proyecciones_Macroeconómicas.pdf